Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"
Faculdade de Engenharia

Modelo de Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos em Mercados *Pool* de Energia do Dia Seguinte

Alberto Quialheiro de Oliveira

Bauru – SP

Junho – 2016

Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"
Faculdade de Engenharia

Modelo de Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos em Mercados *Pool* de Energia do Dia Seguinte

Alberto Quialheiro de Oliveira

Orientador: Prof. Adj. Leonardo Nepomuceno

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, como um dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Bauru – SP

Junho – 2016

Oliveira, Alberto Quialheiro.
Modelo de leilão multiperíodo para sistemas hidrotérmicos em mercados pool de energia do dia seguinte / Alberto Quialheiro de Oliveira, 2016
140 f.

Orientador: Leonardo Nepomuceno

Dissertação (Mestrado)– Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2016

1. Leilão multiperíodo. 2. Sistemas hidrotérmicos. 3. Linearização de funções. 4. Mercados de energia I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Bauru

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE ALBERTO QUIALHEIRO DE OLIVEIRA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA.

Aos 10 dias do mês de junho do ano de 2016, às 15:00 horas, no(a) Anfiteatro da Seção Técnica de Pós-graduação da 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. EDILAINE MARTINS SOLER 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 ALBERTO QUIALHEIRO DE OLIVEIRA, intitulada **MODELO DE LEILÃO MULTIPERÍODO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS EM MERCADOS POOL DE ENERGIA DO DIA SEGUINTE**. 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. EDILAINE MARTINS SOLER

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, por ter me dado saúde e paz para enfrentar os desafios e me guiar nessa jornada.

À minha esposa Lisiane pela paciência, apoio e ajuda durante esses 27 meses de trabalho.

À minha mãe Helena, minhas irmãs Fátima e Manuela e minha filha Emily pelo apoio e incentivo ao longo desse caminho.

Ao orientador Prof. Adj. Leonardo Nepomuceno, não somente pelo ótimo trabalho de orientação, mas também pela paciência, amizade e dedicação nesses 27 meses.

Aos amigos da turma de mestrado Mariana, Marina, Jéssica, Daisy, Wagner e Rafael pelo companheirismo.

Aos amigos Gabriela e Augusto pela paciência e colaboração no desempenho deste trabalho.

Aos professores Balbo, Edilaine, Leonardo e Edmea pelos ensinamentos recebidos.

Aos professores da banca do exame de qualificação: Edilaine, André e Leonardo.

Aos funcionários da seção técnica de pós-graduação.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo apoio financeiro.

Resumo

Neste trabalho propõe-se um modelo de leilão multiperíodo para um mercado *pool* do dia seguinte de sistemas hidrotérmicos, que leve em consideração as restrições intertemporais do sistema termelétrico (e.g. potência máxima disponível e limites de rampa e período mínimo de operação e desligamento) e restrições hidráulicas (e.g. defluência, volume e balanço de água, altura de queda, alturas de montante e jusante do reservatório, limites de rampa de vazão defluente e função de produção). Também foram introduzidas no modelo as restrições de rede de transmissão, tais como o balanço e limites de fluxo de potência e representação das perdas. São descritas as técnicas de linearização das funções de altura de queda líquida, função de produção e função de perdas no sistema de transmissão. O modelo proposto é formulado como um problema de programação linear inteiro-misto, tendo sido resolvido utilizando as plataformas GAMS - CPLEX e IBM ILOG CPLEX *OptimizationStudio*. Os resultados apresentados têm como foco principal a análise do impacto das restrições hidráulicas nos preços de equilíbrio de mercado e no despacho de geração de sistemas hidrotérmicos. Mostra-se que a operação de uma cascata hidráulica para o dia seguinte é orientada com base nas ofertas fornecidas pelas companhias geradoras no mercado de energia.

Palavras-chave: Sistemas hidrotérmicos, sistemas termelétricos, leilão multiperíodo, mercados de energia, sistemas de transmissão, linearização de funções.

Abstract

This work presents a brief description of an energy market structure, as well as its agents, economic division and service and time horizon classification. The Brazilian market, single-period and multiperiod auction are also described, as much as a concise presentation of a hydroelectric generation system. It's proposed for a day-ahead pool market, a multiperiod auction for hydrothermal system which takes into account the intertemporal constraints from a thermoelectric system (e.g. maximum available power output and ramp rate limits, minimum up and down time) and hydraulic constraints (e.g. defluence, volume and water balance, net head, forebay and tailrace levels of reservoir, water release ramp rate limits and the unit performance curves). It was also associated to the problem the transmission constraints, such as balance and flow power limits and power loss. On account of being a problem with such features, the linearization techniques of the net head, unit performance curves and power loss function are described. The proposed model is based on a mixed integer linear programming problem, which used the GAMS - CPLEX and IBM ILOG CPLEX Optimization Studio to its resolution. Finally there are two reported situations to analyze the impact of the hydraulic constrains on the bidding prices, as well as the influence of the selling prices on the total spillage of the hydroelectric plants. The model is projected for a hydro predominance plant cascade.

Key-words: Hydroeletric systems, thermoeletric systems, multiperiod auction, electricity market, transmission systems, functions linearizations.

Sumário

1 Introdução **3**

1.1 Motivação 5

1.2 Objetivos 5

2 Mercados de Eletricidade **7**

2.1 Estrutura Geral de Mercados de Eletricidade 7

2.2 Agentes de Mercados de Eletricidade 10

2.3 Modelos Econômicos de Mercados de Eletricidade 11

2.4 Tipos de Mercado de Eletricidade 14

2.4.1 Mercados de Energia 14

2.4.2 Mercados de Serviços Auxiliares 14

2.4.3 Mercados de Transmissão 14

2.5 Estrutura do Mercado de Energia Brasileiro 14

2.5.1 Principais Agentes do Setor Elétrico Brasileiro 15

2.5.2 Principais Consumidores do Setor Elétrico Brasileiro 17

2.5.3 Divisão do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro 18

2.5.4 Ambientes de Comercialização 20

3 Planejamento da Geração dos Mercados de Energia Elétrica **23**

3.1 Introdução 23

3.2 Modelos de Leilão de Energia 24

3.2.1 Modelos de Leilão Monoperíodo 25

3.2.2 Modelos de Leilão Multiperíodo 25

4 Sistemas de Geração Hidrotérmicos **29**

4.1 Geração Termelétrica 30

4.2 Geração Hidráulica 30

4.2.1 Reservatório 32

4.2.2 Vazão Afluente 33

4.2.3 Engolimento, Vazão Vertida e Vazão Defluente 33

4.2.4 Cota de Montante do Reservatório 34

4.2.5 Cota de Jusante do Reservatório 35

4.2.6 Altura de Queda 35

4.2.7 Usinas Afogadas 36

4.2.8 Conjunto Turbina - Gerador 37

4.2.9 Rendimento e Função de Produção 37

4.2.10 Potência Máxima e Engolimento Máximo 37

5 Tratamento das Não-Linearidades **41**

5.1 Introdução 41

5.2 Linearização da Função Altura de Queda Líquida 42

5.2.1 O Processo de Linearização 43

5.3 Linearização da Função de Produção 47

5.3.1 A Curva de Performance e seu Processo de Linearização 48

5.3.2 Método de Interpolação Tridimensional 52

5.4 Linearização da Função de Perdas de Potência 55

5.4.1 O Processo de Linearização 55

6 Formulação do Modelo de Leilão Multiperíodo Hidrotérmico Proposto **59**

6.1 Introdução 59

6.2 Conjuntos 60

6.3 Dados 60

6.4 Variáveis 63

6.5 Função Objetivo 65

6.6 Restrições 66

6.6.1 Restrições de Geração Termelétrica 66

6.6.2 Restrições de Geração Hidrelétrica 69

6.6.3 Restrições de Rede 75
6.6.4 Restrições de Demanda de Mercado 77
6.7 Modelo Matemático Proposto 77

7 Resultados **83**
7.1 Dados do Sistema Estudado 83
7.2 Impacto das Restrições Hidrelétricas 86
7.3 Impacto das Restrições de Rede 93
7.4 Impacto das Ofertas dos Geradores na Operação da Cascata Hidráulica . . 100

8 Conclusões **105**

Referencias **107**

A Dados do Sistema **115**
A.1 Dados do Sistema Termelétrico 115
A.2 Dados do Sistema Hidrelétrico 118
A.3 Dados de Rede 121
A.4 Dados da Demanda 123

Lista de Figuras

2.1 Estrutura básica de um mercado de energia. 9
2.2 Organização e funcionamento do mercado pool. 12
2.3 Agentes do mercado brasileiro. 17
2.4 Sistema Interligado Nacional - SIN. 19

3.1 Bem estar social (equilíbrio de mercado). 25

4.1 Sistema hidrotérmico. 29
4.2 A usina termelétrica. 30
4.3 A usina hidrelética. 31
4.4 Cota de montante do reservatório da usina de Furnas. 34
4.5 Cota de jusante da usina de Furnas. 35
4.6 Curva de altura de queda líquida da usina de Emborcação. 36
4.7 Representação de uma usina afogada. 37
4.8 Curva colina de uma usina hidrelétrica. 38
4.9 Rendimento da usina de Camargos. 39
4.10 Potência máxima e engolimento máximo. 39
4.11 Potência máxima e engolimento máximo da usina de Emborcação. 40

5.1 Curva cota de montante da usina 3 Gargantas - China 45
5.2 Curva cota de jusante da usina de Furnas 46
5.3 Função de produção de uma unidade geradora da usina de Três Gargantas, na China 49
5.4 Aproximação linear por partes da função de produção 51

5.5 Relação das variáveis binárias de acordo com as posições dos triângulos . . 51
5.6 Aproximação linear por partes da função de perdas 57

6.1 Função de produção de uma usina 74

7.1 Cascata hidráulica de usinas hidrelétricas utilizadas. 85
7.2 Trajetória de volume dos reservatórios da usinas 1, 2 e 3. 90
7.3 Geração hidráulica total para cada período para os casos 1 e 2. 92
7.4 Geração térmica total para cada período para os casos 1 e 2. 92
7.5 Demanda total aceita e evolução dos preços. 93
7.6 Geração hidráulica total para cada período para os casos 3, 4 e 5. 98
7.7 Geração térmica total para cada período para os casos 3, 4 e 5. 98
7.8 Demanda total aceita e evolução dos preços nos Casos 3, 4 e 5. 99

Lista de Tabelas

5.1 Comparativo: potência linearizada x potência real - Usina de Emborcação. 54

7.1 Dados das usinas hidrelétricas do sistema. 84
7.2 Capacidade de geração das unidades termelétricas do sistema. 85
7.3 Dimensões computacionais do problema e funções objetivo. 86
7.4 Despacho das potências em MW por usina hidráulica e por período. 88
7.5 Despacho das potências em MW por unidade térmica e por período. 89
7.6 Geração total das potências hidráulicas, térmicas e preços: Caso1/Caso2. . 91
7.7 Dimensões computacionais do problema e função objetivo. 94
7.8 Despacho das potências em MW por usina hidráulica e por período. 95
7.9 Despacho das potências em MW por unidade térmica e por período. 96
7.10 Geração total das potências e preços: Caso 3/Caso 4/Caso 5. 97
7.11 Bloco de ofertas de venda das usinas hidrelétricas - Caso Base 100
7.12 Bloco de ofertas de venda das usinas hidrelétricas utilizados no Caso 6. . . 101
7.13 Bloco de ofertas de venda das usinas hidrelétricas utilizados no Caso 7. . . 102
7.14 Volume Vertido, Turbinado e Defluído - Casos 1, 6 e 7 102

A.1 Blocos de potência máxima produzida [MW] por cada unidade geradora térmica por perído [h] 115
A.2 Período mínimo que uma unidade geradora térmica deve ficar desligada (MDT) ou operando (MUT) em horas. 116

A.3 Mínimo tempo que a unidade térmica deve ficar desligada no horizonte atual devido ao seu MDT não completamente cumprido no dia anterior (F) e o mínimo tempo que a essa mesma unidade deve ficar ligada no horizonte atual devido ao seu MDT não completamente cumprido no dia anterior (G) em horas. 116
A.4 Custo de partida de uma unidade geradora térmica (SB). 117
A.5 Limites de rampa de partida para cima (RU) para baixo (RD) e de parada para cima (SU) e para baixo (SD) em MW 117
A.6 Limite superior dos bloco de energia ofertados pelas unidades térmicas por período em MW. 118
A.7 Preço dos bloco de energia ofertados pelas unidades térmicas por período em $. 118
A.8 Bloco de ofertas de venda - Usinas Hidrelétricas 119
A.9 Cotas máxima (HUmax) e mínima (HUmin) de montante do reservatório, volumes máximo (Vmax), mínimo (Vmin) e inicial (V0) do reservatório. . . 119
A.10 Defluência máxima (Umax) e mínima (Umin), vertimento máximo (Smax), mínimo (Smin) e rampa de vazão deflutente (RUH). 120
A.11 Número máximo de partidas (Zmax), constante de perdas hidráulicas da usina (C), termo independente (HDind) e dependente (HDdep) da função de 1º grau que representa a cota de jusante da usina. 120
A.12 Tempo de viagem (TV) entre duas usinas em horas. 121
A.13 Vazão prevista por período para o reservatório da usina em m^3 / s 121
A.14 Dados de ramo do sistema de transmissão. 122
A.15 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 1 124
A.16 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 2 125
A.17 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 3 126
A.18 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 4 127

A.19 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 5 128
A.20 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 6 129
A.21 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 7 130
A.22 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 8 131
A.23 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 9 132
A.24 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 10 133
A.25 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 11 134
A.26 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 12 135
A.27 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 13 136
A.28 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 14 137
A.29 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 15 138
A.30 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 16 139
A.31 Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 17 140

Lista de Abreviaturas

Abreviatura	**Significado**
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmera de Comercialização de Energia Elétrica
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor de Energia
CNPE	Conselho Nacional de Política de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
LMH	Leilão Multiperíodo para Sistemas Hidrotérmicos
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministétrio de Minas e Energia
OIS	Operador Independente do Sistema
OM	Operador de Mercado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PIE	Produtores Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PLIM	Programação Linear Inteira Mista
SIN	Sistema Interligado Nacional

Capítulo 1

Introdução

A indústria da energia elétrica tem passado por transformações importantes, com o objetivo de evoluir de uma estrutura centralizada, verticalmente integrada e não competitiva para uma estrutura distribuída, competitiva, e baseada em mecanismos de mercado (CONEJO et al., 2010a). Em uma economia de mercado, espera-se que os consumidores sejam a força mais importante na regulação do mercado, e a regulamentação estatal deve ser feita de forma mais leve, somente para evitar o poder de mercado por parte de agentes geradores (NEPOMUCENO, 2014).

A partir da implantação de mercados de energia, a cadeia de planejamento de geração tem sido estruturada com base em um novo paradigma. No ambiente regulado, os modelos que compõem a cadeia de planejamento são executados pelo operador do sistema, com objetivos de minimização dos custos de produção da energia. No ambiente de mercado, os custos de produção de energia são delegados aos produtores em todos os níveis da cadeia de planejamento e o novo objetivo do mercado consiste na maximação da função de "bem estar social", a qual é dada pela soma dos excedentes de produção e consumo (STOFT, 2002). A maximização da função de bem estar social leva à competição nos processos de geração e comercialização de energia (BREGADIOLI, 2015). A tese de livre-docência (NEPOMUCENO, 2014) descreve e compara os modelos matemáticos que compõem a cadeia de planejamento para os ambientes regulado e de mercado, para o curto, médio e longo prazos, mostrando as diferenças de paradigma dos dois ambientes.

Para o planejamento de curto prazo (dia seguinte), foco desta dissertação, a mudança no paradigma de operação foi ainda mais sensível. No ambiente regulado, o despacho de geração de curto prazo é feito de forma centralizada pelo operador do sistema, com

base em abordagens baseadas no Fluxo de Potência Ótimo (FPO), onde o objetivo é a minimização dos custos totais de geração, porém garantindo a segurança e confiabilidade do sistema. Para isso, o operador do sistema conta com ferramentas computacionais que calculam a geração ótima (mínimo custo) do sistema, destacando-se os modelos de despacho (ARCE et al., 2014) e de pré-despacho de geração (JOHANNESEN et al., 1991; OLIVEIRA et al., 2003; PEREIRA & PINTO, 1983) para sistemas hidrotérmicos, e os modelos de *unit commitment* (ENCINA et al., 2008) para sistemas com base termelétrica.

No ambiente de mercado, os modelos de planejamento de curto prazo baseados no FPO foram substituídos não por um modelo, mais por um conjunto de modelos de otimização que são utilizados pelos agentes envolvidos. Os geradores, consumidores, o Operador de Mercado (OM) e o Operador Independente do Sistema (OIS) têm objetivos diferentes no mercado, e por isso, devem desenvolver modelos matemáticos específicos para auxílio em sua tomada de decisão nos mercados.

As companhias geradoras têm como objetivo a maximização de seus lucros nos mercados sujeito ao atendimento das restrições operativas de suas unidades, porém elas não se preocupam com a segurança e confiabilidade do sistema. Um dos principais objetivos das companhias geradoras é calcular ofertas de energia nos leilões, que maximizem seus lucros. Por sua vez, o OM e/ou OIS têm como objetivo estabelecer a concorrência entre geradores e consumidores e ainda zelar pela confiabilidade do sistema e do mercado de eletricidade. Para isso, tais operadores devem desenvolver modelos de leilão que viabilizem a concorrência, porém levando em conta os aspectos de segurança e confiabilidade. Finalmente, os consumidores estão preocupados em desenvolver modelos que os auxiliem na tomada de decisão de como dar lances nos mercados de eletricidade.

Os modelos de leilão que têm sido propostos na literatura têm focado em sistemas com predominância de geração termelétrica. Nesses casos, os processos de geração das unidades termelétricas têm sido representados em detalhes, com a representação de restrições intertemporais, tais como rampas de tomada e alívio de carga, rampas de partida e parada etc. Os modelos de leilão para sistemas com base na geração hidrelétrica, têm sido representados de forma simplificada FOSSO et al. (1999), sem a representação das restrições hidráulicas ou representando estas restrições por meio de simulação (BREDA, 2013; SILVA, 2010).

No que se refere ao Brasil, em 1996, foi implantado o modelo de mercado de energia,

gerido pela Companhia de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o qual não inclui os mercados do dia seguinte, aqui investigados. Os preços de equilíbrio do mercado *pool* (denominado pelo setor de preço de liquidação de diferenças - PLD) são publicados pela CCEE de forma semanal, e em 3 patamares de carga: leve, média e pesada(CCEE, 2014).

Nas seções 1.1 e 1.2 são descritos a motivação e os objetivos deste trabalho.

1.1 Motivação

A operação do mercado de energia no Brasil é feito pela CCEE, onde os preços de equilíbrio desse mercado, o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), são gerados semanalmente. Desta forma, não há no Brasil uma política de mercado com estrutura para cálculo de preços em base horária para o dia seguinte. Tampouco existe uma estrutura de mercado que calcule o preço horário por barra, que considere a influência da transmissão e de suas perdas na formação de preços do sistema elétrico e, sobretudo, onde são levadas em consideração as restrições intertemporais das unidades geradoras termelétricas e hidrelétricas. Assim sendo, pesquisas que visem à estruturação e investigação nesse sentido são bem vindas ao setor elétrico.

1.2 Objetivos

O objetivo principal desta dissertação de mestrado consiste em propor um modelo de leilão multiperíodo para um sistema hidrotérmico com predominância de geração hidrelétrica. O modelo proposto leva em consideração as restrições intertemporais de unidades termelétricas, tais como potência máxima disponível, limites de rampa e período mínimo de operação e desligamento, e de usinas hidrelétricas, como defluência, volume e balanço hídrico, alturas de montante e jusante do reservatório, limites de rampa de vazão defluente e função de produção. O balanço e limites de fluxo de potência e representação das perdas também foram introduzidos no problema, os quais se referem às restrições de rede de transmissão. Desta forma, busca-se analisar o impacto das restrições hidráulicas e de rede no despacho da geração hidrotérmica e nos preços de equilíbrio de mercado, assim como a influência dos preços ofertados na operação da cascata de usinas hidrelétricas.

O modelo é representado como um problema de programação linear inteira-mista e implementado nas plataformas GAMS - CPLEX e IBM ILOG CPLEX *OptimizationStudio*.

São apresentadas técnicas de linearização das funções de produção, queda líquida e perdas no sistema de transmissão, as quais se fazem necessárias para a eficiência e transparência do leilão.

Esta dissertação é estruturada da forma como segue. Neste capítulo foi apresentado uma breve introdução ao trabalho. No Capítulo 2 uma visão geral da estrutura de mercados de energia é descrita, assim como a estrutura do mercado de energia brasileiro. Os modelos de leilão para sistemas hidrotérmicos são definidos no Capítulo 3, que se refere ao planejamento da geração dos mercados de energia elétrica. Dentro do Capítulo 4 os elementos dos sistemas de geração hidrelétricos são expostos em detalhes. As técnicas utilizadas no tratamento das não-linearidades das funções altura de queda líquida, produção e perdas de potência são descritas no Capítulo 5. No Capítulo 6 é proposta a formulação do modelo de leilão multiperíodo hidrotérmico. Finalmente, nos Capítulos 7 e 8 são apresentados respectivamente, os resultados obtidos e as principais conclusões e contribuições do trabalho. No anexo A encontram-se os dados dos sistemas estudados.

Capítulo 2

Mercados de Eletricidade

Em termos econômicos, a eletricidade tem sido vista mais modernamente como uma *commodity*, a qual pode ser comprada, vendida e negociada. Os mercados de eletricidade correspondem a uma estrutura que organiza esses processos de compra, venda e negociação da eletricidade. Neste ambiente, atuam os principais agentes envolvidos, quais sejam: companhias geradoras, transmissoras, distribuidoras e consumidores, além de agentes que exercem o controle do sistema, o operador independente do sistema (OIS), e do próprio mercado, o operador de mercado (OM). O objetivo fundamental dos mercados de eletricidade consiste em promover a competição nos processos de geração e comercialização da eletricidade, de forma a gerar preços menores para os consumidores e melhorias nos processos de geração, transmissão e distribuição.

Neste capítulo, a estrutura geral dos mercados de eletricidade é descrita, bem como os principais agentes envolvidos, quais suas principais tarefas e obrigações no mercado. A seção 2.1 descreve a estrutura geral dos mercados de energia. Na seção seção 2.2, o papel dos principais agentes no mercado eletricidade é descrito. Na seção 2.3 os modelos econômicos de mercados utilizados é discutido. Na seção 2.4, os vários tipos de mercados de eletricidade são descritos, envolvendo os tipos de serviços prestados pelos agentes associados à eletricidade.

2.1 Estrutura Geral de Mercados de Eletricidade

A interação entre os agente geradores e consumidores e o mercado é realizada pelo operador de mercado (OM) ou pelo operador independente do sistema (OIS). Em al-

guns mercados, utiliza-se uma entidade única (OIS/OM) a qual é responsável tanto pela operação do sistema de energia em si, quanto pela operação do mercado de eletricidade. Conforme mostrado na Figura 2.1, adaptada de SHAHIDEHPOUR (2002), o OIS/OM (ou somente o OM, quando for o caso) deve dispor de várias ferramentas computacionais para o gerenciamento do mercado, as quais envolvem, dentre outras, a previsão, operação e o monitoramento do mercado. As companhias geradoras, por sua vez, também necessitam de um conjunto de ferramentas computacionais que envolvem a previsão de geração, e o cálculo de suas estratégias de ofertas nos leilões de eletricidade, bem como ferramentas de gerenciamento de risco inerente a tais ofertas.

A Figura 2.1 destaca também os três tipos de mercados de eletricidade mais importantes: os mercados de energia, de serviços auxiliares e de transmissão, que serão detalhados na seção 2.4. Para todos esses tipos de mercados de eletricidade, as transações são feitas por meio de leilões, nos quais as companhias geradoras fornecem ofertas (de venda) aos mercados de energia, e os agentes consumidores fornecem lances (de compra). Ofertas e lances são analisados pelo OIS/OM por meio de modelos de leilão, os quais irão decidir quais ofertas e lances serão aceitos. Por esta razão, uma boa representação dos modelos de leilão é indispensável para a transparência e eficiência dos mercados de eletricidade, bem como para aderência das decisões calculadas por estes modelos com as características operacionais e físicas do sistema de potência (NEPOMUCENO, 2014).

Assim sendo, conforme mostrado na Figura 2.1, as informações fornecidas pelas companhias geradoras ao mercado consistem basicamente nas ofertas, enquanto que o OIS/OM é responsável pela programação da geração e da demanda. Apesar de não destacado na figura, os agentes consumidores têm fundamental importância, já que seus desejos de compra influenciam de forma significativa na programação de geração calculada pelo OIS/OM. Assim, em uma estrutura mais geral, porém não destacada na Figura 2.1, também é necessário um conjunto de ferramentas utilizada pelos consumidores para o cálculo de seus lances no mercado de eletricidade, o qual deve se basear em modelos de previsão de carga e preços de mercado, bem como em uma análise de risco associada aos lances fornecidos.

A seguir, destaca-se o papel dos principais agentes geradores no mercado de eletricidade. Detalhes sobre a estrutura geral de mercados de eletricidade podem ser encontrados em SHAHIDEHPOUR (2002) e CONEJO et al. (2010a).

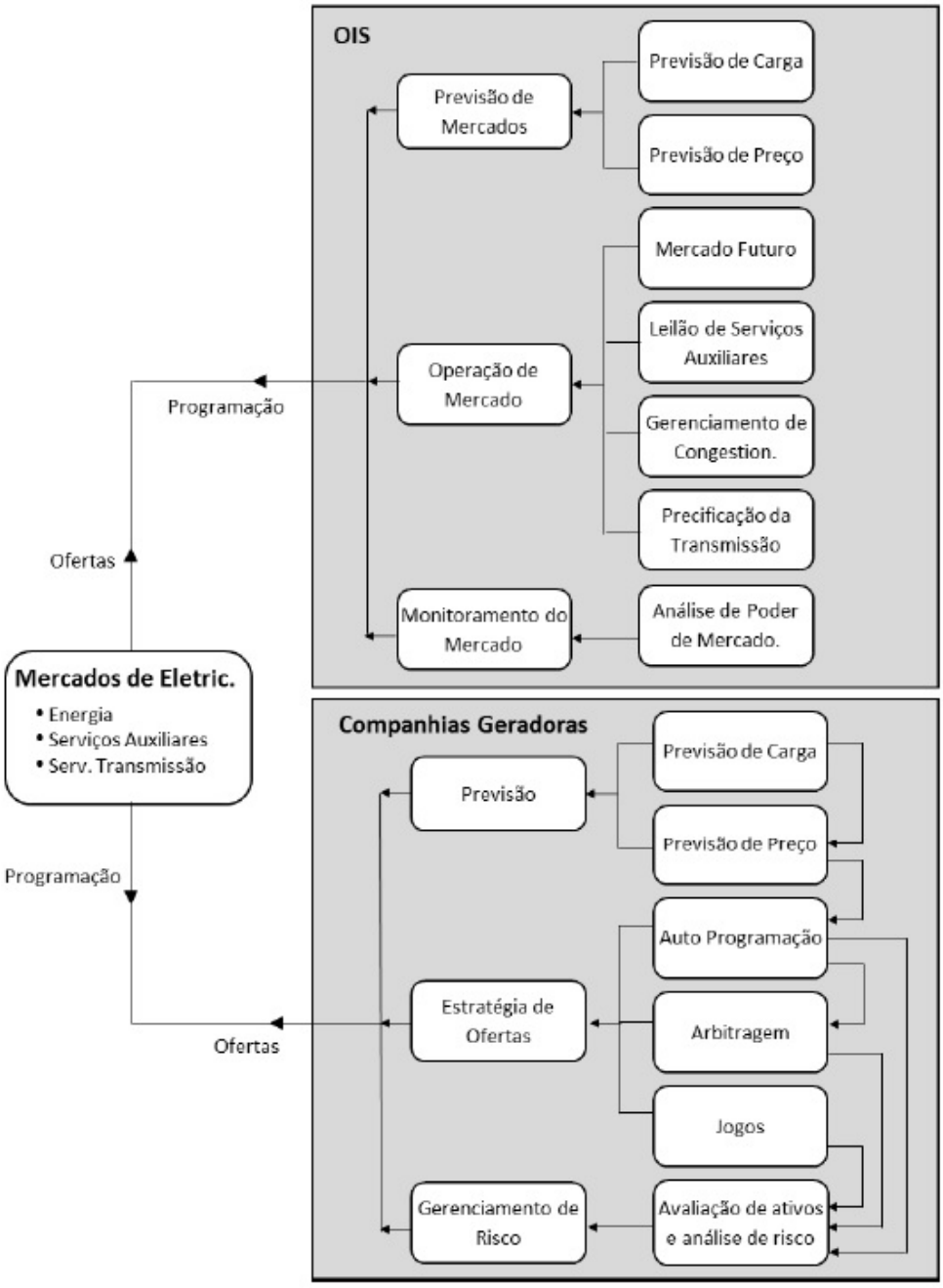

Figura 2.1: Estrutura básica de um mercado de energia.
Fonte: Adaptado de SHAHIDEHPOUR (2002)

2.2 Agentes de Mercados de Eletricidade

Os principais agentes do mercado de eletricidade envolvem o operador independente do sistema (OIS), o operador de mercado (OM), as companhias geradoras e transmissoras e os consumidores. A descrição do papel de cada um nos mercados de eletricidade é descrito a seguir.

Operador de Mercado - OM

O operador de mercado tem como objetivos a previsão, operação e manutenção dos mercados de eletricidade. Uma das principais tarefas do OM envolve a execução do procedimento de leilões, objeto de investigação desta dissertação. Os modelos de leilão têm como objetivo estabelecer quais ofertas/lances de geradores/consumidores serão aceitos no mercado. Um algoritmo básico para a solução do leilão consiste em aceitar, de modo progressivo, os maiores lances dos consumidores e as menores ofertas dos geradores, até que a demanda esteja completamente atendida, ou até que o preço das ofertas atinja um valor que não mais interesse aos consumidores. Esse ponto é denominado de ponto de equilíbrio de mercado, e associado a ele pode-se calcular a programação da geração e consumo, bem como o preço de equilíbrio de mercado. Em geral, os modelos de leilão apresentam algoritmos mais sofisticados, em que detalhes dos sistemas de geração e transmissão são também inseridos, de modo a representar com mais precisão o ponto operativo e restrições atuais de mercado e do sistema de potência.

Operador Independente do Sistema - OIS

Da mesma forma que os proprietários da transmissão, geração e distribuição e consumidores, o OIS deve ser uma entidade independente dos demais participantes do mercado. Sua tarefa consiste em operar o sistema elétrico de potência, de modo a garantir a confiabilidade e a segurança do sistema. O OIS possui autoridade para reprogramar ou redespachar os recursos do sistema que foram previamente programados pelo OM, e tem ainda autoridade para tomar ações no sentido da manutenção da segurança e confiabilidade do sistema elétrico de potência, tais como: acionamento de linhas, manutenção da frequência, atendimento da demanda, entre outros.

Companhias Geradoras

As companhias geradoras têm o papel de geração da eletricidade para os consumidores. Do ponto de vista de mercados, as companhias geradoras têm como objetivo básico a maximização de seus lucros no mercado de eletricidade. As usinas de geração hidrelétricas, termelétricas, eólicas, dentre outras, são operadas e mantidas pelas companhias geradoras. Todas as atividades de mercado das companhias geradoras estão voltadas a obtenção de ofertas ao mercado de eletricidade que garantam o maior lucro possível no mercado, levando em conta as incertezas associadas às vazões, aos preços atuais e futuros e às necessidades futuras de demanda. Conforme já mostrado na Figura 2.1, as companhias geradoras demandam uma série de ferramentas matemáticas para buscarem essa maximização de lucros.

Companhias Transmissoras

Com os objetivos de construir, manter e operar o sistema de transmissão, as companhias transmissoras são componentes importantes nos mercados de energia, já que sem a transmissão não há como escoar o produto eletricidade até os consumidores. O sistema de transmissão tem como tarefa a transferência de energia de pontos de geração aos pontos de consumo. Em sistemas ditos desregulamentados, as companhias geradoras não podem ser afiliadas a outras empresas participantes do mercado (geração e consumo). O conceito de desregulamentação é importante para a manutenção da transparência e competitividade do mercado.

2.3 Modelos Econômicos de Mercados de Eletricidade

Os modelos econômicos de mercados de eletricidade, dividem-se basicamente em modelo de mercados *pool* e de futuros, modelo de contratos bilaterais e modelos híbridos, os quais são descritos a seguir.

Mercado Pool

O *pool* é um modelo econômico de mercado em que as transações envolvendo a eletricidade são feitas no curto prazo. Outros tipo de transações que envolvem o médio e longo

prazo são denominadas de mercado de futuros ou mercados a termo.

De acordo com CONEJO et al. (2010a), o *pool* é um ambiente de mercado que envolve basicamente três tipos de sub-mercados: mercados do dia seguinte, mercados de ajuste intra-diários, e os mercados de tempo real, ou equilíbrio. Os dois primeiros diferem quanto ao número de fechamentos diários e a antecedência. O mercado do dia seguinte, foco desta dissertação, é fechado com 24 ou 38 horas de antecedência, geralmente calculando-se preços de equilíbrio horários. Já, o mercado de ajuste, é fechado mais de uma vez por dia, de forma a reajustar os despachos e preços calculados no mercado do dia seguinte, porém com uma antecedência menor. Os mercados de equilíbrio, ou de tempo real, têm como objetivo suprir a energia necessária para complementar as diferenças entre a energia prevista e efetivamente gerada. Essas diferenças ocorrem em virtude de falhas em equipamentos ou em função da intermitência de fontes como energia solar, eólica, entre outras.

A liquidação (fechamento) do mercado *pool* é feita por meio de ferramentas de leilão. No leilão, geradores e consumidores oferecem ofertas/lances, os quais são avaliados por ferramentas computacionais em que os geradores/consumidores com melhores ofertas/lances são despachados progressivamente, até atingirem a demanda, porém, levando-se em conta as restrições operativas do sistema. A Figura 2.2 descreve o funcionamento do *pool*, em que se destacam as ofertas dos produtores e os lances dos consumidores e comercializadores de energia (concessionárias). Estes últimos têm como papel o fornecimento de energia aos clientes (consumidores finais).

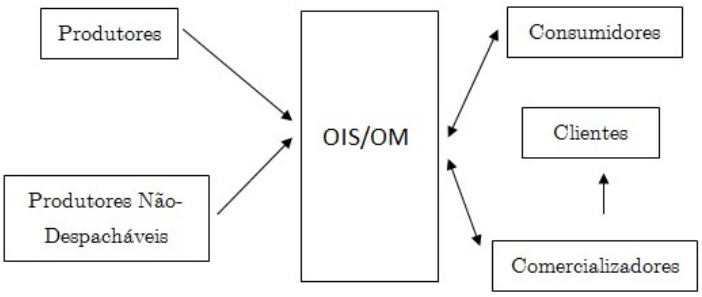

Figura 2.2: Organização e funcionamento do mercado pool.
Fonte: (CONEJO et al., 2010b)

Dentre os vários mercados *pool* atualmente existentes, pode-se citar: o *New York pool*, *New England pool*, MISO, *Nord pool*, Operador del mercado electrico - OMEL, dentre vários outros (F. STACKE, 2008).

Contrato Bilateral

Neste modelo econômico de mercado, as transações de energia não estão organizadas por um operador de mercado. Nestes casos, os contratos de compra e venda de energia são estabelecidos diretamente entre consumidores e geradores, sem nenhuma outra interferência, onde as quantidades e os preços são especificados entre as partes. Quando há um comum acordo, sem intervenção do operador, os contratos são fechados e comunicados ao OM e/ou OIS. No entanto, em alguns mercados, o que pode ocorrer é que a efetivação do contrato seja circunstanciada à verificação da capacidade da rede de transmissão feita pelo OIS. Nesse caso, o contrato só será cumprido se for viável do ponto de vista de transferência de energia pela rede de transmissão do local de geração ao local do consumo. Modelos de cálculo de transferência de energia entre barras são utilizados em alguns mercados para a validação destes contratos.

O modelo econômico de contratos bilaterais pode apresentar as seguintes dificuldades:

- A efetivação de um contrato pode incorrer no descumprimento dos limites operacionais do sistema. Assim, uma ferramenta de coordenação entre os contratos já realizados e os novos se faz necessária, já que o fluxo de energia é imposto pelas leis físicas de conservação de energia;

- A responsabilidade dos custos inerentes às perdas na transmissão associadas aos contratos é um problema de difícil solução, uma vez que a função de perdas é não separável (GALIANA & PHELAN, 2000).

Mercado Híbrido

Ultimamente, algumas pesquisas têm focado na coordenações entre modelos *pool* e bilaterais, no que diz respeito ao planejamento e à operação do sistema elétrico. Nesse modelo busca-se conciliar os objetivos dos dois mercados citados em um modelo híbrido onde o fechamento dos negócios é realizado no *pool* e a outra parte é feita através dos mercados bilaterais.

Nesta dissertação, descreve-se um modelo de leilão que envolve somente o mercado *pool*, sem a representação do mercado bilateral.

2.4 Tipos de Mercado de Eletricidade

A seguir, baseado em NEPOMUCENO (2014), os tipos de mercados são brevemente descritos quanto a sua classificação por tipos de serviço negociados: energia, serviços auxiliares e transmissão. É conveniente destacar que nesta dissertação, tem-se como foco somente os modelos de leilão de energia para o mercado *pool* do dia seguinte.

2.4.1 Mercados de Energia

Neste mercado, ocorrem as negociações da energia baseadas na competição. Essa competição é estabelecida pelo mecanismo de leilão conforme já descrito para o mercado *pool*. As transações envolvendo a energia elétrica podem ser feitas no curto (mercado *pool*) ou no médio e longo prazos (mercado de futuros).

2.4.2 Mercados de Serviços Auxiliares

Os serviços de reserva girante, reserva não girante, controle de carga-frequência, controle de tensão, entre outros fazem parte deste tipo de mercado. Tais serviços podem ser despachados por algoritmos em que se assume uma sequência de qualidade de serviço para o cálculo do equilíbrio de mercado. Também adota-se uma abordagem em que os participantes enviam ofertas ao mesmo tempo para todos os tipos de serviços, onde o OIS/OM calcula o preço de equilíbrio através de um modelo de otimização. Detalhes sobre esse tipo de mercado de eletricidade podem ser encontrados em CONEJO et al. (2010a).

2.4.3 Mercados de Transmissão

O direito de transmissão é negociado neste tipo de mercado. Desta forma, podem estar inclusos o direito de injeção ou extração de potência em um determinado ramo da rede. Detalhes sobre esse tipo de mercado de eletricidade também podem ser encontrados em CONEJO et al. (2010a).

2.5 Estrutura do Mercado de Energia Brasileiro

Desde a década de 90, o modelo institucional do setor de energia elétrica sofreu duas grandes mudanças. A primeira foi quando se estabeleceu a privatização das companhias

geradoras em dezembro de 1996, surgindo assim Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e decretou que através de leilão ou concorrência, a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida. Ao mesmo tempo, foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e um ambiente para realização das transações de compra e venda de energia elétrica, denominado Mercado Atacadista de Energia elétrica (MAE). A segunda mudança aconteceu em 2004, com a implementação do chamado novo modelo do setor elétrico, cujos objetivos principais eram: garantir a segurança no suprimento de energia, promover a modicidade tarifária e promover a inserção social, como o programa *Luz para todos*. Essa implantação resultou na retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado (ANEEL, 2008).

Comparado ao restante do mundo, o setor elétrico brasileiro possui um modelo diferenciado de operação. No Brasil, há um grande potencial energético a ser explorado, principalmente no que tange às fontes renováveis, implicando em constantes inovações tecnológicas e regulatórias (CCEE, 2014). A seguir são descritos os principais agentes do mercado de energia elétrica brasileiro (RENOVÁVEIS, 2016).

2.5.1 Principais Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é o órgão do Governo Federal responsável por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia. É também incumbido de conduzir as políticas de energia elétrica do país, sendo suas principais obrigações a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo Conselho Nacional de Politica Energética - CNPE.

O Conselho Nacional de Politica Energética - CNPE

O CNPE, um órgão que proporciona assessoria ao Presidente da República, possui como função principal a formulação de políticas e diretrizes de energia com o objetivo de promover um aproveitamento ótimo dos recursos energéticos do País.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A Empresa de Pesquisa Energética - EPE é o órgão responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor energético com o objetivo subsidiar o MME na sua função de elaborador de programas para o setor energético nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE

O acompanhamento das condições de fornecimento de energia do sistema e a prescrição das providências necessárias para a correção de problemas identificados, é de responsabilidade do CMSE, o qual atua sob a supervisão do MME.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem como objetivo regular e fiscalizar o setor energético de acordo com as políticas estabelecidas pelo ministério da minas e energia - MME.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Sua principal função é controlar as operações de geração e transmissão do sistema interligado nacional - SIN, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. No entanto, sua missão institucional é garantir aos usuários do SIN a continuidade, a qualidade e a economicidade do fornecimento de energia elétrica. Outras competências do ONS são propor ao poder concedente as ampliações das instalações de rede básica, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento da expansão dos sistemas de transmissão; e indicar regras para operação das instalações de transmissão da rede básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL. O ONS faz o papel do operador independente do sistema (OIS) no Brasil.

Câmera de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

A Câmera de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE corresponde a uma pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da ANEEL, e tem por finalidade possibilitar a comercialização de energia elétrica no SIN. Um dos principais objetivos da CCEE é promover leilões públicos no Ambiente de Contratação

Regulada. A CCEE faz o papel do operador de mercado (OM) no Brasil, porém os leilões realizados em geral são puramente econômicos, não levando em conta os aspectos físicos e operacionais do sistema.

Um diagrama esquemático retirado de (CCEE, 2014) com os principais agentes do mercado de energia brasileiro é apresentado na Figura 2.3

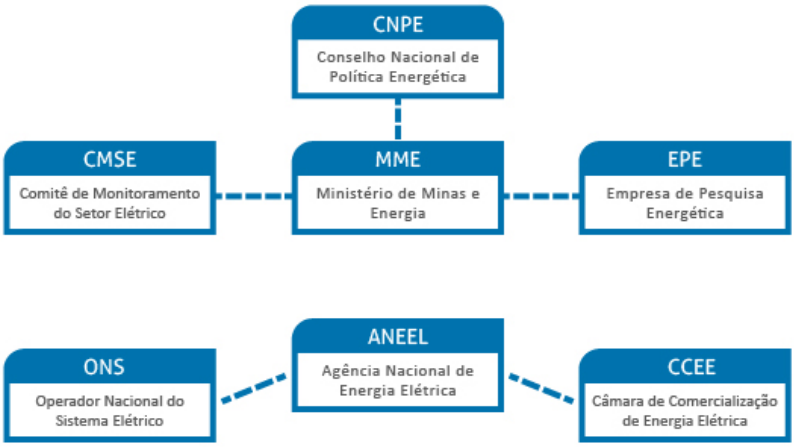

Figura 2.3: Agentes do mercado brasileiro.
Fonte: (CCEE, 2014)

2.5.2 Principais Consumidores do Setor Elétrico Brasileiro

No que diz respeito aos mercados de eletricidade, no Brasil, atualmente, existem três classes de consumidores (ABRADEE, 2014): consumidores cativos, livres e especiais, conforme descrição a seguir.

Consumidor Cativo

A este consumidor, cabe a responsabilidade de apenas comprar energia elétrica por meio da empresa distribuidora de sua localidade. Esta classe contém os clientes de baixa tensão e a maioria dos consumidores de média tensão.

Consumidor Livre

Diferentemente do consumidor cativo, o consumidor livre tem a opção de comprar energia diretamente no mercado atacadista de energia no ambiente de contratação livre.

Para que um consumidor possa ser considerado livre, este deve ter demanda mínima de 3 MW, seja qual for o nível de tensão.

Consumidor Especial

O consumidor especial também possui a opção de negociação de energia no mercado livre, a menos que adquira de fontes incentivadas, como biomassa, PCH's e solar. Neste caso, sua demanda deve ser igual ou superior a 500 KW.

2.5.3 Divisão do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro

Atividades como geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica tornaram-se áreas de negócio independentes após o mercado brasileiro de energia elétrica tornar-se um setor desverticalizado em sua cadeia produtiva. A divisão do mercado brasileiro é detalhada a seguir conforme RENOVÁVEIS (2016).

Geração

A geração de energia elétrica brasileira é majoritariamente hidrelétrica. Mais de 75% da capacidade de geração nacional é constituída por usinas hidrelétricas de grande e médio porte e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH), o que se justifica pela existência de grandes rios de planalto, banhados por chuvas tropicais abundantes que constituem uma das maiores reservas de água doce do mundo.

Várias fontes de energia elétrica no Brasil podem ser exploradas para atender sua crescente demanda, são elas: hidrelétrica, eólica, biomassa, gás natural, carvão, óleo combustível e nuclear.

Com o passar dos anos, a energia obtida das PCH's e Biomassas apresentaram um custo de geração bastante competitivo em comparação as outras fontes energéticas. As vantagens da geração de energia elétrica de fontes renováveis do setor de pequenas usinas são: baixo impacto sócio ambiental, possibilidade de venda, sem tarifas da ANEEL, em mercados reservados, custos menores e agilidade no licenciamento, construção e operação, descontos em tarifas e incentivos legais, baixo custo de financiamento a longo prazo, geração de créditos de carbono e tributação em regime de lucro presumido.

Transmissão

Por se tratar de um país com uma imensa extensão territorial, as principais usinas hidrelétricas do Brasil se encontram em regiões com distâncias consideráveis dos centros consumidores.

O setor de transmissão é constituído de uma rede de linhas de transmissão que se espalha por todo o território nacional com o objetivo de levar a energia elétrica das fontes geradoras até as empresas de distribuição. Essa rede faz parte do Sistema Interligado Nacional (SIN) o qual engloba empresas de geração e transmissão de energia elétrica de várias regiões brasileiras. O SIN é composto por mais de 100 quilômetros de linhas de transmissão, com tensões de 230 kV a 750 Kv conforme mostrado na Figura 2.4

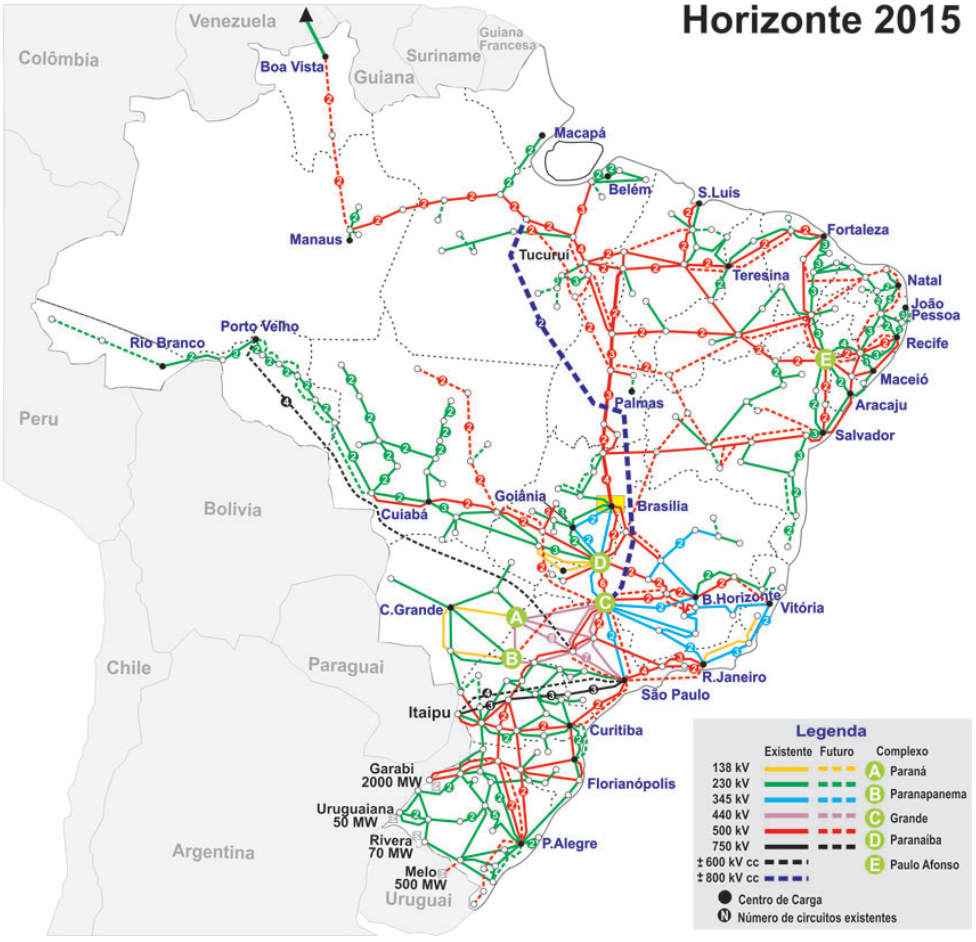

Figura 2.4: Sistema Interligado Nacional - SIN.
Fonte: (RENOVÁVEIS, 2016)

Distribução

As empresas de distribuição de energia têm como objetivo receber a energia em alta tensão do sistema interligado de transmissão, rebaixá-la a níveis comerciais e encaminhá-las ao consumidor final, através de redes aéreas (postes) ou subterrânea. A energia distribuída é aquela que é entregue aos consumidores conectados à rede elétrica de uma determinada empresa de distribuição.

No Brasil, a distribuição de energia elétrica é regulado por regras dispostas em resoluções da ANEEL, as quais se orientam pelas diretrizes estabelecidas nas leis aprovadas pelo congresso nacional e nos decretos estabelecidos pelo Executivo Federal.

2.5.4 Ambientes de Comercialização

O setor elétrico brasileiro definiu dois ambientes de contratação denominados ambiente de contratação regulada e ambiente de contratação livre, os quais são explicados a seguir.

Ambiente de Contratação Regulada - ACR

Neste ambiente a energia é comercializada com as distribuidoras para o atendimento da demanda dos consumidores cativos (ou regulados). O fator que diferencia o novo modelo do anterior é a forma de contratação para os consumidores cativos, pelo anterior, uma distribuidora poderia estabelecer contratos bilaterais diretamente com geradores ou produtores independentes de energia (PIE) e, no novo modelo, as distribuidoras devem contratar sua energia somente através de leilões públicos.

Os leilões regulados de compra de energia são divididos em dois tipos de leilões, sendo que ambos são administrados pela ANEEL e CCEE.:

- leilão de energia existente, o qual visa à renovação de contratos;
- leilão de energia nova, o qual serve para contratação de novas usinas.

Ambiente de Contratação Livre - ACL

No Ambiente de Contratação Live acontecem todas as transações e negociações de energia dos consumidores livres através de contratos bilaterais. Nele, todo consumidor conectado ao sistema a partir de julho de 1995 com demanda superior a 3 MW é potencialmente livre. Entretanto, os consumidores que já existiam antes dessa data são

considerados consumidores livres somente se sua demanda for superior a 3 MW e estiverem conectados a rede de transmissão de 69 kV ou superior. Por fim, os consumidores cuja demanda seja superior a 500 kW e inferior a 3 MW, também podem comprar energia no ACL, porém só podem adquirir energia gerada a partir de fontes alternativas, como PCH, biomassa, eólica e solar, com desconto em suas tarifas de distribuição/transmissão.

No próximo capítulo são descritos os modelos de leilão para sistemas hidrotérmicos, os quais estão associados ao planejamento da geração dos mercados de energia elétrica.

Capítulo 3

Planejamento da Geração dos Mercados de Energia Elétrica

3.1 Introdução

As principais alterações nos modelos de planejamento e operação dos sistemas elétricos são provenitentes da reestruturação do setor elétrico e da implantação dos mercados de energia, os quais antes eram fechados ao capital privado e agora passaram à competição e à livre iniciativa (BREDA, 2013). A função de despachar a geração e calcular os preços da energia antes realizada no ambiente regulado (anterior à implantação dos mercados) pelo despacho de geração, utilizando-se modelos de *unit commitment* LI et al., 1997, despacho ou pré-despacho de geração(OLIVEIRA et al., 2003; ENCINA et al., 2008), é agora feita por modelos de leilão de energia (MOTTO et al., 2002; ARROYO & CONEJO, 2002).

No ambiente regulado, o planejamento da geração é feito por meio de uma estrutura hierarquizada de modelos, na qual as decisões de planejamento são divididas em períodos de: longo prazo, com horizontes de tempo de mais de três anos; médio prazo, com períodos entre alguns meses até de 1 ano de operação e curto prazo onde leva-se em consideração horizontes que vão desde um dia até uma semana (RENESES et al., 2006).

Os procedimentos de planejamento e operação, dentro de um ambiente regulado, são fundamentados na otimização centralizada e com objetivo de redução dos custos de produção sujeito ao atendimento das restrições operativas. Já no ambiente de mercados, os modelos de planejamento e operação direcionam-se à competição, com propósitos de redução de preços para os consumidores e melhoria na qualidade de energia (NEPOMU-

CENO, 2014). Em NEPOMUCENO (2014), os modelos utilizados para o planejamento da geração nos ambientes regulado e de mercado são comparados, mostrando-se as diferenças entre tais modelos e seu impacto na cadeia de planejamento após a implantação de mercados de energia.

Nesta dissertação, o interesse principal está restrito aos modelos de leilão de energia do dia seguinte. As abordagens mono e multi-período, principais tipos de implementação desses leilões, são descritas nas seção 3.2.

3.2 Modelos de Leilão de Energia

Sistemas com características predominantemente térmicas tem sido o alvo dos modelos de leilão apresentados na literatura. Dentre os objetivos dos modelos de leilão utilizados pelo OM, destacam-se os seguintes:

- programação das unidades geradoras e consumidoras;
- cálculo do despacho destas unidades, em termos dos montantes gerados e consumidos, respectivamente em cada hora do dia seguinte;
- definição dos preços horários de equilíbrios de mercado, os quais serão utilizados tanto para o pagamento das unidades geradoras quanto para a taxação da energia demandada pelos consumidores despachados no *pool*.

Os modelos de leilão normalmente são formulados por problemas de programação inteira mista. A utilização de inteiras nestes modelos se deve ao fato de que é necessário definir a programação de unidades geradoras e consumidoras, o que envolve a utilização de variáveis binárias para representarem as ações de liga/desliga. Além disso, é necessário que os modelos de leilão sejam transparentes e com modelagem simples para que o problema formulado tenha solução ótima, já que deve ser executado diariamente pelo OM para o cálculo de equilíbrio do mercado pool do dia seguinte e pelos agentes geradores, com objetivos de análise de sua atuação no mercado *pool*. Por isso, a maioria desses modelos vem sendo descrita por meio de formulações lineares.

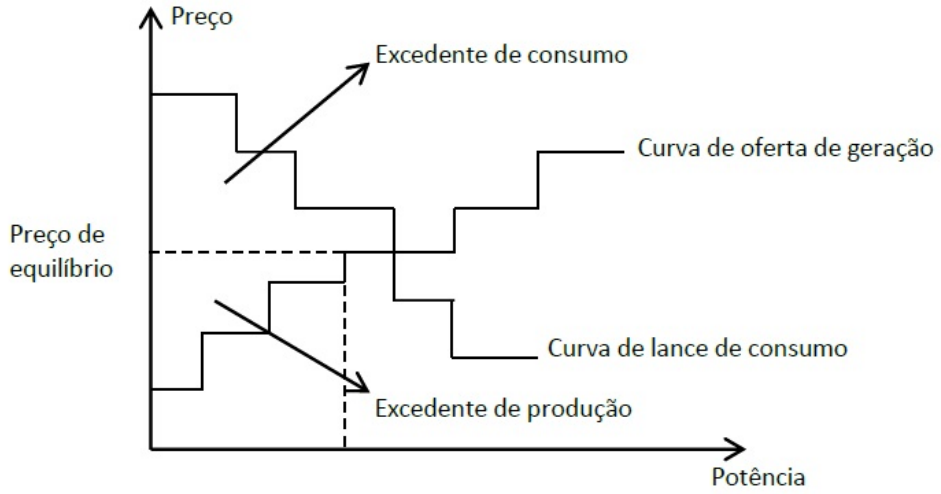

Figura 3.1: Bem estar social (equilíbrio de mercado).
Fonte: adaptado de ARROYO & CONEJO (2002)

3.2.1 Modelos de Leilão Monoperíodo

Os modelos de leilão monoperíodo consistem em maximizar a função de "bem estar social", a qual define-se como a soma dos excedentes de produção e consumo. Na Figura 3.1, pode-se observar que os lances de compra seguem uma sequência decrescente de preço enquanto os ofertas de venda são ordenadas de forma crescente. O ponto de equilíbrio se dá na intersecção entre estas duas curvas. Dessa forma, todas as ofertas de venda e lances de compra situados à esquerda do ponto de equilíbrio de mercado serão aceitos.

No leilão monoperíodo, este procedimento acontece de forma individualizada e independente para cada período. Sendo assim, as restrições intertemporais (restrições dependentes de períodos anteriores e/ou posteriores), precisam ser levadas em consideração posteriormente, através de correções *ex post*. A adoção de modelos monoperíodo com a consequente necessidade de correções *ex post* geram soluções sub-ótimas do ponto de vista do "bem estar social", conforme mostrado em CONEJO et al. (2003).

3.2.2 Modelos de Leilão Multiperíodo

Neste tipo de leilão, as restrições intertemporais são consideradas como restrições associadas ao modelo de leilão. Neste caso, é necessário que os blocos de ofertas de geração e de lances de compra sejam fornecidos para cada período do horizonte de mercado, com seus respectivos preços. Também podem ser informados os preços de partida de uma unidade geradora, mas este tipo de oferta nem sempre é uma regra de mercado.

Em geral, nos sistemas termelétricos as unidades geradoras devem informar os seguintes dados relativos às restrições intertemporais:

i) período mínimo de operação das unidades geradoras;

ii) período mínimo que a unidade geradora deve ficar desligada;

iii) limite de rampa de subida de carga;

iv) limite de rampa de descida de carga;

v) limite de rampa de partida;

vi) limite de rampa de parada.

Um modelo de leilão multiperíodo típico em que o OM recebe ofertas de venda de energia de unidades geradoras termelétricas e lances de compra dos agentes consumidores no mercado *pool* é feito em ARROYO & CONEJO (2002). A solução deste modelo determina para cada período do horizonte de mercado, o preço de equilíbrio de mercado, a potência a ser despachada em cada unidade geradora e o consumo despachado de cada agente consumidor. No modelo apresentado em ARROYO & CONEJO (2002), os autores adotam a função objetivo de maximização do "bem-estar social", o que garante a eficiência econômica do mercado. As restrições intertemporais associadas ao processo de geração de unidades termelétricas são tratadas de forma bastante detalhada. Para que se garanta uma eficiência econômica em termos da função de "bem estar social", os autores enfatizam que heurísticas associadas às correções *ex post* sejam desconsideradas e que as restrições intertemporais sejam descritas no modelo. Assim sendo, é proposta uma modelagem de leilão multiperíodo para o mercado espanhol do dia seguinte, que adota esse tipo de correções *ex post* com o propósito de “reparar” distorções provenientes destes tipos de ajustes, os quais são criticados pelos autores ao descreverem que essas correções conduzem a soluções economicamente ineficientes.

As abordagens multiperíodo descritas na literatura envolvem somente modelos de leilão do dia seguinte para sistemas com geração termelétrica. Não há registro na literatura de modelos de leilão multiperíodo para sistemas com predominância de geração hidrelétrica, como o brasileiro, em que as restrições hidráulicas (como equação de balanço de água, limites nos volumes, vazão turbinada e vertimento, representação da função de produção,

etc.) sejam representadas. Em geral, o cálculo de equilíbrio do mercado *pool* destes sistemas têm sido feito utilizando-se modelos de leilão monoperíodo. Para esses casos, as restrições hidráulicas têm sido consideradas a posteriori, por meio de ajustes *ex-post* na geração e nos preços de equilíbrio.

Nesta dissertação propõe-se um modelo de leilão específico para sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica, em que as restrições hidráulicas são consideradas em detalhe no modelo de leilão do dia seguinte. Antes, porém, de descrever o modelo de leilão proposto, é necessário discutir os principais aspectos associados ao sistema de geração hidrelétrico e às restrições hidráulicas. No próximo capítulo esses elementos dos sistemas de geração hidrelétricos são expostos em detalhes.

Capítulo 4

Sistemas de Geração Hidrotérmicos

Um sistema hidrotérmico de geração pode ser dividido em três partes: geração, distribuição e consumo. A primeira inclui as unidades responsáveis pela produção de energia elétrica, a qual pode ser hidrelétrica, resultando do aproveitamento da energia de quedas hidráulicas, ou termelétricas, quando resultam da queima de combustíveis como carvão, óleo, gás e urânio. A transmissão diz respeito aos meios físicos de transporte, os quais conduzem a energia das fontes geradoras até os mercados consumidores. Já o consumo, compreende as demandas de carga que recebem e utilizam esta energia.

A Figura 4.1 exemplifica essas três partes de um sistema hidrotérmico.

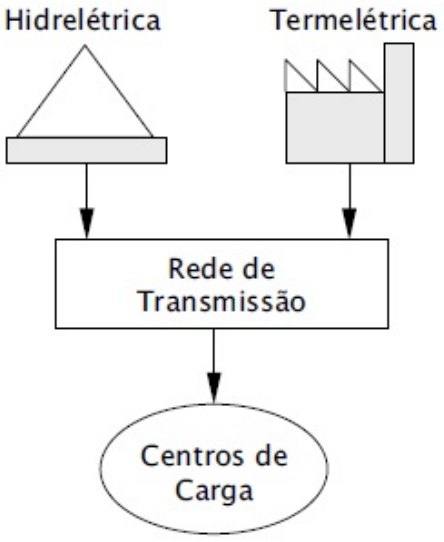

Figura 4.1: Sistema hidrotérmico.
Fonte: (CICOGNA, 1999)

4.1 Geração Termelétrica

A usina termelétrica consiste na geração de energia elétrica por meio de um processo de três etapas: a primeira se dá através da queima de combustível (óleo, carvão ou gás) o qual transforma a água em vapor pelo calor gerado na caldeira; na segunda etapa a unidade geradora de energia é acionada por uma turbina através da alta pressão do vapor; por fim, na terceira etapa, o vapor condensado transfere o resíduo de sua energia térmica para um circuito onde o mesmo é refrigerado e "devolve"a água à caldeira, e assim se completa o ciclo.

A Figura 4.2 descreve o processo de geração térmica de energia elétrica e seu escoamento para a rede de transmissão.

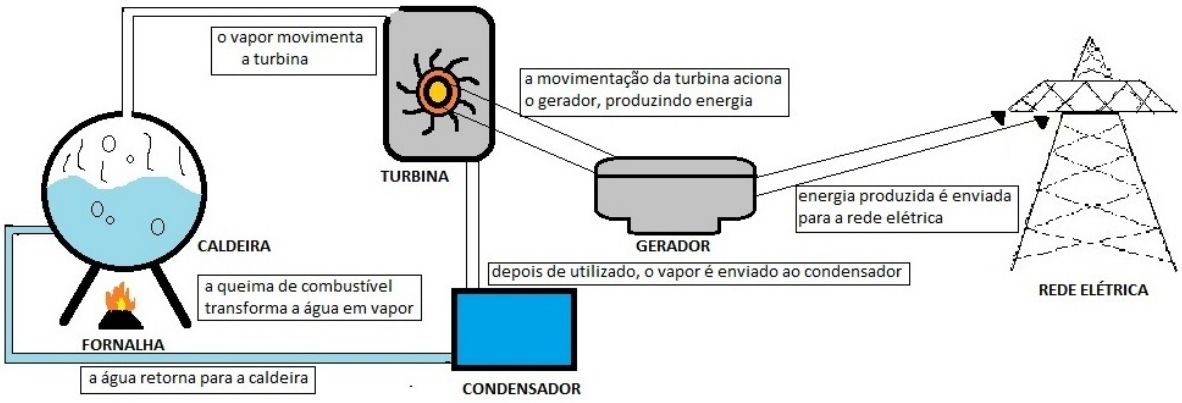

Figura 4.2: A usina termelétrica.
Fonte: (FURNAS, 2016)

A potência mecânica que se obtém na turbina através da passagem do vapor é utilizada para transformação de energia mecânica em elétrica, por meio de processos de conversão de energia. Por sua vez, a energia elétrica gerada é conduzida através de cabos ou barras de condução das unidades geradoras até um transformador, que eleva sua tensão para uma transmissão de energia. Para a utilização nos centros consumidores, sua tensão é rebaixada para níveis mais seguros e propícios ao consumo (FURNAS, 2016).

4.2 Geração Hidráulica

A transformação de energia hidráulica em energia elétrica é a finalidade de uma usina hidrelétrica. Os reservatórios de uma usina hidrelétrica são obtidos através de um processo

de represamento de uma região. A água desse reservatório é levada sob pressão por meio de tubulação forçada até a casa das máquinas onde se localizam as turbinas geradoras, as quais entram em funcionamento quando a força da água faz com que suas pás ou hélices entrem em movimento. Essas turbinas estão ligadas a unidades geradoras que convertem a energia cinética em energia elétrica. Após esse processo, essa água retorna aos rios através dos canais de fuga. Neste conjunto, ainda existem os vertedouros que consistem em uma outra maneira de se retirar água do reservatório, sem geração de energia. É um sistema que permite o controle da cota do reservatório em situações que a geração de energia não é suficiente para extravasar o fluxo de água que chega ao reservatório (CICOGNA, 1999).

O esquema de uma usina hidrelétrica está representado na Figura 4.3.

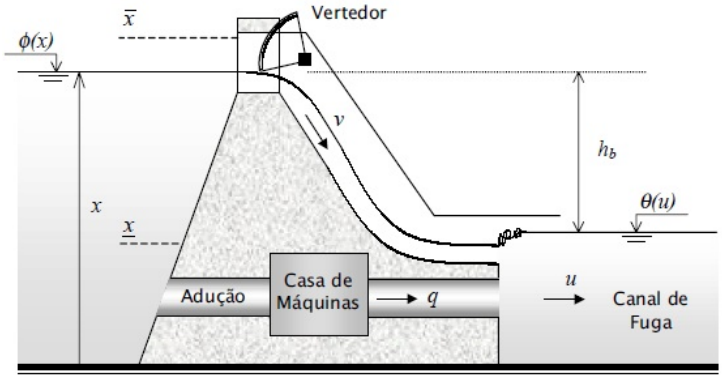

Figura 4.3: A usina hidrelética.
Fonte: (CICOGNA, 1999)

As principais variáveis envolvidas na descrição do modelo de uma usina hidrelétrica são:

- v: Volume do reservatório $[hm^3]$
- $\overline{v}$: Volume máximo operante do reservatório $[hm^3]$
- $\underline{v}$: Volume mínimo operante do reservatório $[hm^3]$
- v_{til}: Volume útil (volume máximo - volume mínimo) do reservatório $[hm^3]$
- u: Defluência $[m^3]$
- q: Vazão turbinada (engolimento)$[m^3]$
- s: Vertimento $[m^3]$

- hu: Cota de montante do reservatório $[m]$
- hd: Cota de jusante do reservatório $[m]$
- h: Altura de queda bruta $[m]$

4.2.1 Reservatório

Nos reservatórios das usinas hidrelétricas, seus volumes que fazem parte de uma área represada podem sofrer variações pré estabelecidas em limites máximos e mínimos. De acordo com esses limites, os volumes dos reservatórios podem ser classificados em 3 tipos, conforme a seguir (BREDA, 2013):

Volume Morto

O volume morto é o volume que se encontra abaixo do volume mínimo do reservatório, o qual não pode ser aproveitado para geração de energia elétrica.

Volume Útil

Consiste naquele que fica armazenado entre as cotas máxima e mínima operativas do reservatório. Desta forma o volume útil é a diferença compreendida entre o volume máximo e mínimo.

Volume de Segurança

O volume de segurança é delimitado por uma faixa que ao ser superado representa um grave risco à usina. Sua finalidade é estabelecer uma faixa de segurança para o controle das cheias.

Além dessas classificações, existem outras duas que categorizam os reservatórios em dois tipos:

- Reservatório de acumulação: possuem grande capacidade de armazenamento de água e consequentemente de variação de volume em comparação à afluência natural. Usinas com esse tipo de reservatório, são chamadas de usinas de reservatório;

- Reservatório de compensação: sua variação de volume é baixa devida à baixa capacidade de armazenamento. Tais usinas são denominadas usinas a fio d'água ou usinas de construção.

4.2.2 Vazão Afluente

É o volume de água que chega ao reservatório por meio dos lagos, rios, etc. Esta vazão pode ser natural, quando provém de vazões de descargas de usinas a montante deste reservatório. Quando a vazão tem origem de lençóis freáticos e da drenagem de águas do manancial e das bacias hidrográficas, denomina-se vazão incremental (BREDA, 2013).

A vazão incremental pode ser formulada matematicamente conforme a equação 4.1:

$$y = \sum_{k \in \Omega_i} u_k - u_i \tag{4.1}$$

onde y é a vazão incremental, u_k é a vazão natural da usina a montante, u_i a vazão natural da usina a ser analisada e Ω_i o conjunto de todas as usinas hidrelétricas a montante.

4.2.3 Engolimento, Vazão Vertida e Vazão Defluente

As vazões que esvaziam o reservatório são divididas em três tipos de vazões e são denominadas de engolimento, vertimento e defluência.

Engolimento

É a vazão turbinada da qual alimenta as pás das turbinas para geração de energia. Quando tal vazão atinge uma potência máxima para um determinado nível de queda líquida é porque ela alcançou seu engolimento máximo.

Vazão Vertida

É o montante de água que passa pelos vertedouros das usinas e que não geram energia, também denominado vertimento. A vazão vertida tem a função de regular o nível do reservatório para situações de cheia, geralmente.

Vazão Defluente

A soma das vazões turbinadas q e vertidas s, determinam a vazão defluente u conforme descrito em 4.2:

$$u = q + s \tag{4.2}$$

4.2.4 Cota de Montante do Reservatório

A medida da quantidade de água disponível no reservatório para a geração de energia elétrica determina a cota de montante, a qual é uma função do volume armazenado. No Brasil essa função é representada por polinômios de até 4º grau, devido a não-linearidade da relação entre a cota e o volume (BREDA, 2013). O gráfico dessa função não linear é observado na Figura 4.4.

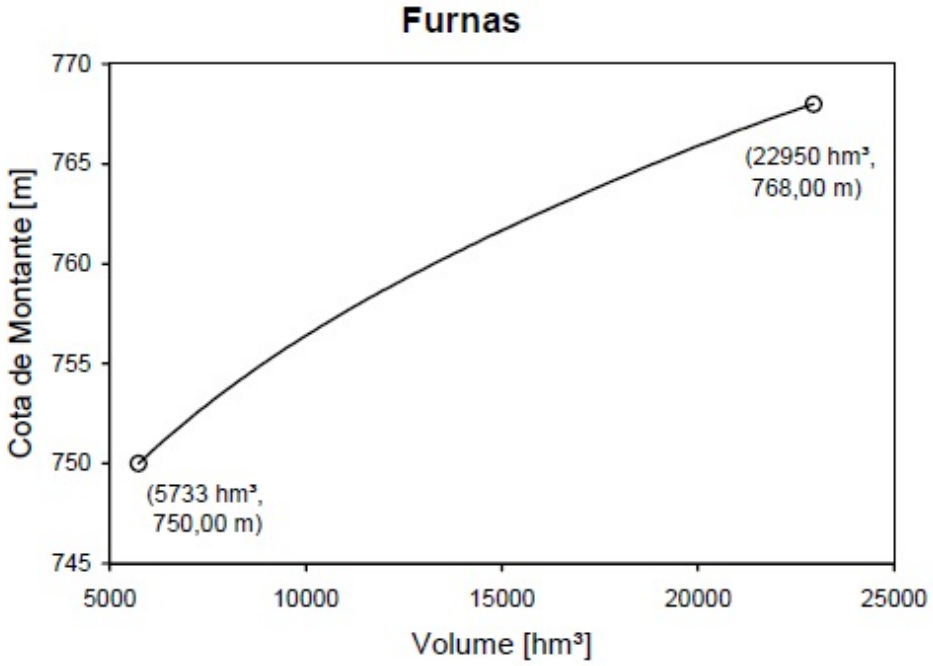

Figura 4.4: Cota de montante do reservatório da usina de Furnas.
Fonte: (CICOGNA, 1999)

Esses polinômios originam-se de estudos topográficos da região alagada pela construção da barragem. Estes estudos determinam o volume de alagamento de diferentes posições do nível de água do reservatório (CICOGNA, 1999).

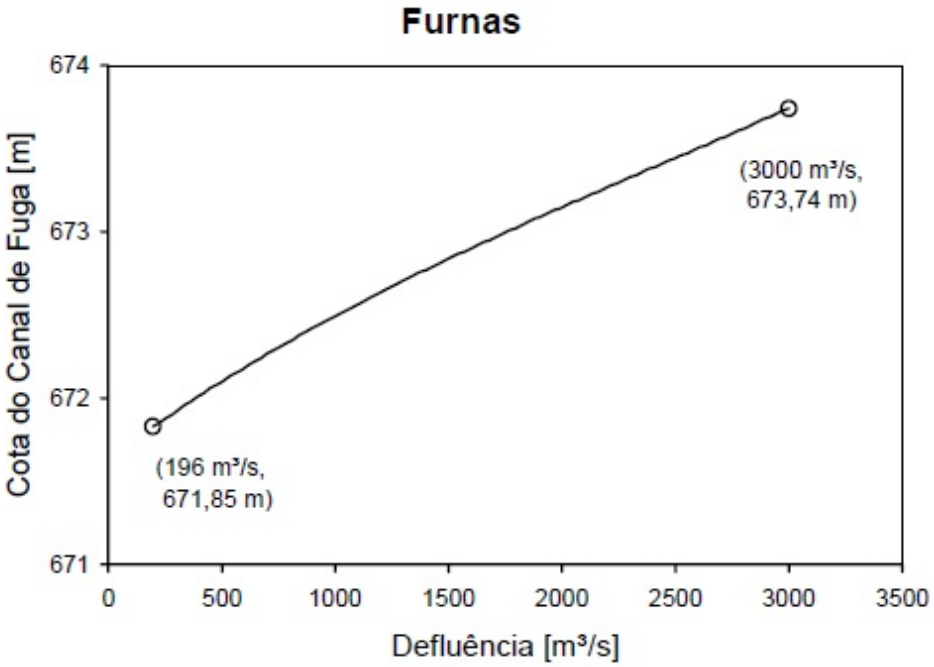

Figura 4.5: Cota de jusante da usina de Furnas.
Fonte: (CICOGNA, 1999)

4.2.5 Cota de Jusante do Reservatório

Também conhecida como cota do canal de fuga, a cota de jusante varia conforme a defluência da usina, visto que a relação cota-defluência são dependentes. A cota de jusante é importante no cálculo da altura de queda d'água da usina, que também é representado como um polinômio de até 4º grau. Tal função apresenta um gráfico não linear que pode ser observado na Figura 4.5.

4.2.6 Altura de Queda

A altura de queda h define-se como sendo a diferença entre a altura de montante hu e altura de jusante hd descontada das perdas de cargas hl originada no atrito da água com a tubulação forçada que leva a água até a casa das máquinas. Esta relação é descrita em 4.3.

$$h = hu - hd - hl \tag{4.3}$$

Essas perdas podem ser representadas como um percentual da queda bruta $(hu - hd)$, uma altura fixa ou uma função quadrática da turbinagem. Tais relações são detalhadas

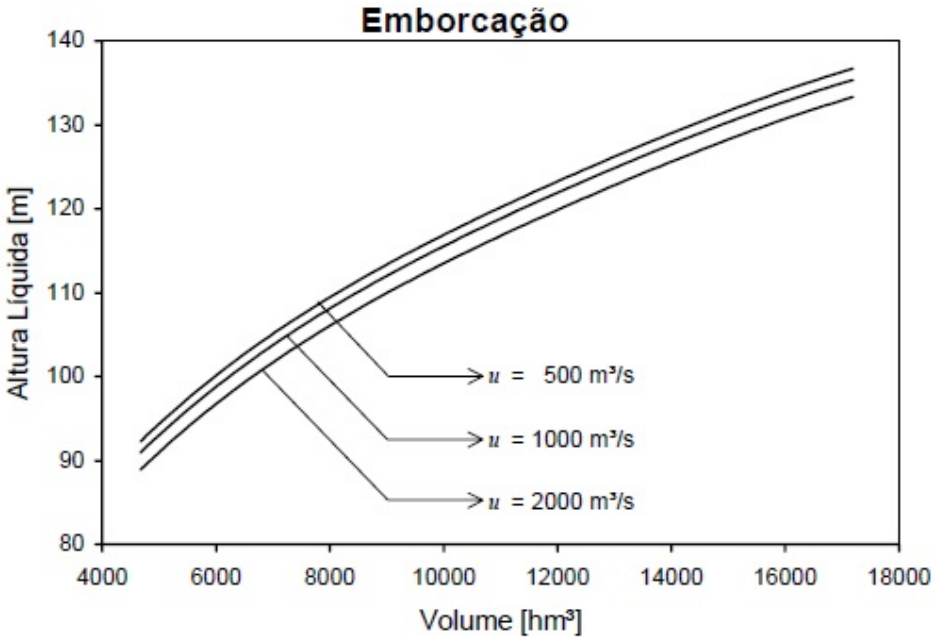

Figura 4.6: Curva de altura de queda líquida da usina de Emborcação.
Fonte: (CICOGNA, 1999)

a posteriori na seção 5.4.

A função altura de queda líquida é apresentada na Figura 4.6 em função das variações de volume e da vazão defluente da usina de Emborcação.

As curvas da Figura 4.6 originaram-se da seguinte forma:

i: fixa-se um valor de defluência;

ii: calcula-se a altura de queda líquida para os volumes do reservatório variando entre o máximo e o mínimo.

4.2.7 Usinas Afogadas

O afogamento de usinas acontece quando a cota do canal de fuga de uma usina sofre interferência no reservatório da usina imediatamente a jusante. Isto é resultante, geralmente, de usinas muito próximas em uma cascata. Neste caso, a cota do canal de fuga da usina afogada passa ser função de sua vazão defluente e da cota do reservatório imediatamente a jusante. Desta forma, quando este fato ocorre, a usina afogada passa a ser representada por vários polinômios de cota-defluência.

Um esquema de uma usina afogada é ilustrado na Figura 4.7

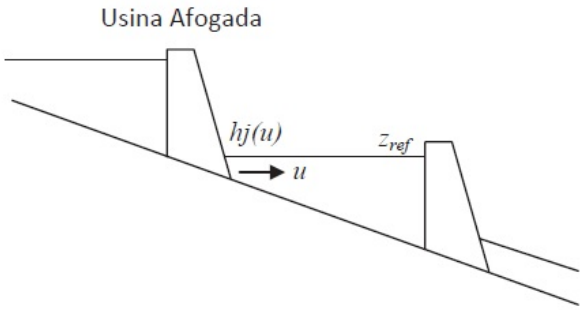

Figura 4.7: Representação de uma usina afogada.
Fonte: (VERGÍLIO, 2011)

4.2.8 Conjunto Turbina - Gerador

Em cada gerador dentro de um conjunto de máquinas situado na casa das máquinas, existe uma altura de queda efetiva que se obtém a potência efetiva e um engolimento efetivo que está em função da potência e altura de queda efetiva (VERGÍLIO, 2011).

4.2.9 Rendimento e Função de Produção

A curva de rendimento é obtida através de dados de potência ou turbinagem em função da queda bruta ou líquida. No entanto, é a função de produção que quantifica a geração de energia hidráulica em elétrica (BREDA, 2013). Mais detalhes sobre a função de produção podem ser conferidos na seção 5.3.

A Figura 4.8, por meio de um gráfico de curva de nível, mostra a função de rendimento de uma turbina hidrelétrica. Já a Figura 4.9 apresenta, por uma outra perspectiva, o rendimento da usina de Camargos em função da potência e da queda líquida, que devido a sua forma é conhecida como curva colina.

4.2.10 Potência Máxima e Engolimento Máximo

A potência máxima é o maior valor de potência que pode ser produzida para uma determinada altura de queda líquida em uma máquina da usina, já se levando em consideração as limitações da turbina e do gerador. O engolimento máximo de uma máquina é a vazão turbinada que produz a potência máxima em uma dada altura de queda líquida. Os conceitos de potência máxima e engolimento máximo estão interligados. Para cada altura de queda, uma máquina é capaz de produzir uma potência máxima a custa do

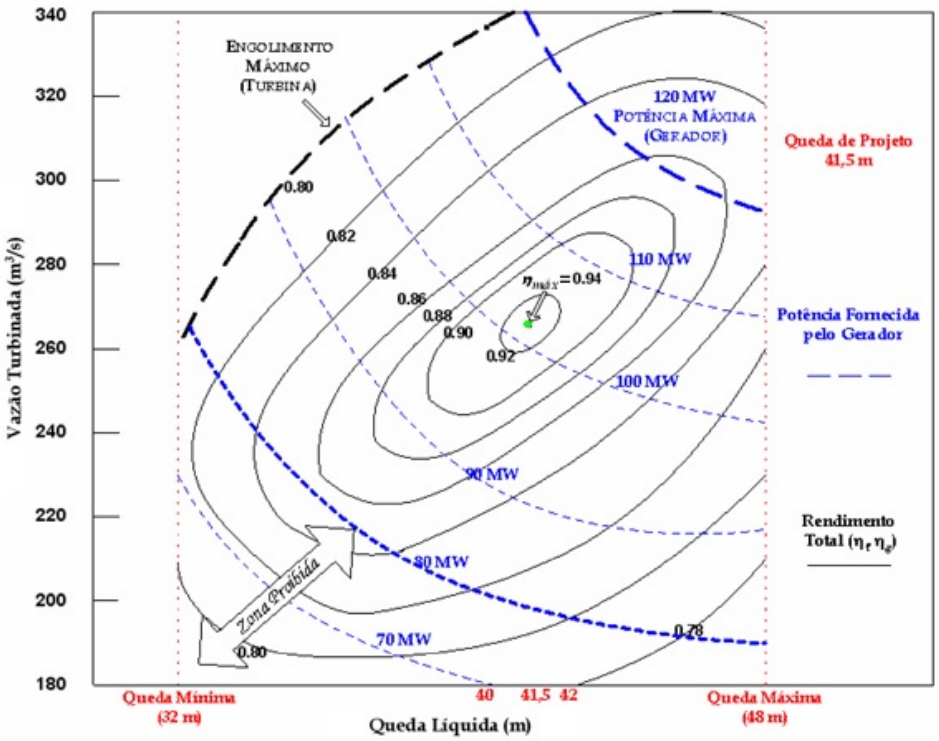

Figura 4.8: Curva colina de uma usina hidrelétrica.
Fonte: (RODRIGUES et al., 2006)

engolimento máximo. A Figura 4.10 mostra um esquema de curvas de potência máxima e do engolimento máximo de uma turbina, em função da altura de queda líquida disponível.

A potência máxima da usina é limitada pela capacidade da turbina quando a altura de queda é menor que a queda efetiva. Já quando o oposto acontece, isto é, a altura de queda líquida é maior que a queda efetiva, o gerador é responsável por limitar essa geração. Contudo, nota-se que quando a altura de queda é maior que a queda efetiva, o engolimento máximo decresce, enquanto a potência máxima se estabiliza. Demonstrando assim que um rendimento ótimo se alcança quando a usina opera com uma queda líquida acima de seu valor efetivo, pois a usina pode gerar a mesma energia com menos água. Verifica-se da mesma forma, que o valor máximo, tanto para a potência quanto para o engolimento, ocorre quando a altura de queda líquida se iguala à queda efetiva.

A figura 4.11 representam as curvas de potência máxima e engolimento máximo em função da altura de queda líquida da usina de Emborcação.

Algumas das restrições hidráulicas possuem não linearidades e não convexidades inerentes, tais como a função de altura de queda líquida (4.3), as curvas de rendimento, vistas na Figura 4.8, a função de produção das unidades da usina, e a potência máxima

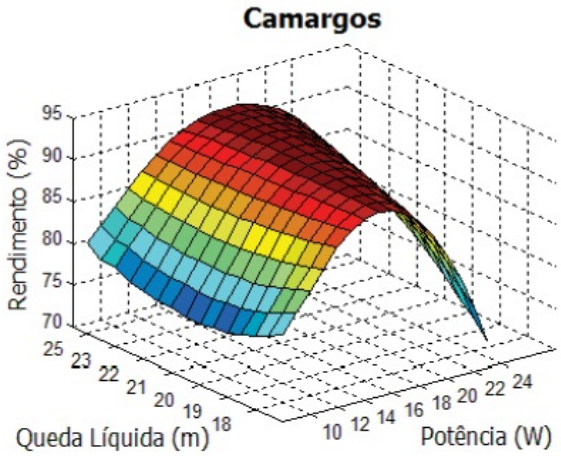

Figura 4.9: Rendimento da usina de Camargos.
Fonte: (VERGÍLIO, 2011)

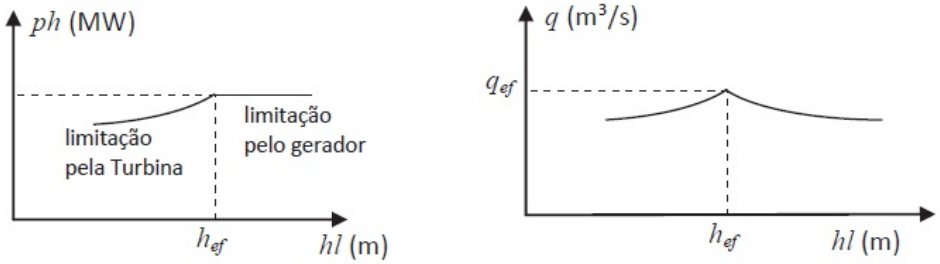

Figura 4.10: Potência máxima e engolimento máximo.
Fonte: (VERGÍLIO, 2011)

e engolimento máximo das usinas, mostradas na Figura 4.10. Além disso, as perdas no sistema de transmissão são formuladas por meio de funções de segundo grau. Assim, para a formulação de modelos de leilão que representem de forma precisa estes aspectos, é necessário estabelecer técnicas de linearização eficientes. As técnicas utilizadas no tratamento das não-linearidades das funções altura de queda líquida, produção e perdas de potência ativa na transmissão são descritas no Capítulo 5 a seguir.

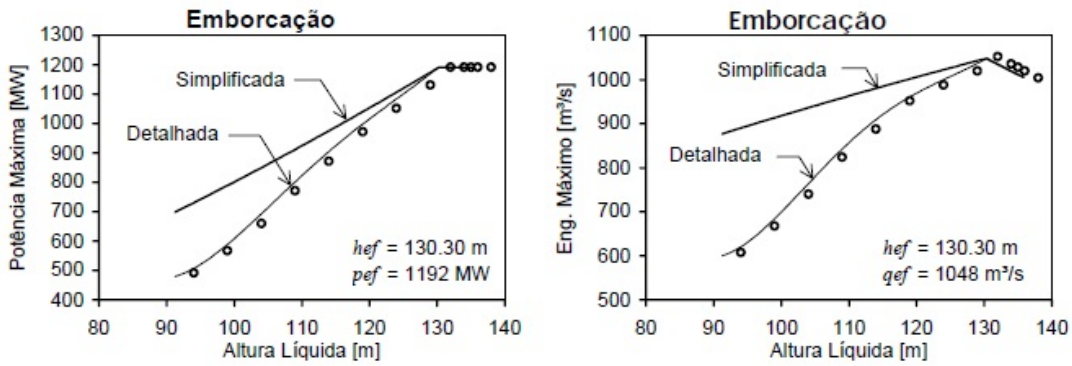

Figura 4.11: Potência máxima e engolimento máximo da usina de Emborcação.
Fonte: (CICOGNA, 1999)

Capítulo 5

Tratamento das Não-Linearidades

5.1 Introdução

Os modelos de leilão são utilizados diariamente pelo OM com o objetivo de calcular o equilíbrio do mercado *pool* de energia do dia seguinte. Conforme já comentado, o modelo de leilão deve ser transparente, economicamente justo, no sentido de promover a concorrência e evitar o poder de mercado. Assim, modelos que envolvam não convexidades e não linearidades em geral têm sido evitados, já que podem não ter solução ótima global, apresentar muitos ótimos locais e dificuldades de convergência em determinados casos.

Situações em que o modelo de leilão apresente mais de uma solução ótima podem gerar a necessidade de disputas judicias, já que alguma companhia pode se sentir prejudicada pela solução adotada pelo OM. Assim, sempre que possível, é importante que o modelo de leilão seja formulado de modo a possuir uma solução ótima global, o que em geral se consegue por meio de um problema de programação linear inteira mista (PLIM). Por outro lado, é importante que as principais características dos sistemas de geração e transmissão sejam levadas em consideração, pois sem esta representação os resultados obtidos pelo modelo podem não ser representativos em relação ao sistema de energia e mercado. A maioria dos modelos de leilão propostos na literatura tem sido formulada por meio de um problema de PLIM tanto para sistemas fortemente termelétricos quanto para os hidrelétricos (CONEJO et al., 2003; MOTTO et al., 2002; SANTOS & DINIZ, 2011).

Para que o modelo de leilão seja formulado como um PLIM, a linearização de algumas funções e restrições do problema se faz necessária. Um esforço de modelagem tem sido exigido no sentido de introduzir melhorias na representação de não linearidades e de não

convexidades associadas ao processo de geração de energia de unidades termelétricas e hidrelétricas no problema de leilão.

O modelo de leilão aqui proposto tem como objetivo principal a introdução da representação do sistema de geração hidráulico de sistemas com dominância de geração hidrelétrica. Conforme se sabe, os sistemas hidrelétricos apresentam algumas fontes de não linearidades, dentre as quais se destacam: a função de altura de queda líquida está sujeita a não linearidades associadas à alturas de montante e jusante, as quais são geralmente representadas por polinômios do quarto grau; a função de produção está sujeita às não linearidades associadas ao rendimento do par turbina/gerador (curva colina) e também à própria altura de queda líquida. Além do sistema de geração, a necessidade de representação da transmissão, que é importante para que as soluções dos modelos de leilão sejam representativas (CONEJO et al., 2003)).

Neste capítulo, são descritas as principais formas de linearização das funções e restrições associadas ao problema de leilão. Na seção 5.2, descreve-se a estratégia adotada para a linearização da função de queda líquida. A nomenclatura utilizada para tal é descrita na seção 5.2. A linearização da função de produção é discutida na seção 5.3. Finalmente, a linearização das perdas no sistema de transmissão é discutida na seção 5.4.

5.2 Linearização da Função Altura de Queda Líquida

Por facilidade de descrição do processo de linearização da função altura de queda líquida, a nomenclatura utilizada é descrita a seguir. Na seção 5.2.1 descreve-se a linearização propriamente dita.

Nomenclatura

$hu_i(t)$: Nível de montante do reservatório da usina i no período t $[m]$;

$hd_i(t)$: Nível de jusante da usina i no período t $[m]$;

$hli(t)$: Altura de perdas da usina i no período t $[m;]$

$h_i(t)$: Altura de queda líquida das unidades da usina i no período t $[m]$;

$q_i(t)$: Vazão turbinada pela usina i no período t $[m^3/s]$;

$\overline{v}_i(t)$: Volume médio da usina i no período t $[hm^3]$;

$u_i(t)$: Defluência da usina i no período t $[m^3/s]$;

$v_i(t)$: Volume do reservatório da usina i no período t $[hm^3]$;

I: Conjunto de usinas hidrelétricas;

T: Conjunto de períodos de tempo;

$\overline{V}_i$: Volume máximo do reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[m^3]$;

$\underline{V}_i$: Volume mínimo do reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[m^3]$;

$\overline{HU}_i$: Cota máxima de montante para o reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[m]$;

$\underline{HU}_i$: Cota mínima de montante para o reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[m]$;

HD_i^0: Termo independente da função de primeiro grau que representa a cota de jusante da usina i $[s/m]$;

HD_i^1: Termo de dependente da função de primeiro grau que representa a cota de jusante da usina i $[s/m^2]$.

5.2.1 O Processo de Linearização

Conforme já descrito no Capítulo 4, a altura de queda líquida h_i de uma usina hidrelétrica i no período t é matematicamente formulada conforme (5.1), em que hu_i e hd_i são respectivamente as alturas de montante e jusante da usina e hl_i é a altura associada às perdas nos condutos forçados de adução de água:

$$h_i(t) = hu_i(\overline{v}_i(t)) - hd_i(u_i(t)) - hl_i(q_i(t)), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.1}$$

A altura de montante hu_i, a qual depende do volume médio do reservatório da usina, é um polinômio do quarto grau, conforme representado em (5.2), em que A_n é o coeficiente do termo de ordem n do polinômio. Em (5.3) também tem-se um polinômio do quarto grau que descreve a altura de jusante em função da vazão defluente, e B_n é o coeficiente do termo de ordem n. Por último temos a altura de perdas em função da vazão turbinada definida em (5.4), a qual é descrita como um polinômio do segundo grau, e C_n é o coeficiente de ordem n do polinômio:

$$hu_i\left(t\right) = \sum_{n=0}^{4} A_n \overline{v}_i^n\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.2}$$

$$hd_i\left(t\right) = \sum_{n=0}^{4} B_n u_i^n\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.3}$$

$$hl_i\left(t\right) = \sum_{n=0}^{2} C_n q_i^n\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.4}$$

A linearização da cota de montante é descrita na equação (5.5) e é válida no entorno do ponto operacional do dia atual. Apesar da função de cota de montante assumir uma conformação não linear para grandes variações de volume, as quais podem ocorrer ao longo de um ano, ou mais, e como as variações diárias da altura de montante são bastante pequenas, isso implica em uma curva cota montante é aproximadamente linear (LI et al., 2014) conforme mostra a Figura 5.1 no entorno de um ponto operacional do dia atual. Assim, o tratamento linear dado em hu_i mostra-se adequado para a modelagem da função. Em algumas formulações de despacho descritas na literatura, como em PAREDES et al. (2015), a cota de montante do reservatório é considerada como uma constante. Nos resultados obtidos em testes com o modelo proposto, e descritos na seção 7, verifica-se que estas cotas podem sofrer variações, ainda que pequenas, ao longo do dia, de modo que a inserção de um modelo diário variável para a cota de montante é importante.

$$hu_i\left(t\right) = \frac{\left(\overline{V}_i - \underline{V}_i\right)\overline{HU_i} - \left(\overline{HU_i} - \underline{HU_i}\right)\overline{V}_i}{\overline{V}_i - \underline{V}_i} + \frac{\left(\overline{HU_i} - \underline{HU_i}\right)}{\left(\overline{V}_i - \underline{V}_i\right)}\overline{v}_i\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T, \tag{5.5}$$

O volume médio do reservatório da usina i é definido como sendo a média aritmética simples do volume do reservatório entre dois períodos consecutivos, conforme descrito em

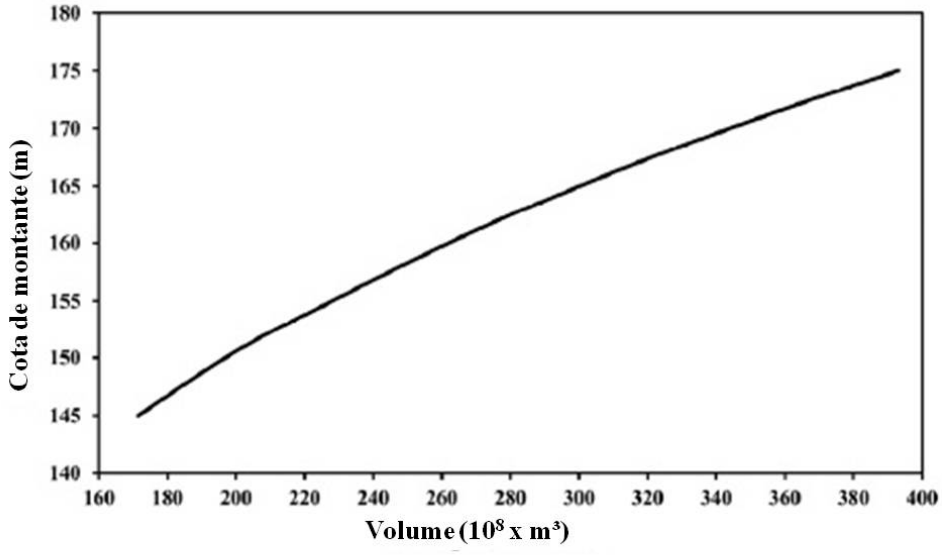

Figura 5.1: Curva cota de montante da usina 3 Gargantas - China
Fonte: (LI et al., 2014)

(5.6):

$$\overline{v}_i(t) = \frac{v_i(t) + v_i(t-1)}{2}, \forall i \in I \tag{5.6}$$

A função cota de jusante, também denominada de função cota de canal de fuga é geralmente descrita, como já comentado anteriormente, por um polinômio do quarto grau que depende da vazão defluente da usina. No período de um dia de operação, as variações de altura podem ser bem maiores que aquelas associadas às cotas de montante da usina, já que as vazões defluentes podem variar de forma considerável durante o dia. A título de exemplificação, no gráfico da Figura 5.2, apresenta-se a função cota de canal de fuga em função da defluência da usina de Furnas. Para o tratamento linear da função cota de canal de fuga foi proposta a equação descrita em (5.7), a qual apresentou resultados satisfatórios quando comparada aos valores não lineares da modelagem original dada em (5.3), para as usinas utilizadas na seção de resultados desta dissertação:

$$hd_i(t) = HD_i^0 + HD_i^1 u_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T. \tag{5.7}$$

No modelo de programação da geração descrito em LI et al. (2014) para a usina de três

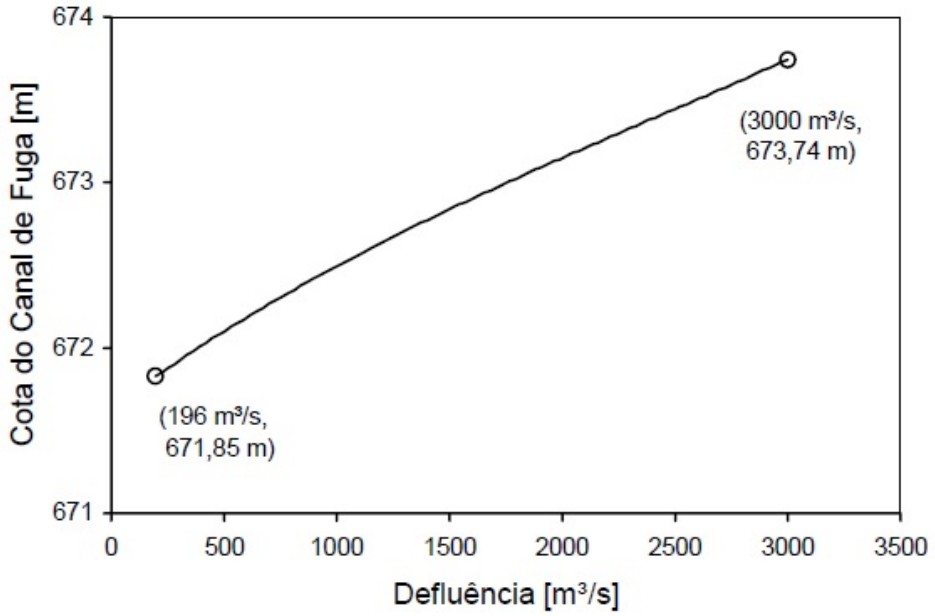

Figura 5.2: Curva cota de jusante da usina de Furnas
Fonte: (CICOGNA, 1999)

gargantas, as não linearidades na função de cota de canal de fuga foram representadas de forma sub-ótima, ou seja, por um processo iterativo externo à solução do problema de programação. Os autores optaram por essa estratégia pois a usina de três gargantas possui canal de fuga sob efeito de afogamento à jusante. Nesses casos, são determinados vários polinômios cota-defluência para a usina afogada, um para cada nível pré-especificado do reservatório a jusante da usina afogada (CICOGNA, 1999). O tratamento de usinas afogadas no modelo proposto deve ser alvo de pesquisas adicionais, pois deve envolver a utilização de variáveis inteiras adicionais, de modo que se possa estabelecer uma função de linearização entre as várias curvas de cota-defluência possíveis para a usina afogada. O tratamento das usinas afogadas não foi investigado nesta dissertação.

A altura de perdas hl_i é algumas vezes representada por um polinômio de grau 2, conforme mostrado em (5.4). Entretanto, para muitas usinas do setor elétrico brasileiro a altura de perdas é representada de forma linear como em (5.8) ou mesmo como uma constante, conforme mostrado em (5.9):

$$hl_i\left(t\right) = P_i hb_i\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.8}$$

$$hl_i\left(t\right) = K, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.9}$$

Em (5.8) a função altura de perdas é dada como sendo um percentual P_i da altura de queda bruta hb_i, a qual corresponde à diferença entre atura de montante e jusante, resultando assim na equação (5.10) para a altura de queda líquida. Já em (5.9), a altura de perdas é definida apenas como uma constante K.

As usinas hidrelétricas do setor elétrico brasileiro utilizadas nesta dissertação para os testes descritos na seção 7 são representadas pelo setor conforme equação (5.8), de modo que não foi necessário utilizar estratégias de linearização neste caso, já que as usinas são efetivamente modeladas de forma linear.

$$h_i\left(t\right) = \left(1 - P_i\right)\left(hu_{u,i}\left(\overline{v}_i\left(t\right)\right) - hd_{u,i}\left(u_i\left(t\right)\right)\right), \forall i \in I, \forall t \in T. \tag{5.10}$$

Para outras usinas do setor que tenham formulação não linear, será necessário adotar esquemas de linearização por partes da função quadrática (5.4), de forma análoga ao que será discutido na seção 5.4, para a linearização das perdas na transmissão. Embora possa envolver algumas variáveis inteiras adicionais, este tipo de linearização pode ser facilmente implementado no modelo de leilão aqui proposto.

Na seção seguinte, discute-se a linearização da função de produção hidráulica.

5.3 Linearização da Função de Produção

Por facilidade de descrição do processo de linearização da função de produção, a nomenclatura utilizada é previamente descrita na seção a seguir. Na seção 5.3.1 descreve-se a linearização propriamente dita.

Nomenclatura

X:	Conjunto de índices das curvas de altura de queda líquida
Y:	Conjunto de índices dos pontos nas curvas de altura de queda líquida
$H_i(x,y)$:	Altura de queda líquida da usina i no ponto (x,y) $[m]$
$Q_i(x,y)$:	Vazão turbinada pela usina i no ponto (x,y) $[m^3/s]$
$P_i(x,y)$:	Potência produzida pela usina i no ponto (x,y) [MW]
$p_i(t)$:	Potência gerada pela usina i no período t $[MW]$
$h_i(t)$:	Altura de queda líquida da usina i no período t $[m]$
η_i:	rendimento do conjunto turbina/gerador da usina i no período t
K_i:	constante definida para a função de produção da usina i no período
$q_i(t)$:	Vazão turbinada pela usina i no período t $[m^3/s]$
$a_i(t)$:	Variável binária que vale 1 se a célula escolhida está acima da linha horizontal média plotada para a usina i no período t e 0 caso contrário
$b_i(t)$:	Variável binária que vale 1 se a célula escolhida está a direita da linha vertical média plotada para a usina i no período t e 0 caso contrário
$c_i(t)$:	Variável binária que vale 1 se a célula escolhida está no centro do losango plotada para a usina i no período t e 0 caso contrário
$w_i(t)(x,y)$:	Ponderação (peso) adotado para o ponto (x,y) para a usina i no período t

5.3.1 A Curva de Performance e seu Processo de Linearização

A função de produção de uma usina hidrelétrica é de extrema importância para o estudo da geração hidrelétrica. Esta função descreve o processo de "transformação"de energia potencial hidráulica em potência elétrica, e é formulada conforme mostrado em em (5.11). Esta expressão mostra que a potência ativa de saída produzida por uma usina hidrelétrica depende basicamente da vazão turbinada, da altura de queda líquida e do rendimento do conjunto turbina-gerador sendo, portanto, uma função não linear:

$$p_i(t) = K_i \eta_i(t)\, h_i(t)\, q_i(t)\,. \tag{5.11}$$

Uma forma alternativa para expressar a função de produção de uma usina hidrelétrica é a chamada curva de performance, a qual expressa a relação entre a vazão turbinada pela

usina (entrada) e a potência ativa efetivamente produzida por esta usina (saída) para uma determinada altura de queda líquida $h_i(t)$, conforme mostrado em (5.12) e na Figura 5.3:

$$p_i\left(t\right) = \phi\left(h_i\left(t\right), q_i\left(t\right)\right), \forall i \in I, \forall t \in T. \tag{5.12}$$

Em geral, a curva de performance é construída para cada unidade da usina e para alguns valores típicos de altura de queda líquida h, conforme mostrado na Figura 5.3. Entretanto, pode-se construir uma curva de performance que represente a relação entrada-saída de uma usina como um todo. Nesse caso, esta curva de performance implica em uma sequência pré-definida de entrada em operação das unidades de geração da usina. Para usinas em que as unidades são idênticas, essa relação de ordem não é relevante. Entretanto, para usinas como a de Três Gargantas, por exemplo, com unidades de geração diferentes entre si, é necessário adotar curvas de performances individuais para cada unidade da usina.

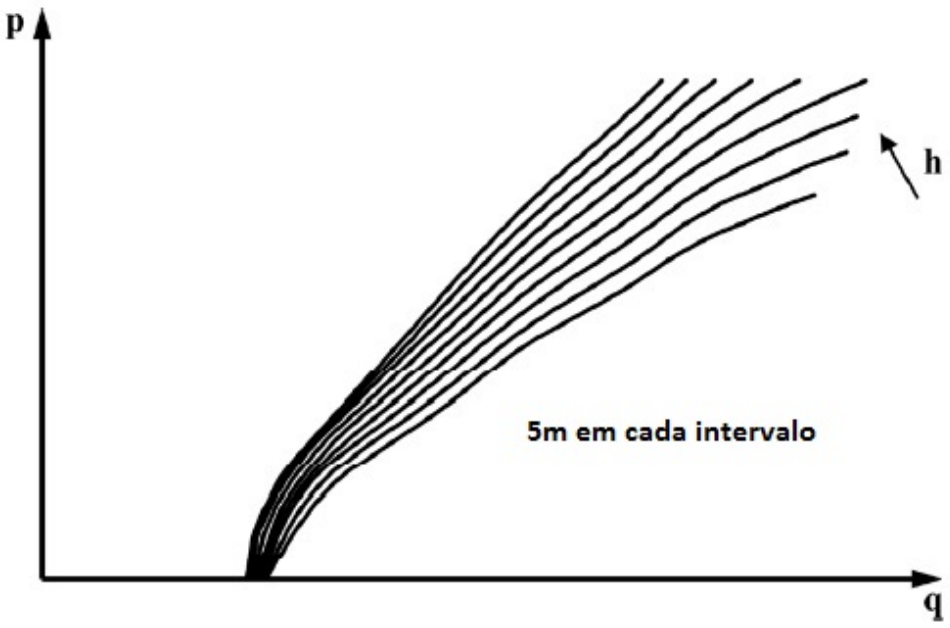

Figura 5.3: Função de produção de uma unidade geradora da usina de Três Gargantas, na China
Fonte: (LI et al., 2014)

A construção da curva de performance a partir da expressão (5.11) é feita por meio de um algoritmo computacional em que a vazão turbinada vai sendo gradualmente elevada a partir de seus valores mínimos e os valores de rendimento e altura de queda líquida vão sendo consequentemente atualizados para o cálculo da potência ativa de saída utilizando

(5.11). Neste processo iterativo, aspectos de não linearidade e não diferenciabilidade na potência máxima e no engolimento (vazão turbinada) máximo das unidades (conforme mostrado na Figura 4.11) são levados em consideração. Além disso, as não linearidades associadas ao rendimento de cada unidade são também levadas em consideração, de modo que todas as principais não linearidades associadas ao processo de geração hidrelétrica estão também presentes na curva de performance. Uma descrição detalhada do algoritmo para a obtenção desta curva é feita em PEREIRA (2016).

Devido às não-linearidades e não-convexidades apresentadas pela curva de performance, e em virtude de sua grande importância para o processo de geração hidrelétrica, várias técnicas têm sido utilizadas para a linearização desta função. Em CONEJO et al. (2002) a curva de performance teve sua não-linearidade tratada por meio da linearização por partes. Neste caso, os autores utilizaram uma formulação inteira mista com variáveis binárias específicas de modo a fazer escolha da curva de performance mais precisa (para as várias altura de queda h, conforme mostrado na Figura 5.3) durante o processo de otimização. Os autores em CONEJO et al. (2002) utilizaram basicamente três curvas de performance linearizadas por parte, associadas a três níveis típicos de altura de queda líquida h.

Enquanto que em CONEJO et al. (2002), a função é aproximada usando três níveis típicos de altura de queda líquida h para o reservatório, os autores em BORGHETTI et al. (2008) propõem uma parametrização do problema para um número n genérico de curvas de performance, por meio da utilização de variáveis binárias. Além disso, os autores em BORGHETTI et al. (2008) buscam um melhor ajuste do modelo por meio de introdução de limites mais apertados para a potência máxima produzida.

Nesta dissertação, adotou-se a técnica de interpolação tridimensional das curvas de performance utilizada em LI et al. (2014), já que esta tem fornecido melhores resultados em comparação às demais. Conforme exposto na Figura 5.3, as curvas de performance são estabelecidas para várias alturas de queda líquida. A partir dessas curvas, em cada unidade geradora adotam-se três curvas com alturas variando entre máxima, média e mínima, conforme mostrado na Figura 5.4.

Cada uma dessas curvas é dividida em 3 pontos, os quais estão localizados em uma zona segura de operação onde obtém-se o melhor rendimento, conforme mostrado na Figura 5.4, eliminando a área de operação proibida da usina. Diferentemente da abordagem

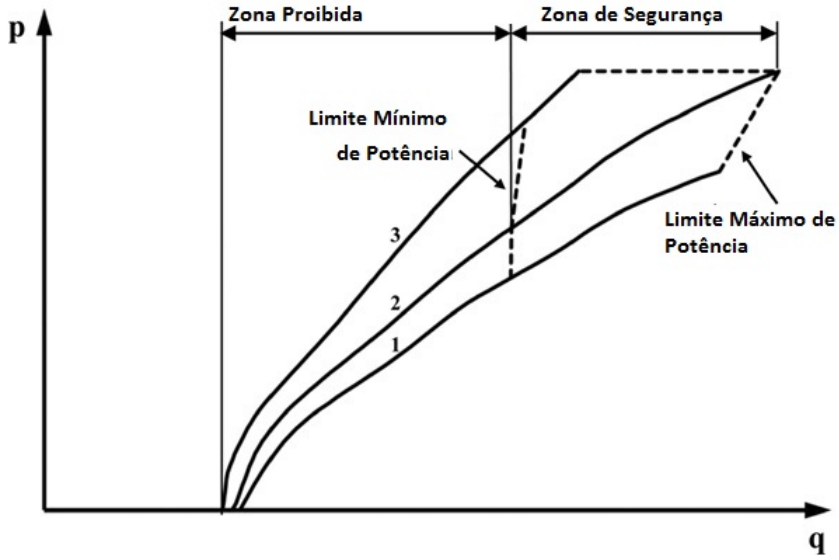

Figura 5.4: Aproximação linear por partes da função de produção
Fonte: (LI et al., 2014)

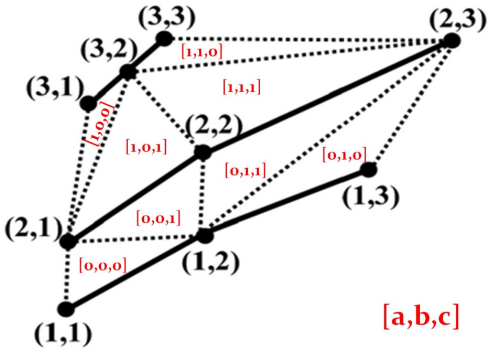

Figura 5.5: Relação das variáveis binárias de acordo com as posições dos triângulos
Fonte: adaptado de LI et al. (2014)

adotada em CONEJO et al. (2002), em que a utilização das variáveis binárias tem como objetivo escolher uma entre as 3 curvas de performance, em LI et al. (2014) as curvas são utilizadas para compor uma interpolação tridimensional, o que torna o processo de linearização mais preciso.

Para isso, na Figura 5.5, essas três curvas (x) com os três pontos (y) são dividas, cada uma, em 2 segmentos de reta (aproximação linear por partes). Sendo assim, a união desses pontos divide a zona de operação segura em oito triângulos. A interpolação tridimensional é feita por meio de ponderações associadas a cada vértice dos triângulos, conforme descrito na seção a seguir.

5.3.2 Método de Interpolação Tridimensional

A seguir são descritos os conjuntos, as constantes, as variáveis e o método de interpolação utilizado no processo de linearização da função de produção.

Conjuntos

X	Conjunto de índices de curvas.
Y	Conjunto de índices de pontos.

Constantes

$H_i\,(x,y)$	Altura de queda da usina i no ponto (x,y).
$Q_i\,(x,y)$	Vazão turbinada da usina i no ponto (x,y).
$P_i\,(x,y)$	Potência gerada da usina i no ponto (x,y).

Variáveis

$a_i\,(t)$	Variável binária que é igual a 1 se o triângulo escolhido está acima da linha horizontal do meio para a usina i no tempo t, e 0 caso contrário.
$b_i\,(t)$	Variável binária que é igual a 1 se o triângulo escolhido está a direita da linha vertical do meio para a usina i no tempo t, e 0 caso contrário.
$c_i\,(t)$	Variável binária que é igual a 1 se o triângulo escolhido está no centro do losango para a usina i no tempo t, e 0 caso contrário.
$w_i\,(t)\,(x,y)$	Peso do ponto (x,y) no tempo t.

O Método de Interpolação

Seja a região de operação da uma usina i delimitada na Figura 5.5 e associe-se a cada ponto (x,y) correspondentes aos vértices dos triângulos, valores de ponderação $w_i(t)(x,y)$. A restrição (5.13) define que a soma das ponderações dos nove pontos localizados na zona de operação de segurança deve igualar a variável binária $g_i(t)$, a qual define se a unidade i está ligada (valor unitário) ou desligada (valor nulo) no período t. Se a unidade está desligada, as ponderações são todas nulas, de modo que nenhuma interpolação é realizada:

$$\sum_{x\in X}\sum_{y\in Y} w_i\,(t)\,(x,y) = g_i\,(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.13}$$

As restrições (5.14) e (5.15) calculam o valor interpolado da altura de queda líquida. Quando a unidade geradora está ligada $g_i(t) = 1$, então o valor da função de altura de queda líquida é dado pelos valores ponderados no ponto considerado. Caso contrário, a restrição (5.14) é desativada pela inclusão do nível máximo da cota de montante.

$$h_i(t) \leq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) \cdot H_i(x,y) + \overline{HU} \cdot (1 - g_i(t)), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.14}$$

$$h_i(t) \geq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) \cdot H_i(x,y), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.15}$$

Já as equações (5.16) e (5.17) calculam o valor de interpolação da vazão turbinada e da potência, respectivamente com base nas ponderações variáveis, calculadas pelo modelo de otimização.

$$q_i(t) = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) \cdot Q_i(x,y), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.16}$$

$$p_i(t) = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) \cdot P_i(x,y), \forall t \in T, \forall p \in P \tag{5.17}$$

Finalmente, as restrições de (5.18) a (5.23) estabelecem, em um espaço bidimensional, o princípio triangular. Estas equações ativam e desativam os pesos dependendo da região deste espaço (em qual triângulo) em que o ponto atual se encontra. Note que não existe a possibilidade de um ponto estar em duas regiões ao mesmo tempo. As variáveis binárias adicionais a_i, b_i e c_i são utilizadas para definir no interior de qual triângulo está localizado o ponto de operação atual durante o processo de otimização.

$$w_i(t)(1,3) + w_i(t)(2,3) + w_i(t)(3,3) \leq b_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.18}$$

$$w_i(t)(1,1) + w_i(t)(2,1) + w_i(t)(3,1) \leq 1 - b_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.19}$$

$$w_i(t)(3,1) + w_i(t)(3,2) + w_i(t)(3,3) \leq a_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.20}$$

$$w_i(t)(1,1) + w_i(t)(1,2) + w_i(t)(1,3) \leq 1 - a_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.21}$$

$$w_i(t)(2,2) \leq c_i(t), \forall t \in T, \forall p \in P, \forall j \in J \tag{5.22}$$

$$w_i(t)(1,1) + w_i(t)(3,1) + w_i(t)(1,3) + w_i(t)(3,3) \leq 1 - c_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{5.23}$$

Assim, as equações (5.13) a (5.23) representam e substituem a curva de performance original da usina definida em (5.12). No modelo proposto, a equação (5.11) é portanto substituída por este conjunto de equações lineares. Conforme destacado pelos autores em LI et al. (2014), as principais vantagens da técnica de interpolação tridimensional são:

1. A curva de performance de cada usina pode ser linearizada com apenas três variáveis binárias adicionais;

2. A técnica de interpolação dos nove pontos das três curvas de performance pré-define uma zona de segurança de operação da usina, de modo que pontos indesejáveis de operação fora desta faixa são intrinsecamente desconsiderados;

3. O efeito de variação na altura de queda líquida na geração de potência, o estado de ligado / desligado e a ação de ligamento e desligamento da usina são levados em consideração. Os limites máximos e mínimos de potência que variam como a função da altura de queda líquida também são considerados, assim como os limites de vazão turbinada também variáveis com a altura de queda líquida.

O processo de interpolação tridimensional mostrou-se bastante preciso conforme pode ser observado na tabela 5.1 que mostra um comparativo entre a potência após o processo de linearização e a potência real (não-linear) da usina de Emborcação.

Tabela 5.1: Comparativo: potência linearizada x potência real - Usina de Emborcação.

Unidade	Período	Vazão Turbinada	Altura Queda Líq.	Pot. Linearizada	Pot. Real
1	1	117,54	117,00	120,40	120,81
1	10	168,51	119,13	183,89	183,82
2	4	135,78	130,69	161,50	161,49
2	24	152,02	127,00	175,80	175,71
3	1	187,00	117,00	204,60	204,53
3	15	127,99	123,78	138,54	138,50
4	3	161,08	139,17	201,77	201,69
4	10	137,33	119,12	146,10	146,19

Na seção a seguir, discute-se o processo de linearização da função de perdas de potência ativa no sistema de transmissão de energia.

5.4 Linearização da Função de Perdas de Potência

Por facilidade de descrição do processo de linearização da função de perdas na transmissão, a nomenclatura utilizada é descrita na seção a seguir. Na seção 5.4.1 descreve-se a linearização propriamente dita.

Nomenclatura

NBL: Número de blocos utilizados na linearização das perdas

$\Delta\delta$: Limite superior dos blocos de linearização $[rad]$

B_{kl}: Susceptância da linha de transmissão kl $[p.u.]$

$\overline{Fl}_{kl}$: Limite de fluxo de potência na linha de transmissão kl $[MW]$

G_{kl}: Condutância da linha de transmissão kl $[p.u.]$

$p_{kl}(t)$: Perdas de potência ativa na linha kl no período t $[MW]$

$\alpha_{kl,b}$: Inclinação do bloco b da diferença angular linearizada relativa aos nós kl $[rad]$

$\delta_{kl,b}(t)$: Bloco b utilizado no processo de linearização das perdas da linha kl em cada período t $[rad]$

$\delta^{+}_{kl}(t)$: Variável positiva utilizada no processo de linearização das perdas da linha kl, que corresponde ao módulo da diferença angular entre os nós kl em cada período t $[rad]$

$\delta^{-}_{kl}(t)$: Variável negativa utilizada no processo de linearização das perdas da linha kl, que corresponde ao módulo da diferença angular entre os nós kl em cada período t $[rad]$

5.4.1 O Processo de Linearização

Com o objetivo de simplificar a compreensão e implementação de problemas de otimização, faz-se necessário modelos de despacho (leilões) com restrições lineares em sua formulação matemática. Desta forma, alguns modelos de leilões deixaram de representar em sua formulação as restrições não lineares de congestionamentos e perdas na transmissão de energia (BREGADIOLI, 2015). Em consequência disso, é demonstrado em BREGADIOLI (2015) que ao desconsiderar a restrição de transmissão na formulação do problema, soluções econômicas não favoráveis aos consumidores podem ser obtidas em

comparação com resultados provenientes de modelos de despacho onde tal restrição é levada em consideração.

Para incluir em um modelo de leilão as restrições de rede, onde a função de perdas de potência é representada por uma função quadrática e, portanto não linear, são adotadas técnicas de aproximação linear para o tratamento dessa não linearidade. Sendo assim, são encontradas na literatura as técnicas de Aproximação Linear por Partes (ALP) e Aproximação Linear Dinâmica por Partes (ALDP) respectivamente demonstradas nos trabalhos de (MOTTO et al., 2002; SANTOS & DINIZ, 2011).

Conclui-se em BREGADIOLI (2015) que, a técnica de ALP demonstrou uma aproximação bastante aceitável das perdas de potência ativa na transmissão em comparação com os resultados obtidos em modelo não linear. O mesmo aconteceu com a técnica de ALDP, a qual obteve um resultado mais preciso, levando-se em consideração a visão matemática do problema. Porém a técnica de ALDP pode trazer, em sistemas de grande porte, resultados subestimados na geração das perdas de potência na transmissão e assim, comprometer a segurança do mesmo. Isso acontece pois a ALDP aproxima-se inferiormente das perdas de potência produzidas por um modelo não linear, enquanto que na técnica de ALP essa aproximação acontece superiormente.

Por este motivo, o modelo de leilão multiperíodo proposto neste trabalho utilizará a técnica de ALP, a qual é apresentada na seção a seguir.

Aproximação Linear por Partes (ALP)

Baseado na técnica de MARTÍN (1998), onde a função de perdas de potência é linearizada em segmentos de retas através de uma técnica de aproximação linear por partes utilizando 2 blocos de linearização. Outra proposta surge com a utilização da mesma técnica, mas agora fazendo uso de apenas um bloco de linearização, levando em conta as características simétricas de uma função quadrática (MOTTO et al., 2002).

A função quadrática de perdas é dada por (5.24):

$$p_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right) = G_{kl}\left[\theta_{kl}\left(t\right)\right]^2, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall t \in T \tag{5.24}$$

Na Figura 5.6, está representada a aproximação linear por partes utilizada por **(MARTÍN, 1998)**.

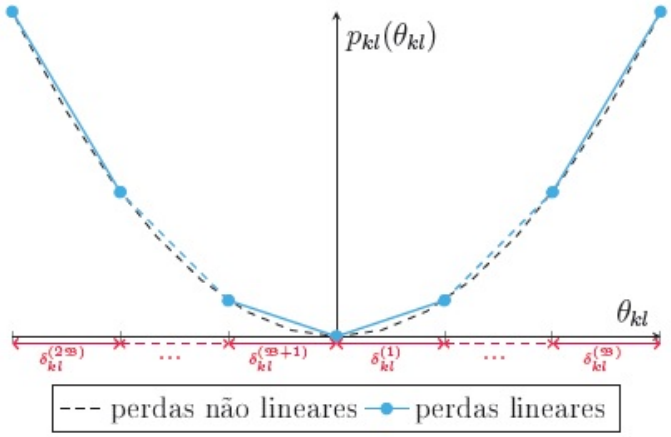

Figura 5.6: Aproximação linear por partes da função de perdas
Fonte: adaptado de MOTTO et al. (2002)

Em MOTTO et al. (2002) , uma nova variável δ_{kl} é definida para cada ramo ou linha de transmissão kl, o qual é dado como sendo o valor absoluto da diferença angular entre os nós de cada ramo, conforme descrita em (5.25). Essa abordagem é utilizada para considerar a linearização da função no quadrante positivo. Dessa forma, a soma de todos os blocos de linearização em cada ramo kl define o módulo da diferença angular entre dois nós, conforme observado em (5.26). Portanto as perdas de potência ativa na transmissão em cada ramo do sistema é modelada de arcordo com a equação (5.27).

$$\delta_{kl} = \left|\theta_{kl}\right|, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k \tag{5.25}$$

$$\delta_{kl} = \sum_{b=1}^{NBL} \delta_{kl,b}, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k \tag{5.26}$$

$$p_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right) = G_{kl}\sum_{b=1}^{NBL}\alpha_{kl,b}\delta_{kl,b}, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k \tag{5.27}$$

Onde a inclinação do bloco da diferença angular linearizada relativa aos nós k e l é definida em (5.28) e a variável $\delta_{kl,b}$ deve ser positiva e limitada superiormente por $\Delta\delta$, conforme descrito em (5.29).

$$\alpha_{kl,b} = \left(2b-1\right)\Delta\delta, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall b = 1, ..., NBL \tag{5.28}$$

$$0 \leq \delta_{kl,b} \leq \Delta\delta, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k, \forall b = 1, ..., NBL \tag{5.29}$$

O conjunto de restrições dado pelas equações (5.30) a (5.32) representam o tratamento linear da função módulo (5.25), a qual caracteriza uma função não diferenciável.

$$\delta_{kl}^{+}\left(t\right) + \delta_{kl}^{-}\left(t\right) = \sum_{b=1}^{NBL}\delta_{kl,b}\left(t\right), \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k\left(t\right), \forall t \in T \tag{5.30}$$

$$\delta_{kl}^{+}\left(t\right) + \delta_{kl}^{-}\left(t\right) = \theta_{kl}\left(t\right), \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k\left(t\right), \forall t \in T \tag{5.31}$$

$$\delta_{kl}^{+} \geq 0, \delta_{kl}^{-} \geq 0, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k \tag{5.32}$$

No Capítulo que segue é proposto a formulação do modelo de leilão multiperíodo para um sistema hidrotérmico.

Capítulo 6

Formulação do Modelo de Leilão Multiperíodo Hidrotérmico Proposto

6.1 Introdução

O Brasil é um país predominantemente de geração hidrelétrica, ou seja, sua participação na produção total de energia elétrica chega a 83%. Não obstante, o Brasil tem o maior potencial hidrelétrico do mundo com um total de 260 mil MW, segundo o plano 2015 da Eletrobrás. Conforme o Plano Nacional de 2030, o potencial a ser aproveitado é de 126 mil MW (ANEEL, 2008).

O Mercado de energia no Brasil é fechado e os preços da energia são calculados semanalmente, são os denominados preços de liquidação das diferenças (PLD). Desta forma, pode-se afirmar que no Brasil não existe uma estrutura de mercado de eletricidade do dia seguinte e da hora seguinte, presente em alguns países da Europa.

Historicamente, na literatura (ZHAO et al., 2008), (LINO et al., 2003), (MOTTO et al., 2002) e (ARROYO & CONEJO, 2002), a maioria dos modelos propostos são para sistemas termelétricos. Por outro lado, alguns autores como LI et al. (2014) e BORGHETTI et al. (2008) apresentam uma modelagem multiperíodo para sistemas puramente hidrelétricos.

Neste capítulo é proposto um modelo de Leilão Multiperíodo para sistemas Hidrotérmicos (LMH), formulado como um problema de programação linear inteira-mista, onde são consideradas restrições associadas aos sistemas de geração termelétrica, hidrelétrica e sistema de transmissão. Na seção 6.6.1 são descritas as restrições termelétrica, na seção 6.6.2 são apresentadas as restrições associadas à parte hidráulica do sistema e, finalmente,

na seção 6.6.3 as restrições da rede de transmissão são modeladas. A função objetivo do problema LMH é detalhada na seção 6.5.

Inicialmente é descrita a nomenclatura adotada na formulação do modelo matemático, em seguida são descritas a função objetivo, as restrições termelétricas, hidrelétricas e de rede.

Nomenclatura

6.2 Conjuntos

T:	Períodos de tempo
NT:	Número de períodos do horizonte de mercado
D:	Consumidores
K:	Barras do sistema elétrico
I:	Usinas hidrelétricas
J:	Unidades geradoras termelétricas
M:	Blocos de ofertas de energia
N:	Blocos de energia demandados
BL:	Blocos utilizado na linearização das perdas
X:	Conjunto de índices das curvas de altura de queda líquida (interpolação tridimensional de linearização da função de produção das usinas hidrelétricas)
Y:	Conjunto de índices dos pontos nas curvas de altura de queda líquida (interpolação tridimensional de linearização da função de produção das usinas hidrelétricas)
Ω_i:	Usinas a montante da usina i
$\Omega_k^{(t)}$:	Barras conectadas a barra k no período t
$\Delta_i(\tau)$:	Tempo de viagem da água da usina τ (à montante de i) até a usina i

6.3 Dados

Dados de Geração Termelétrica

$\lambda_{m,j}(t)$: Preço do m-ésimo bloco de energia ofertado pela unidade j no período t [$/MW]

$\bar{P}_{m,j}(t)$: Limite superior do m-ésimo bloco de energia ofertado pela unidade termelétrica j no período t $[MW]$

$\underline{P}_j(t)$: Potência mínima produzida pela unidade j no período t $[MW]$

$\overline{P}_j(t)$: Potência máxima produzida pela unidade j no período t [MW]

$P_j(0)$: Potência da unidade j imediatamente antes do período $t = 1$ $[MW]$

$Z_j(0)$: Status inicial da unidade j (1 – ligado, 0 – desligado)

MDT_j: Número de períodos mínimo que a unidade j deve permanecer desligada $[h]$

MUT_j: Número de períodos mínimo que a unidade j deve permanecer ligada $[h]$

F_j: Número de períodos mínimo que a unidade j deve permanecer desligada no horizonte atual devido ao seu MDT não completamente cumprido do dia anterior $[h]$

G_j: Número de períodos mínimo que a unidade j deve permanecer ligada no horizonte atual devido ao seu MUT não completamente cumprido do dia anterior $[h]$

TL_j^0: Número de períodos que a unidade j ficou ligada no início do horizonte de mercado $[h]$

TD_j^0: Número de períodos que a unidade j ficou desligada no início do horizonte de mercado $[h]$

RD_j: Rampa de descida da unidade j $[MW]$

RU_j: Rampa de subida da unidade j $[MW]$

SD_j: Rampa de parada da unidade j $[MW]$

SU_j: Rampa de partida da unidade j $[MW]$

$SB_j(t)$: Lance de partida da unidade j no período t[$]

$NM_j(t)$: Número de blocos de potência oferecidos pela unidade j no período t

Dados de Geração Hidrelétrica

$\overline{HU}_i$: Cota máxima de montante aceitável para o reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[m]$

$\underline{HU}_i$: Cota mínima de montante aceitável para o reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[m]$

$\overline{HD}_i$: Cota máxima de jusante aceitável para a usina i ao longo do dia de operação $[m]$

$\underline{HD}_i$: Cota mínima de jusante aceitável para a usina i ao longo do dia de operação $[m]$

$V_i(0)$: Volume do reservatório da usina i imediatamente antes do início do período $t = 1$ $[hm^3]$

$VP_i(t)$: Vazão prevista para o reservatório da usina i no período t $[m^3/s]$

$\overline{V}_i$: Volume máximo aceitável do reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[hm^3]$

$\underline{V}_i$: Volume mínimo aceitável do reservatório da usina i ao longo do dia de operação $[hm^3]$

$\overline{U}_i$: Defluência máxima da usina i $[m^3/s]$

$\underline{U}_i$: Defluência mínima da usina i $[m^3/s]$

$\overline{S}_i$: Vertimento máximo da usina i $[m^3/s]$

$\underline{S}_i$: Vertimento mínimo da usina i $[m^3/s]$

$\overline{Z}_i$: Número máximo de partidas das unidades geradoras da usina i ao longo do dia de operação

C_i: Porcentagem de perdas da usina i [%]

HD_i^0: Termo independente da função de primeiro grau que representa a cota de jusante da usina i $[s/m]$

HD_i^1: Termo de dependente da função de primeiro grau que representa a cota de jusante da usina i $[s/m^2]$

$H_i(x, y)$: Altura de queda líquida das unidades da usina i no ponto (x, y) $[m]$

$\overline{Q}_i$ Máxima vazão turbinada pela usina i $[m^3/s]$

$\underline{Q}_i$ Mínima vazão turbinada pela usina i $[m^3/s]$

$Q_i(x, y)$: Vazão turbinada pela usina i no ponto (x, y) $[m^3/s]$

$P_i(x, y)$: Potência produzida pela usina i no ponto (x, y) [MW]

$Rh_i(t)$: Reserva energética da usina i no período t [MW]

RUH_i: Rampa de defluênia da usina i $[m^3/s]$

$SB_i(t)$: Lance de partida da usina i no período t [$]

$\lambda_{m,i}(t)$: Preço do m-ésimo bloco de energia ofertado pela usina i no período t $[\$/MW]$

$\bar{P}_{m,i}(t)$: Limite superior do m-ésimo bloco de energia ofertado pela usina i no período t $[MW]$

$\underline{P_i}(t)$: Potência mínima produzida pela usina i $[MW]$

$P_i(0)$: Potência da usina i imediatamente antes do período $t = 1$ $[MW]$

$Z_i(0)$: Status inicial da usina i (1 – ligado, 0 – desligado)

$\overline{Z_i}$: Número máximo de partidas da usina i no horizonte de mercado

V_i^m: Meta de volume do reservatório da usina i a ser atendida no fim do horizonte de mercado $[hm^3]$

$NM_i(t)$: Número de blocos de potência oferecidos pela usina i

Dados de Rede

NBL: Número de blocos utilizados na linearização das perdas

NK: Número de barras do sistema

$\Delta\delta$: Limite superior dos blocos de linearização $[rad]$

B_{kl}: Susceptância da linha de transmissão kl $[p.u.]$

$\overline{Fl}_{kl}$: Limite de fluxo de potência na linha de transmissão kl $[MW]$

G_{kl}: Condutância da linha de transmissão kl $[p.u.]$

Dados de Demanda

$\lambda_{n,d}^D(t)$: Preço do n-ésimo bloco de energia demandado pelo consumidor d no período t [\$]

$\bar{P}_{n,d}^D(t)$: Limite superior do n-ésimo bloco de energia demandado pelo consumidor d no período t $[MW]$

6.4 Variáveis

Variáveis de Geração Termelétrica

$p_{m,j}(t)$: Potência aceita do m-ésimo bloco de energia ofertado pela unidade j no período t $[MW]$

$p_j(t)$: Potência gerada pela unidade j no período t $[MW]$

$\overline{p}_j\,(t)$: Potência máxima disponível da unidade j no período t $[MW]$

$z_j\,(t)$: Variável binária que vale 1 se a unidade j está ligada no período t e 0 caso contrário

$zu_j\,(t)$: Variável binária que vale 1 se a unidade j foi partida no período t e 0 caso contrário

$zd_j\,(t)$: Variável binária que vale 1 se a unidade j foi parada no período t e 0 caso contrário

Variáveis de Geração Hidrelétrica

$q_i\,(t)$: Vazão turbinada pela usina i no período t $[m^3/s]$

$s_i\,(t)$: Vertimento da usina i no período t $[m^3/s]$

$u_i\,(t)$: Defluência da usina i no período t $[m^3/s]$

$v_i\,(t)$: Volume do reservatório da usina i no período t $[hm^3]$

$vf_i\,(0)$: Volume do reservatório da usina i no fim do horizonte de mercado $[hm^3]$

$\overline{v}_i\,(t)$: Volume médio da usina i no período t $[hm^3]$

$hu_i\,(t)$: Nível de montante do reservatório da usina i no período t $[m]$

$hd_i\,(t)$: Nível de jusante da usina i no período t $[m]$

$h_i\,(t)$: Altura de queda líquida das unidades da usina i no período t $[m]$

$p_{m,i}\,(t)$: Potência aceita do m-ésimo bloco de energia ofertado pela usina i no período t $[MW]$

$p_i\,(t)$: Potência gerada pela usina i no período t $[MW]$

$w_i\,(t)\,(x,y)$: Peso do ponto (x,y) para a usina i no período t (utilizado na linearização da função de produção)

$a_i\,(t)$: Variável binária que vale 1 se a célula está acima da linha horizontal média plotada no período t e 0 caso contrário (utilizado na linearização da função de produção)

$\rho_{i,\tau}\,(t)$: Vazão afluente da usina i no intervalo t considerando tempo de viagem da água

e_i: Flexibilização nas metas de geração da usina i estabelecidas pela coordenação primal

$z_i\,(t)$: Variável binária que vale 1 se usina i está ligada no período t e 0 caso contrário

$zu_i\,(t)$: Variável binária que vale 1 se a usina i foi partida no período t e 0 caso contrário

$zd_i\,(t)$: Variável binária que vale 1 se a usina i foi parada no período t e 0 caso contrário

Variáveis de Rede

$\alpha_{kl,b}$: Inclinação do bloco b da diferença angular linearizada relativa aos nós kl $[rad]$

$\delta_{kl,b}\,(t)$: Bloco b utilizado no processo de linearização das perdas da linha kl em cada período t $[rad]$

$\delta^{+}_{kl}\,(t)$: Variável positiva utilizada no processo de linearização das perdas da linha kl, que corresponde ao módulo da diferença angular entre os nós kl em cada período t $[rad]$

$\delta^{-}_{kl}\,(t)$: Variável negativa utilizada no processo de linearização das perdas da linha kl, que corresponde ao módulo da diferença angular entre os nós kl em cada período t $[rad]$

$\theta_k\,(t)$: Ângulo de tensão na barra k no período t $[rad]$

$\theta_{kl}\,(t)$: Diferença angular na linha kl no período t $[rad]$

$fl_{kl}\,(t)$: Fluxo de potência ativa na linha kl no período t $[MW]$

$p_{j,k}\,(t)$: Potência ativa gerada pela unidade geradora j na barra k no período t $[MW]$

$p_{i,k}\,(t)$: Potência ativa gerada pela usina i na barra k no período t $[MW]$

$p^{D}_{d,k}\,(t)$: Potência ativa consumida na barra k no período t $[MW]$

$p_{kl}\,(t)$: Perdas de potência ativa na linha kl no período t $[MW]$

Variáveis de Demanda

$p^{D}_{nd}\,(t)$: Potência aceita do n-ésimo bloco de energia demandado pelo consumidor d no período t $[MW]$

6.5 Função Objetivo

O "bem estar social"é definido em MAS-COLELL et al. (1995) como sendo a soma dos excedentes de consumo e produção. O equilíbrio de mercado é apresentado na Figura 3.1

em um período para uma demanda elástica. No caso de modelos de leilão multiperíodo, o "bem estar social"é representado como a soma de todas as funções de "bem estar social"em todas os períodos do horizonte de mercado. Um termo extra deve ser subtraído se for levado em consideração os custos de partida dos geradores. Dessa forma, no modelo proposto, o objetivo do Operador de Mercado (OM) é maximizar o "bem estar social", o qual está representada em (6.1).

$$\begin{aligned} \text{maximizar} \quad & \sum_{t\in T}\sum_{d\in D}\sum_{n\in N}\lambda^{D}_{n,d}(t)\times p^{D}_{n,d}(t) - \\ & \left(\begin{array}{l} \sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(\sum_{m\in M_i}\lambda_{m,i}(t)\times p_{m,i}(t) + SB_i(t)\times zu_i(t)\right) + \\ \sum_{t\in T}\sum_{j\in J}\left(\sum_{m\in M_j}\lambda_{m,j}(t)\times p_{m,j}(t) + SB_j(t)\times zu_j(t)\right) \end{array}\right) \end{aligned} \tag{6.1}$$

Na equação 6.1, o primeiro termo relaciona-se aos lances de compra de energia, já o segundo e terceiro termos representam as ofertas de venda de energia hidrelétricas e termelétricas, respectivamente, assim como seus respectivos custos de partida dos geradores.

6.6 Restrições

As restrições de geração termelétrica, hidrelétrica e transmissão estão representadas em detalhes nas equações de (6.2) a (6.52).

6.6.1 Restrições de Geração Termelétrica

As restrições de geração termelétrica de energia estão representadas nas equações (6.2) a (6.15).

Limites de Geração de Potência

As equações dos limites de geração de potência termelétrica estão formuladas conforme as equações 6.2 a 6.4:

$$\underline{P}_j(t)\,z(t) \le p_j(t) \le \overline{p}_j(t), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.2}$$

$$p_j(t) = \sum_{m=1}^{M_j} p_{m,j}(t), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.3}$$

$$p_{m,j}(t) \leq \overline{P}_{m,j}(t), \forall m \in M_j, \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.4}$$

Onde a geração mínima de energia de cada unidade geradora é igual ao seu primeiro bloco de lance de oferta de energia, ou seja:

$$\underline{P}_j(t) = \overline{P}_{1,j}(t), \forall j \in J, \forall t \in T$$

Os limites de geração de cada unidade em cada período de tempo estão representados em (6.2). Nesta mesma equação, a potência gerada é forçada a ser menor que uma potência máxima disponível $\overline{p}_j(t)$. Em (6.3), a geração de potência é dada como a somatória dos blocos de energia despachados, onde seu limite superior é imposto pela equação (6.4).

Potência Máxima Disponível e Limites de Rampa

Nas equações (6.5) a (6.7), estão as restrições de potência máxima disponível e de limites de rampa.

$$\overline{p}_j(t) \leq \overline{P}_j(t)[z_j(t) - zd_j(t+1)] + zd_j(t+1)SD_j, \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.5}$$

$$\overline{p}_j(t) \leq p_j(t-1) + RU_j z_j(t-1) + SU_j zu_j(t), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.6}$$

$$p_j(t-1) - p_j(t) \leq RD_j z_j(t) + SD_j zd_j(t), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.7}$$

Onde a capacidade de toda unidade é igual a soma de todos os lances de blocos de potência ofertados, conforme apresentado abaixo:

$$\overline{P}_j(t) = \sum_{m=1}^{M_j} \overline{P}_{m,j}(t), \forall j \in J, \forall t \in T$$

As equações de números (6.5) e (6.6) estabelecem o limite de potência máxima disponível, as quais levam em consideração a capacidade de geração da unidade, os limites de rampas de partida e parada assim como o limite de rampa de subida. É possível notar que, a potência máxima disponível é igual a zero se a unidade está desligada. Da mesma forma observamos que se a potência máxima disponível atinge os limites de rampa, o

mesmo acontece com a potência gerada.

Na restrição formulada pela equação (6.7), a potência gerada entre dois períodos é limitada pela soma da rampa de descida e desligamento das unidades geradoras.

Número Mínimo de Períodos de Operação

Nas equações de (6.8) a (6.10) estão expressas as restrições de tempo mínimo que uma unidade geradora deve permanecer em operação.

$$\sum_{t=1}^{G_j} \left[1 - z_j\left(t\right)\right] = 0, \forall j \in J \tag{6.8}$$

$$\sum_{l=t}^{t+MUT_j-1} z_j\left(l\right) \geq MUTzu_j\left(t\right), \forall j \in J, \forall t = G_j + 1...NT - MUT_j + 1 \tag{6.9}$$

$$\sum_{l=t}^{NT} \left[z_j\left(l\right) - zu_j\left(t\right)\right] \geq 0, \forall j \in J, \forall t \in NT - MUT_j + 2...T \tag{6.10}$$

Onde:

$$G_j = Min\left\{NT, \left(MUT_j - TL_j^0\right) Z_j\left(0\right)\right\}$$

A equação (6.8) está relacionada ao estado inicial da unidade geradora. Conforme descrito anteriormente, G_j é o mínimo tempo que a unidade j deve ficar ligada no horizonte atual devido ao seu mínimo tempo de operação não completamente cumprido do dia anterior, o qual assume um valor nulo caso se não for declarado nenhum estado inicial para a unidade geradora i. Já a restrição (6.9) é utilizada para períodos posteriores a G_j, o qual garante que o tempo mínimo de operação seja concluído durante o horizonte de mercado restante. Por fim, a equação (6.10) se faz necessária caso o tempo mínimo de operação não seja atingido no atual horizonte de mercado.

Número Mínimo de Períodos Desligado

As restrições descritas nas equações (6.11) a (6.13) representam o tempo mínimo que uma unidade geradora deve permanecer desligada durante o horizonte de mercado, caso a mesma tenha sido ligada em algum período. Dessa forma, tais expressões são análogas

as apresentadas nas restrições de tempo mínimo de operação.

$$\sum_{t=1}^{F_j} z_j(t) = 0, \forall j \in J \tag{6.11}$$

$$\sum_{l=t}^{t+MDT_j-1} z_j(l) \geq MDT_j zd_j(t), \forall j \in J, \forall t = F_j + 1...NT_j - MDT_j + 1 \tag{6.12}$$

$$\sum_{l=t}^{NT} [1 - z_j(l) - zd_j(t)] \geq 0, \forall j \in J, \forall t \in NT_j - MDT_j + 2...T \tag{6.13}$$

Onde:

$$F_j = Min\left\{NT, \left(MDT_j - TD_j^0\right) Z(0)\right\}$$

Restrições Lógicas

As equações (6.14) e (6.15) são necessárias para a modelagem de estado de partida e parada das unidades geradoras.

$$zu_j(t) - zd_j(t) = z_j(t) - z_j(t-1), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.14}$$

$$zu_j(t) + zd_j(t) \leq 1, \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.15}$$

6.6.2 Restrições de Geração Hidrelétrica

As restrições de geração hidráulica de energia estão representadas nas equações (6.16) a (6.46).

Defluência

Conforme mostrado em (6.16), em uma usina a defluência total é dada pela soma da vazão turbinada e o vertimento da mesma.

$$u_i(t) = q_i(t) + s_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.16}$$

As restrições (6.17), (6.18) e (6.19) estabelecem respectivamente, os limites da defluência, da vazão turbinada e do vertimento para cada usina e em cada período de tempo.

$$\underline{U_i} \leq u_i(t) \leq \overline{U}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.17}$$

$$\underline{Q_i} \leq q_i(t) \leq \overline{Q_i}, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.18}$$

$$\underline{S_i} \leq s_i(t) \leq \overline{S}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.19}$$

Volume e Balanço de Água

Nas equações de (6.20) a (6.25) estão formuladas as restrições de volume e balanço hídrico.

$$\underline{V_i} \leq v_i(t) \leq \overline{V}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.20}$$

Em (6.20) são definidos os limites máximo e mínimo do volume do reservatório para o horizonte de mercado que está sendo analisado.

$$\overline{v}_i(t) = \frac{v_i(t) + v_i(t-1)}{2}, \forall i \in I, \forall t \in 2...NT \tag{6.21}$$

$$\overline{v}_i(1) = \frac{v_i(1) + V_i(0)}{2}, \forall i \in I \tag{6.22}$$

Na restrição (6.21) o volume médio do reservatório é representado como uma média aritmética simples entre dois períodos de tempos consecutivos. Já em (6.22) o volume médio no primeiro período é calculado com base no volume inicial do horizonte de mercado, ou seja, o volume final do horizonte de mercado anterior.

Continuidade entre 2 períodos:

$$\begin{gathered} v_i(t) = v_i(t-1) + 0.0036\left(VP_i(t) + \sum_{\tau \in \Omega_i} \rho_{i,\tau}(t) - u_i(t)\right), \\ \forall i \in I, \forall t = 2, ..., NT \end{gathered} \tag{6.23}$$

em que:

$$\rho_{i,\tau}(t) = \begin{cases} u_i(\tau, t - \Delta_i(\tau)) & se\ t > \Delta_i(\tau) \\ 0 & se\ t \leq \Delta_i(\tau) \end{cases} \tag{6.24}$$

O balanço hídrico, ou seja, a quantidade de água que entra e sai do reservatório de uma usina entre dois períodos consecutivos é modelado em (6.23), o qual leva em consideração o tempo de viagem de uma usina para outra em uma cascata. Note que, nesta equação a conversão de metros cúbicos por segundo para hectômetros cúbicos por segundo é dado pelo valor de 0,0036.

Em (6.25) é representado a continuidade para o primeiro período, em que $V_i(0)$ envolve todas as vazões afluentes à usina i no intervalo inicial. Note que $V_i(1)$ deve envolver todas as vazões afluentes a cada usina i no intervalo inicial (incluindo as vazões de usinas à montante de i de intervalos de tempo anteriores).

$$v_i(1) = V_i(0) + 0.0036\,(VP_i(1) - u_i(1)), \forall i \in I, \tag{6.25}$$

Altura de Queda

Em uma usina a altura de queda líquida é dada pela altura de montante subtraída das alturas de jusante e da altura de perdas. Conforme descrito na seção 5.2, a altura de perdas pode ser representada como um percentual C_i da altura de queda bruta que é definida por $h_i(t) = hu_i(\overline{v}_i(t)) - hd_i(u_i(t))$. Sendo assim, a altura de queda líquida é descrita em (6.26):

$$h_i(t) = (1 - C_i)\,(hu_i(\overline{v}_i(t)) - hd_i(u_i(t))), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.26}$$

Cota de Montante

A cota de montante está representada em (6.27) em uma equação linearizada de um polinômio do quarto grau, conforme descrito na seção 5.2 . Em (6.28), temos a modelagem dos limites máximos e mínimos da altura de montante.

$$hu_i(t) = \overline{HU_i} - \frac{\left(\overline{HU_i} - \underline{HU_i}\right)}{\bar{V}_i - \underline{V_i}}\underline{V_i}(t) + \frac{\left(\overline{HU_i} - \underline{HU_i}\right)}{\left(\bar{V}_i - \underline{V_i}\right)}\bar{v}_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.27}$$

$$\underline{HU_i} \leq hu_i\left(t\right) \leq \overline{HU_i}, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.28}$$

Cota de Jusante

A cota de jusante a qual é representada como um polinômio do quarto grau conforme apresentado na seção 5.2, tem sua forma linearizada conforme a equação (6.29). De forma análoga a altura de montante, temos em (6.30), os limites máximos e mínimos da altura de jusante.

$$hd_i\left(t\right) = HD_i^0 + HD_i^1 u_i\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.29}$$

$$\underline{HD_i} \leq hd_i\left(t\right) \leq \overline{HD_i}, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.30}$$

Potência

A potência aceita pelo m-ésimo bloco de energia ofertado pela usina i em um período t não deve ultrapassar o limite superior do m-ésimo bloco de energia ofertado por essa mesma usina, isso é o que descreve a restrição (6.31). Em (6.32), é descrito que a potência gerada por uma usina é dada pela soma dos blocos de potência aceitos no para a usina i no período t. Já em (6.33) é estabelecido os limites máximo e mínimo de potência de uma usina hidrelétrica:

$$p_{m,i}\left(t\right) \leq \overline{P}_{m,i}\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T, \forall m \in M_i \tag{6.31}$$

$$p_i\left(t\right) = \sum_{m \in M_i} p_{m,i}\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.32}$$

$$\underline{P}_i\left(t\right) z_i\left(t\right) \leq p_i\left(t\right) \leq \overline{P}_{m,i}\left(t\right) z_i\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.33}$$

Onde a potência mínima produzida por uma usina hidrelétrica deve ser igual ao limite superior do primeiro bloco de energia ofertado assim como a potência máxima gerada é dada pela soma dos blocos de energia ofertados, conforme descrito a seguir:

$$\underline{P}_i\left(t\right) = \overline{P}_{1,i}\left(t\right) \forall i \in I, \forall t \in T,$$

$$\overline{P}_i(t) = \sum_{m \in M_i} \overline{P}_{m,i}(t), \forall i \in I, \forall t \in T,$$

Limites de Partidas

A equação (6.34) estabelece a quantidade máxima que os geradores de uma usina podem ser ligados no horizonte de mercado.

$$\sum_{t \in T} zu_i(t) = \overline{Z}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.34}$$

Limites de Rampas de Vazão Defluente

Diferente das unidades geradoras termelétricas, as usinas hidrelétricas possuem amplas rampas de potência as quais não são necessárias serem modeladas. Todavia, as usinas possuem limites de rampas de vazão defluente que, por medida de segurança a jusante da usina, devem ser respeitados. Por terem uma característica apenas ambiental, a restrição modelada em (6.35) não atinge a complexidade das rampas das unidades térmicas. Pode-se notar que tal restrição é limitada entre dois períodos consecutivos por um valor já pré-determinado.

$$u_i(t) - RUH_i \leq u_i(t+1) \leq u_i(t) + RUH_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.35}$$

Função de Produção

Neste trabalho, na parte hidráulica do problema, os lances são dados pelas usinas como um todo e não por unidades geradoras separadas. Dessa forma, a linearização da função de produção se torna mais simples e, ao invés de três, apenas dois pontos por curva são necessários. Portanto o conjunto das curvas é dado por $X = \{1, 2, 3\}$ e o conjunto dos pontos por $Y = \{1, 2\}$ e assim o esquema apresentado na Figura 5.5 pode ser substituído pelo esquema da Figura 6.1 .

Nas equações (6.36) a (6.43) encontra-se a forma linearizada da função de produção.

$$\sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x, y) = z_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.36}$$

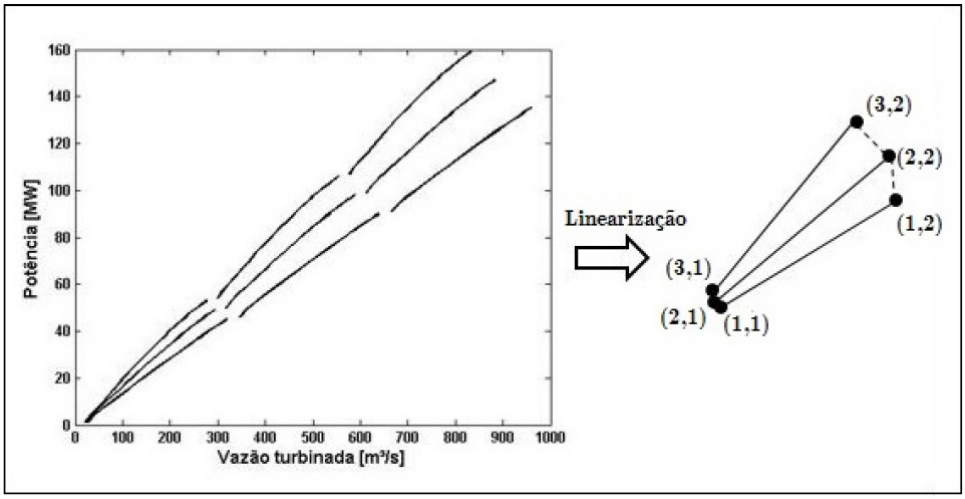

Figura 6.1: Função de produção de uma usina
fonte: (PEREIRA, 2016)

$$h_i(t) \leq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) H_i(x,y) + H_i(3,1)(1 - z_i(t)), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.37}$$

$$h_i(t) \geq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) H_i(x,y), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.38}$$

$$q_i(t) = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) Q_i(x,y), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.39}$$

$$p_i(t) = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i(t)(x,y) P_i(x,y), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.40}$$

$$w_i(t)(2,1) + w_i(t)(2,2) \leq 1, \forall t \in T \tag{6.41}$$

$$w_i(t)(1,1) + w_i(t)(1,2) \leq 1 - a_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.42}$$

$$w_i(t)(3,1) + w_i(t)(3,2) \leq a_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.43}$$

Em (6.36) é definida a soma ponderada de todos os pontos, ou seja, a soma será igual a um se a usina está ligada e zero caso contrário. O valor de interpolação de queda

líquida é computado nas restrições (6.37) e (6.38). Nestas restrições, se uma usina está ligada então o valor interpolado é igual a soma de todos os pesos de queda líquida em cada ponto. Se esta condição não acontece, então a inclusão do nível máximo de altura de montante desativa a restrição (6.37). Já as equações (6.39) e (6.40) determinam o valor de interpolação da vazão turbinada e da potência, respectivamente. Finalmente nas restrições (6.41) a (6.43) são representados a atribuição dos pesos. Dessa forma, temos que, quando o valor de altura de queda líquida está entre as duas primeiras cuvas (curvas 1 e 2), então a variável binária a plotada abaixo da linha horizontal média (curva 2) vale zero e os pontos que estão na terceira curva tem pesos nulos. De forma análoga, quando o valor de altura de queda líquida está entre as duas últimas curvas (curvas 2 e 3), então a variável binária a plotada acima da linha horizontal média vale um e os pontos que estão na primeira curva têm pesos nulos.

Meta de Volume de Reservatório

Na equação (6.44) é descrito a modelagem de uma meta pré estabelecida do reservatório da usina que deve ser atendida no final do horizonte de mercado, ou seja, no fim do período 24.

$$v_i\left(24\right) \geq V_i^m, \forall i \in I \tag{6.44}$$

Restrições Lógicas

De forma análoga as restrições (6.14) e (6.15), as equações (6.45) e (6.46) modelam as partidas e paradas das usinas hidrelétricas.

$$zu_i\left(t\right) - zd_i\left(t\right) = z_i\left(t\right) - z_i\left(t-1\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.45}$$

$$zu_i\left(t\right) + zd_i\left(t\right) \leq 1, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.46}$$

6.6.3 Restrições de Rede

Nas equações (6.47) a (6.52) estão modeladas as restrições de transmissão de energia.

Balanço de Fluxo de Potência

Na equação (6.47) nota-se que a soma da geração das potências térmicas e hidráulicas descontadas da potência demandada resulta no fluxo de potência de um ramo. Essa restrição descreve o balanço de potência ativa para cada ramo do sistema e para cada período do horizonte de mercado.

$$\sum_{j\in J} p_{j,k}\left(t\right) + \sum_{i\in I} p_{i,k}\left(t\right) - \sum_{d\in D} p_k^D\left(t\right) = \sum_{l\in\Omega_k^{(t)}} f_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right), \forall k \in K, \forall t \in T \tag{6.47}$$

Fluxo de Potência e Limites

A restrição (6.48) define o fluxo de potência ativa nas linhas de transmissão em função das perdas e da susceptância dos ramos. Os limites mínimos e máximos do fluxo de potência nas linhas de transmissão são descritos em (6.49).

$$f_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right) = \frac{p_{kl}\theta_{kl}\left(t\right)}{2} - B_{kl}\theta_{kl}\left(t\right) \tag{6.48}$$

$$-F_{kl}^{\max} \leq f_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right) \leq F_{kl}^{\max} \tag{6.49}$$

Representação das Perdas

Em (6.50) está representada a equação linearizada da função de perdas dada pela equação 5.24 demonstrada na seção 5.4 , assim como as equações (6.51) e (6.53) se fazem necessárias para o tratamento da não linearidade.

$$p_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right) = G_{kl}\sum_{b=1}^{NBL}\left(2b-1\right)\Delta\delta\cdot\delta_{kl,b}\left(t\right), \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k\left(t\right), t \in T \tag{6.50}$$

em que:

$$0 \leq \delta_{kl,b}\left(t\right) \leq \Delta\delta, \forall k \in K, \forall l \in \Omega_k\left(t\right), \forall b = 1, ..., BL \tag{6.51}$$

$$\delta_{kl}^{+}(t)+\delta_{kl}^{-}(t)=\sum_{b=1}^{NBL}\delta_{kl,b}(t),\forall k\in K,\forall l\in\Omega_k(t),\forall t\in T \tag{6.52}$$

$$\delta_{kl}^{+}(t)+\delta_{kl}^{-}(t)=\theta_{kl}(t),\forall k\in K,\forall l\in\Omega_k(t),\forall t\in T \tag{6.53}$$

6.6.4 Restrições de Demanda de Mercado

A restrição de demanda de mercado está formulada abaixo:

$$p_{n,d}^{D}(t)\leq\bar{P}_{m,j}(t),\forall d\in D,\forall t\in T,\forall n\in N \tag{6.54}$$

A equação (6.54) estabelece o limite de consumo de potência em cada período de tempo, em cada bloco por cada consumidor.

6.7 Modelo Matemático Proposto

Maximizar

$$\begin{aligned}&\text{maximizar}\quad\sum_{t\in T}\sum_{d\in D}\sum_{n\in N}\lambda_{n,d}^{D}(t)\times p_{n,d}^{D}(t)-\\&\left(\begin{array}{l}\sum_{t\in T}\sum_{i\in I}\left(\sum_{m\in M}\lambda_{m,i}(t)\times p_{m,i}(t)+SB_i(t)\times zu_i(t)\right)+\\\sum_{t\in T}\sum_{j\in J}\left(\sum_{m\in M}\lambda_{m,j}(t)\times p_{m,j}(t)+SB_j(t)\times zu_j(t)\right)\end{array}\right)\end{aligned} \tag{6.55}$$

Sujeito a:

$$\underline{P}_j(t)\,z(t)\leq p_j(t)\leq\overline{p}_j(t),\forall j\in J,\forall t\in T \tag{6.56}$$

$$p_j(t)=\sum_{m=1}^{M_j}p_{m,j}(t),\forall j\in J,\forall t\in T \tag{6.57}$$

$$p_{m,j}(t)\leq\overline{P}_{m,j}(t),\forall m\in M_j,\forall j\in J,\forall t\in T \tag{6.58}$$

$$\overline{p}_j(t)\leq\overline{P}_j(t)\left[z_j(t)-zd_j(t+1)\right]+zd_j(t+1)\,SD_j,\forall j\in J,\forall t\in T \tag{6.59}$$

$$\overline{p}_j(t) \leq p_j(t-1) + RU_j z_j(t-1) + SU_j zu_j(t), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.60}$$

$$p_j(t-1) - p_j(t) \leq RD_j z_j(t) + SD_j zd_j(t), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.61}$$

$$\sum_{t=1}^{G_j} [1 - z_j(t)] = 0, \forall j \in J \tag{6.62}$$

$$\sum_{l=t}^{t+MUT_j-1} z_j(l) \geq MUT zu_j(t), \forall j \in J, \forall t = G_j + 1...NT - MUT_j + 1 \tag{6.63}$$

$$\sum_{l=t}^{NT} [z_j(l) - zu_j(t)] \geq 0, \forall j \in J, \forall t \in NT - MUT_j + 2...T \tag{6.64}$$

$$\sum_{t=1}^{F_j} z_j(t) = 0, \forall j \in J \tag{6.65}$$

$$\sum_{l=t}^{t+MDT_j-1} z_j(l) \geq MDT_j zd_j(t), \forall j \in J, \forall t = F_j + 1...NT_j - MDT_j + 1 \tag{6.66}$$

$$\sum_{l=t}^{NT_j} [1 - z_j(l) - zd_j(t)] \geq 0, \forall j \in J, \forall t \in NT_j - MDT_j + 2...T \tag{6.67}$$

$$zu_j(t) - zd_j(t) = z_j(t) - z_j(t-1), \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.68}$$

$$zu_j(t) + zd_j(t) \leq 1, \forall j \in J, \forall t \in T \tag{6.69}$$

$$u_i(t) = q_i(t) + s_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.70}$$

$$\underline{U}_i \leq u_i(t) \leq \overline{U}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.71}$$

$$\underline{Q_i} \leq q_i(t) \leq \overline{Q_i}, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.72}$$

$$\underline{S_i} \leq s_i(t) \leq \overline{S}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.73}$$

$$\underline{V_i} \leq v_i(t) \leq \overline{V}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.74}$$

$$\overline{v}_i(t) = \frac{v_i(t) + v_i(t-1)}{2}, \forall i \in I, \forall t \in 2...NT \tag{6.75}$$

$$\overline{v}_i(1) = \frac{v_i(1) + V_i(0)}{2}, \forall i \in I \tag{6.76}$$

$$\begin{gathered} v_i(t) = v_i(t-1) + 0.0036\left(VP_i(t) + \sum_{\tau \in \Omega_i} \rho_{i,\tau}(t) - u_i(t)\right), \\ \forall i \in I, \forall t = 2, ..., NT \end{gathered} \tag{6.77}$$

$$\rho_{i,\tau}(t) = \begin{cases} u_i(\tau, t - \Delta_i(\tau)) & se\ t > \Delta_i(\tau) \\ 0 & se\ t \leq \Delta_i(\tau) \end{cases} \tag{6.78}$$

$$v_i(1) = V_i(0) + 0.0036\left(VP_i(1) - u_i(1)\right), \forall i \in I, \tag{6.79}$$

$$h_i(t) = (1 - C_i)\left(hu_i(\overline{v}_i(t)) - hd_i(u_i(t))\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.80}$$

$$hu_i(t) = \overline{HU_i} - \frac{\left(\overline{HU_i} - \underline{HU_i}\right)}{\bar{V}_i - \underline{V_i}}\underline{V_i}(t) + \frac{\left(\overline{HU_i} - \underline{HU_i}\right)}{\left(\bar{V}_i - \underline{V_i}\right)}\bar{v}_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.81}$$

$$\underline{HU_i} \leq hu_i(t) \leq \overline{HU_i}, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.82}$$

$$hd_i(t) = HD_i^0 + HD_i^1 u_i(t), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.83}$$

$$\underline{HD_i} \leq hd_i\left(t\right) \leq \overline{HD_i}, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.84}$$

$$p_{m,i}\left(t\right) \leq \overline{P}_{m,i}\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T, \forall m \in M_i \tag{6.85}$$

$$p_i\left(t\right) = \sum_{m \in M_i} p_{m,i}\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.86}$$

$$\underline{P}_i\left(t\right) z_i\left(t\right) \leq p_i\left(t\right) \leq \overline{P}_{m,i}\left(t\right) z_i\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.87}$$

$$\sum_{t \in T} zu_i\left(t\right) = \overline{Z}_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.88}$$

$$u_i\left(t\right) - RUH_i \leq u_i\left(t+1\right) \leq u_i\left(t\right) + RUH_i, \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.89}$$

$$\sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i\left(t\right)\left(x,y\right) = z_i\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.90}$$

$$h_i\left(t\right) \leq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i\left(t\right)\left(x,y\right) H_i\left(x,y\right) + H_i\left(3,1\right)\left(1 - z_i\left(t\right)\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.91}$$

$$h_i\left(t\right) \geq \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i\left(t\right)\left(x,y\right) H_i\left(x,y\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.92}$$

$$q_i\left(t\right) = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i\left(t\right)\left(x,y\right) Q_i\left(x,y\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.93}$$

$$p_i\left(t\right) = \sum_{x \in X} \sum_{y \in Y} w_i\left(t\right)\left(x,y\right) P_i\left(x,y\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.94}$$

$$w_i\left(t\right)\left(2,1\right) + w_i\left(t\right)\left(2,2\right) \leq 1, \forall t \in T \tag{6.95}$$

$$w_i\left(t\right)\left(1,1\right) + w_i\left(t\right)\left(1,2\right) \leq 1 - a_i\left(t\right), \forall i \in I, \forall t \in T \tag{6.96}$$

$$w_i\left(t\right)\left(3,1\right)+w_i\left(t\right)\left(3,2\right)\leq a_i\left(t\right),\forall i\in I,\forall t\in T \tag{6.97}$$

$$v_i\left(24\right)\geq V_i^m,\forall i\in I \tag{6.98}$$

$$zu_i\left(t\right)-zd_i\left(t\right)=z_i\left(t\right)-z_i\left(t-1\right),\forall i\in I,\forall t\in T \tag{6.99}$$

$$zu_i\left(t\right)+zd_i\left(t\right)\leq 1,\forall i\in I,\forall t\in T \tag{6.100}$$

$$\sum_{j\in J}p_{j,k}\left(t\right)+\sum_{i\in I}p_{i,k}\left(t\right)-\sum_{d\in D}p_k^D\left(t\right)=\sum_{l\in\Omega_k^{(t)}}f_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right),\forall k\in K,\forall t\in T \tag{6.101}$$

$$f_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right)=\frac{p_{kl}\theta_{kl}\left(t\right)}{2}-B_{kl}\theta_{kl}\left(t\right) \tag{6.102}$$

$$-F_{kl}^{\max}\leq f_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right)\leq F_{kl}^{\max} \tag{6.103}$$

$$p_{kl}\left(\theta_{kl}\left(t\right)\right)=G_{kl}\sum_{b=1}^{NBL}\left(2b-1\right)\Delta\delta\cdot\delta_{kl,b}\left(t\right),\forall k\in K,\forall l\in\Omega_k\left(t\right),t\in T \tag{6.104}$$

$$0\leq\delta_{kl,b}\left(t\right)\leq\Delta\delta,\forall k\in K,\forall l\in\Omega_k\left(t\right),\forall b=1,...,BL \tag{6.105}$$

$$\delta_{kl}^{+}\left(t\right)+\delta_{kl}^{-}\left(t\right)=\sum_{b=1}^{NBL}\delta_{kl,b}\left(t\right),\forall k\in K,\forall l\in\Omega_k\left(t\right),\forall t\in T \tag{6.106}$$

$$\delta_{kl}^{+}\left(t\right)+\delta_{kl}^{-}\left(t\right)=\theta_{kl}\left(t\right),\forall k\in K,\forall l\in\Omega_k\left(t\right),\forall t\in T \tag{6.107}$$

$$p_{n,d}^D\left(t\right)\leq\bar{P}_{m,j}\left(t\right),\forall d\in D,\forall t\in T,\forall n\in N \tag{6.108}$$

Os resultados numéricos para os casos estudados são apresentados no próximo capítulo.

Capítulo 7

Resultados

Neste capítulo apresentam-se os testes computacionais realizados com o modelo de Leilão Multiperíodo de Sistemas Hidrotérmicos (LMH). Como a contribuição mais importante desta dissertação consiste na introdução de aspectos de modelagem relacionados ao sistema de geração hidrelétrico, os estudos de caso têm como objetivo principal a análise do impacto destas restrições nos preços, na programação da geração de usinas hidrelétricas e unidades termelétricas e na função objetivo do modelo LMH. Para isso, foram realizados testes com e sem as restrições hidráulicas do modelo, descritas de (6.70) a (6.100) e casos com e sem as restrições de rede, modeladas de 6.101 a 6.107. Além disso, outros casos são estudados de modo a verificar o impacto das ofertas fornecidas pelas usinas hidrelétricas nas decisões operativas da cascata hidráulica investigada.

O modelo LMH proposto, descrito em detalhes no capítulo 6, foi resolvido utilizando-se os pacotes computacionais GAMS - CPLEX e IBM ILOG CPLEX *OptmizationStudio* versão 12.6. Os pacotes utilizam-se da técnica de solução do método Branch-and-Cut. Todos os testes foram realizados em um computador Sony Vaio Intel Core I3 com 4 GB de memória RAM.

7.1 Dados do Sistema Estudado

Para os testes com o modelo LMH proposto foi necessária a definição de uma cascata fictícia, mas com dados de usinas reais do setor elétrico brasileiro. Houve a necessidade de criação de uma cascata hidrelétrica fictícia em função da indisponibilidade de dados importantes para o leilão de energia, tais como: as ofertas e lances horários de geração e

demanda dos agentes do sistema. O sistema foi estruturado de modo a refletir um perfil de demanda típico do sistema brasileiro, com picos às 14:00 e às 19:00. Além disso, para que a representação da transmissão fosse adequada a um sistema real, foi utilizada uma distribuição espacial de carga (distribuição por barramento) de modo que fosse possível utilizar os dados do sistema de transmissão do IEEE descrito em WONG et al. (1999), sobre o qual se tem a maioria das informações associadas ao perfil espacial de demanda e às usinas termelétricas, dentre outras.

As principais informações das usinas hidrelétricas são mostradas na Tabela 7.1, em que se destacam os números atribuídos às usinas, as siglas utilizadas e a capacidade de produção de cada usina. A coluna "Usina Base"da tabela apresenta a usina real do setor elétrico de onde foram obtidos os dados de cada usina utilizada. Por exemplo, os dados da usina BB(1) foram obtidos da usina de Barra Bonita, e assim por diante. Todos os demais dados das usinas hidrelétricas utilizadas para a solução do problema são fornecidos no Anexo A.

Tabela 7.1: Dados das usinas hidrelétricas do sistema.

Número	Sigla	Usina Base	Cap. [MW]
1	BB(1)	Barra Bonita	140
2	BA(2)	Bariri	144
3	IB(3)	Ibitinga	131
4	PR(4)	Promissão	264
5	NA(5)	Nova Avanhandava	347
6	NA(6)	Nova Avanhandava	347
7	PR(7)	Promissão	264
8	NA(8)	Nova Avanhandava	347
9	PR(9)	Promissão	264
10	NA(10)	Nova Avanhandava	347

Os dados das unidades termelétricas foram adaptados de WONG et al. (1999) e ARROYO & CONEJO (2002). A capacidade de geração das unidades termelétricas são mostradas na Tabela 7.2. Demais informações sobre as unidades são descritas em detalhe no Apêndice A.

A cascata hidráulica utilizada para a simulação dos estudos de caso está representada na Figura 7.1, em que se destacam as usinas de reservatório e a fio d'água.

Para todas as simulações foi considerado um horizonte de mercado de um dia, dividido

Tabela 7.2: Capacidade de geração das unidades termelétricas do sistema.

Número	Capacidade [MW]
1	55
2	55
3	85
4	300
5	130
6	130
7	300

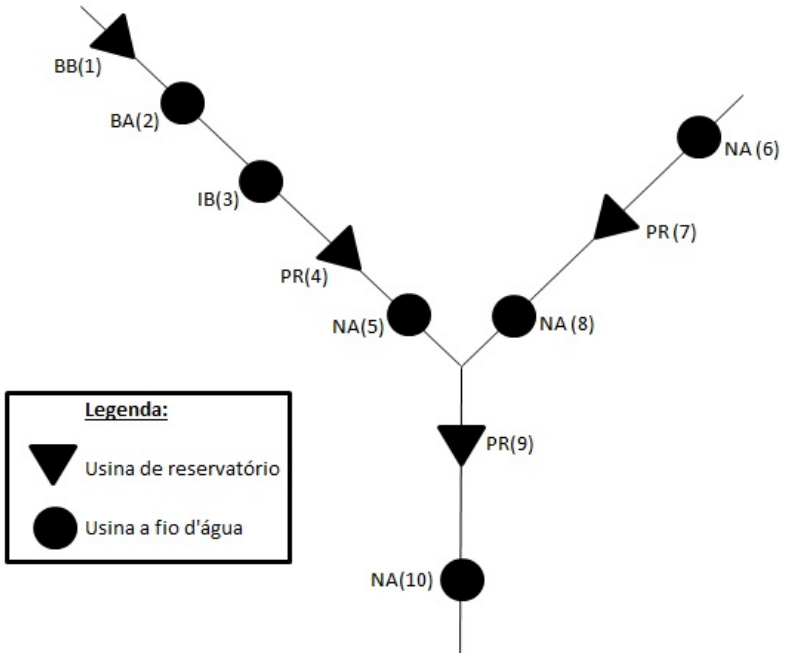

Figura 7.1: Cascata hidráulica de usinas hidrelétricas utilizadas.

em 24 períodos de 1 hora cada. Em cada período, as usinas hidrelétricas e unidades termelétricas efetuaram até quatro blocos de oferta. Vale lembrar que cada bloco de oferta é dado por uma tupla de informações (MW/preço) contendo, respectivamente, a energia ofertada que se deseja vender (em MW) e o preço mínimo que a usina/unidade está disposta a vender tal energia. Para que os blocos de ofertas tenham coerência econômica é necessário que, para um mesmo período, os preços dos blocos sejam dados de forma crescente, seguindo a curva de geração agregada mostrada na Figura 3.1. A estrutura dos blocos de ofertas de geração são listados no apêndice nas Tabelas A.6, A.7 para as unidades termelétricas e na Tabela A.8 para as usinas hidrelétricas. Os dados de blocos de lances não estão disponíveis na literatura para usinas hidrelétricas. Assim, houve

necessidade de adaptação de dados fornecidos em ARROYO & CONEJO (2002) para as usinas hidrelétricas. De modo a refletir a realidade de ofertas em sistemas hidrotérmicos reais, em que se sabe que os preços ofertados das unidades termelétricas são maiores que aqueles ofertados por hidrelétricas, adotou-se na construção dos dados das Tabelas A.6, A.7 preços ofertados para as termelétricas 61% acima do preços das hidráulicas.

Da mesma forma, os blocos de lances de compra dos consumidores são compostos por tuplas (MW/preço) contendo montante de energia em MW que o consumidor deseja comprar e o preço máximo que está disposto a pagar por esta energia. Neste estudo, foram considerados 17 consumidores, sendo que cada um submeteu, a cada período do horizonte, até quatro blocos de lances. Nas tabelas A.15 a A.31 são apresentados os dados dos lances dos consumidores. Com o propósito de simplificação dos dados, os blocos de lances foram os mesmos para cada consumidor nos 24 períodos considerados.

7.2 Impacto das Restrições Hidrelétricas

Nesta seção avalia-se o impacto das restrições hidrelétricas nos preços, na programação da geração e, consequentemente, no valor da função objetivo do modelo LMH. Para isso, dois casos foram simulados, conforme a seguir:

- **Caso 1**: caso base, em que são consideradas as restrições hidráulicas descritas de (6.70) a (6.100) e desconsideradas as restrições de rede descritas de (6.101) a (6.107);
- **Caso 2**: caso teste, em que são desprezadas as restrições hidráulicas.

Para o sistema teste investigado descrito na seção anterior, a Tabela 7.3 apresenta o número de variáveis reais e binárias, o número de restrições do modelo, o tempo de resolução e o valor da função objetivo na solução ótima obtida em cada caso simulado.

Tabela 7.3: Dimensões computacionais do problema e funções objetivo.

Caso	Var. Reais	Var. Binárias	Restrições	Tempo (s)	Função Objetivo [$]
1	8099	1056	12078	123	1.803.107,27
2	4729	816	6798	2	1.844.741,87

Como se pode observar da Tabela 7.3, o valor da função objetivo sofre um acréscimo no Caso 2. Esse era um resultado esperado, pois em um problema de maximização como

é o caso do LMH, a função objetivo tende a aumentar (ou a se manter no mesmo nível) se restrições são desconsideradas do modelo (casos 2), aumentando o espaço de otimização e a possibilidade de encontrar novos valores máximos locais.

Para o caso 1, os valores de potência despachados em cada período do dia, para cada usina hidrelétrica e para cada unidade geradora termelétrica, estão detalhados nas Tabelas 7.4 e 7.5, respectivamente.

Tabela 7.4: Despacho das potências em MW por usina hidráulica e por período.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	92,63	144,00	65,00	127,00	171,00	273,60	127,00	171,00	264,00	182,77
2	110,40	144,00	65,00	127,00	171,00	273,60	127,00	171,00	264,00	189,00
3	69,00	144,00	65,00	127,00	171,00	241,47	127,00	171,00	264,00	181,40
4	69,00	144,00	65,00	127,00	171,00	265,25	127,00	171,00	264,00	180,75
5	69,00	144,00	65,00	127,00	171,00	182,89	127,00	171,00	264,00	180,09
6	102,77	144,00	0,00	127,00	171,00	192,64	127,00	171,00	264,00	200,59
7	110,40	144,00	104,00	127,00	171,00	293,46	169,44	171,00	264,00	308,70
8	140,00	144,00	131,00	184,71	179,34	345,00	232,35	273,60	264,00	345,00
9	140,00	144,00	131,00	247,68	179,64	345,00	264,00	282,68	264,00	345,00
10	140,00	144,00	131,00	234,80	179,94	345,00	264,00	337,26	264,00	345,00
11	140,00	144,00	131,00	203,20	222,80	345,00	264,00	342,00	264,00	345,00
12	140,00	144,00	131,00	203,20	180,28	345,00	264,00	340,52	264,00	345,00
13	140,00	144,00	131,00	203,20	231,72	345,00	264,00	291,08	264,00	345,00
14	140,00	144,00	131,00	203,20	273,60	345,00	264,00	285,20	264,00	345,00
15	140,00	144,00	131,00	203,20	198,16	345,00	264,00	273,60	264,00	345,00
16	140,00	144,00	131,00	235,40	273,60	345,00	264,00	171,00	264,00	345,00
17	140,00	144,00	131,00	264,00	345,00	286,10	264,00	236,66	264,00	345,00
18	120,96	144,00	131,00	201,05	345,00	177,85	201,10	345,00	264,00	345,00
19	69,00	73,93	65,00	263,95	345,00	171,00	264,00	345,00	264,00	345,00
20	0,00	0,00	0,00	264,00	345,00	171,00	264,00	345,00	264,00	345,00
21	0,00	0,00	0,00	201,05	345,00	171,00	252,76	345,00	264,00	345,00
22	0,00	0,00	0,00	147,96	345,00	0,00	189,87	345,00	264,00	345,00
23	0,00	0,00	0,00	127,00	273,60	0,00	127,00	280,55	264,00	345,00
24	0,00	0,00	0,00	127,00	171,00	0,00	127,00	171,00	264,00	345,00

Tabela 7.5: Despacho das potências em MW por unidade térmica e por período.

Período	1	2	3	4	5	6	7
1	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00	45,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00	45,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00	44,13	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	45,00	0,00
5	0,00	0,00	0,00	0,00	50,00	45,00	0,00
6	0,00	0,00	0,00	0,00	70,00	65,00	0,00
7	0,00	0,00	0,00	0,00	90,00	85,00	0,00
8	0,00	0,00	0,00	0,00	110,00	105,00	0,00
9	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	125,00	0,00
10	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
11	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
12	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
13	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
14	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
15	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
16	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
17	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
18	0,00	55,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
19	0,00	55,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
20	0,00	55,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
21	0,00	55,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
22	0,00	55,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
23	0,00	55,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	130,00	0,00

Nota-se, nas Tabelas 7.4 e 7.5, que as unidades geradoras termelétricas são despachadas em montantes bem menores e em apenas algumas unidades, visto que as ofertas fornecidas ao leilão pelas mesmas estão acima das ofertas fornecidas pelas hidrelétricas. Assim, as

unidades termelétricas foram ligadas apenas para complementar a geração fornecida pelas usinas hidráulicas, e estas unidades serão despachadas somente se houver interesse de compra pelos consumidores, o que está previamente definido por seus lances no leilão. É possível ainda observar na Tabela 7.4 que as usinas hidrelétricas 1, 2 e 3 foram desligadas do período 20 em diante para que suas metas de volumes fossem alcançadas, conforme mostra o gráfico da Figura 7.2.

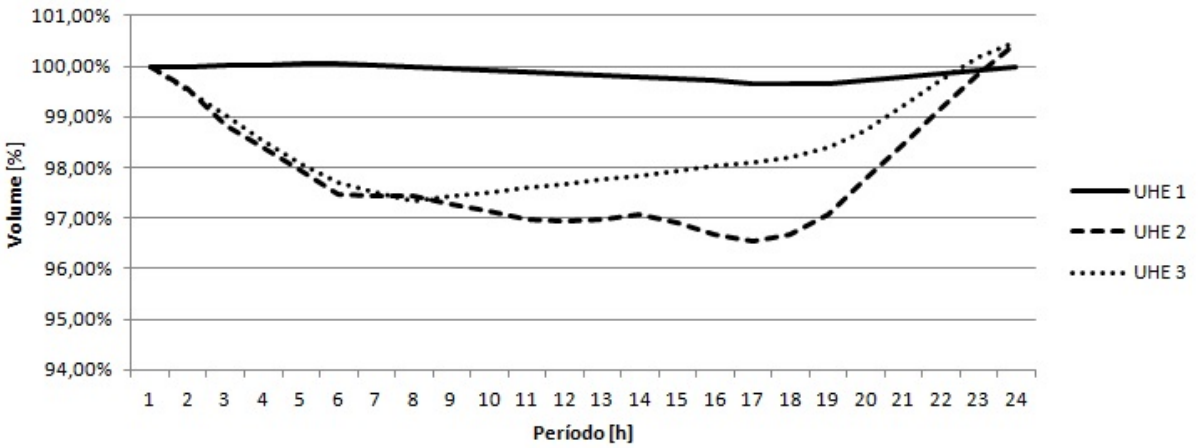

Figura 7.2: Trajetória de volume dos reservatórios da usinas 1, 2 e 3.

Na tabela 7.6, mostra-se a comparação entre os casos 1 e 2. A Tabela mostra o total de potência gerada, tanto para as usinas hidrelétricas quanto para as unidades termelétricas, em cada período. A tabela mostra ainda os preços em cada caso e suas diferenças percentuais de um caso para outro. Por facilidade de comparação, os resultados são mostrados no formato Caso1 / Caso 2. Nota-se que sem as restrições hidráulicas (Caso 2) a geração hidrelétrica aumentou em todos os intervalos de tempo. Consequentemente, com maior disponibilidade de geração hidrelétrica, a geração termelétrica foi reduzida no Caso 2. Com a redução da geração termelétrica, os preços de equilíbrio de mercado foram sensivelmente reduzidos, conforme se mostra na última coluna da tabela. Note-se que esta redução chegou a 42,13%, no período 22.

Tabela 7.6: Geração total das potências hidráulicas, térmicas e preços: Caso1/Caso2.

Período	Ger. Hidráulica [MW]	Ger. Térmica [MW]	Preço [$]	Variação (%)
1	1618 / 1751	65 / 40	16,7 / 14,48	13,29
2	1642 / 1688	65 / 40	16,71 / 14,48	13,32
3	1561 / 1627	64,13 / 40	16,7 / 14,48	13,27
4	1584 / 1643	75 / 40	16,7 / 14,48	13,28
5	1500,98 / 1613	95 / 40	16,47 / 14,39	12,62
6	1500 / 1648	135 / 40	16,7 / 14,48	13,29
7	1863 / 2067	175 / 40	16,85 / 14,63	13,18
8	2239 / 2414	215 / 40	17,34 / 15,98	7,83
9	2343 / 2525	255 / 73	17,44 / 16,67	4,43
10	2385 / 2568	260 / 113	17,44 / 16,92	2,97
11	2401 / 2568	260 / 111	17,44 / 16,86	3,32
12	2357 / 2557	260 / 95	17,44 / 16,83	3,46
13	2359 / 2558	260 / 95	17,44 / 16,83	3,46
14	2395 / 2568	260 / 104	17,44 / 16,86	3,31
15	2307,96 / 2527	260 / 87	17,44 / 16,67	4,41
16	2313 / 2463	260 / 127	17,46 / 16,3	6,63
17	2419,75 / 2595	260 / 167	20,35 / 17,18	15,57
18	2274,96 / 2595	315 / 207	24,51 / 17,4	29,00
19	2205,88 / 2594	315 / 216	26,43 / 17,06	35,46
20	1998 / 2568	315 / 115	26,75 / 16,86	36,96
21	1923,81 / 2503	315 / 40	25,78 / 16,67	35,35
22	1636,83 / 2324	315 / 0	26,07 / 15,09	42,13
23	1417,15 / 2011	315 / 0	21,26 / 14,53	31,64
24	1205 / 1654	260 / 0	18,9 / 14,48	23,37

Uma análise mais detalhada da programação diária e dos preços de equilíbrio de mercado pode ser feita a partir das Figuras 7.3, 7.4 e 7.5, nas quais as informações de geração e demandas atendidas, bem como os preços de equilíbrio são mostradas por período para

os Casos 1 e 2.

A Figura 7.3 mostra as potências ativas totais em MW geradas nas usinas hidrelétricas nos casos 1 (com restrições hidráulicas) e 2 (sem restrições hidráulicas). Percebe-se que à medida em que as restrições hidráulicas são retiradas o total de potência ativa gerada pelas usinas hidrelétricas aumenta em relação ao caso 1.

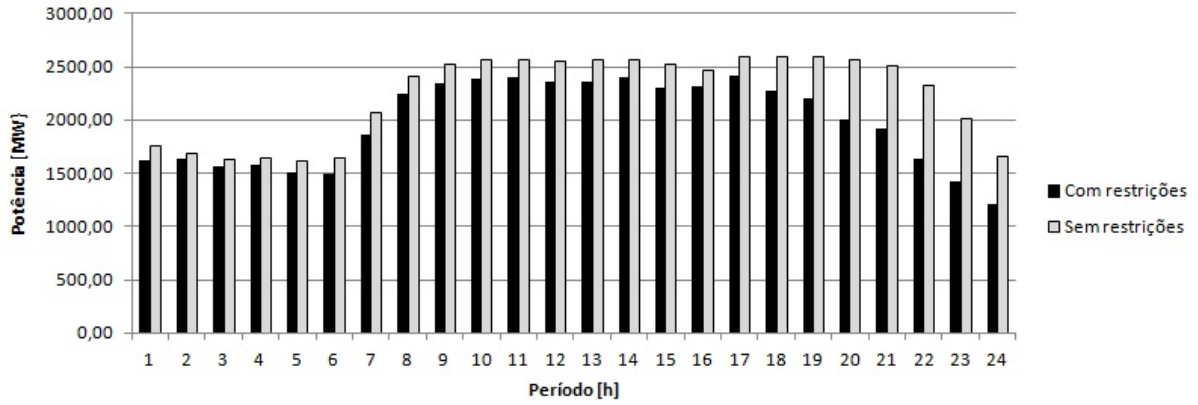

Figura 7.3: Geração hidráulica total para cada período para os casos 1 e 2.

A Figura 7.4 mostra as potências ativas totais em MW geradas nas usinas termelétricas nos casos 1 (com restrições hidráulicas) e 2 (sem restrições hidráulicas). Percebe-se que à medida em que as restrições hidráulicas são consideradas, o total de potência ativa gerada pelas usinas termelétricas aumenta, de modo a complementar a energia hidrelétrica que foi reduzida em função da imposição das restrições hidráulicas.

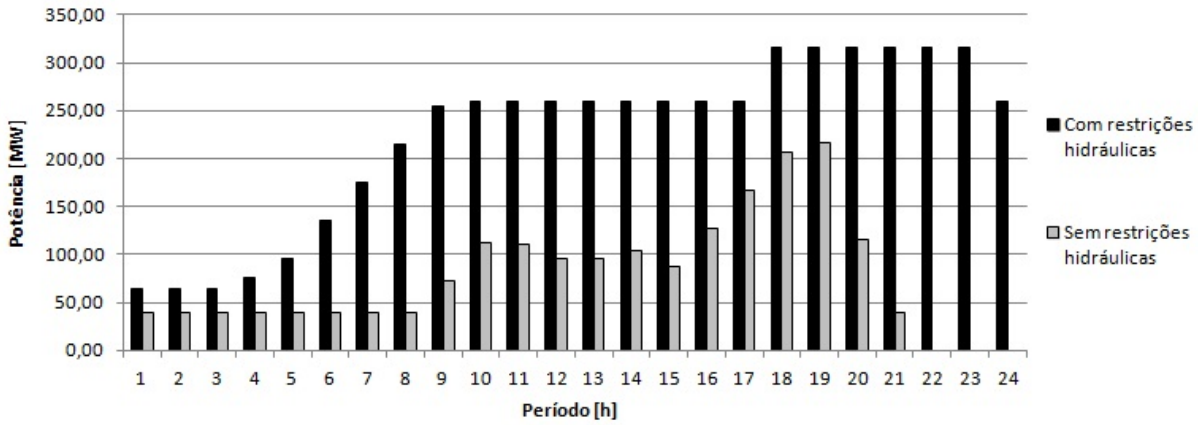

Figura 7.4: Geração térmica total para cada período para os casos 1 e 2.

Na Figura 7.5, mostra-se a demanda total despachada, bem como os preços de equilíbrio de mercado para os casos 1 (com restrições hidráulicas) e 2 (sem restrições hidráu-

licas). Percebe-se que à medida que as restrições hidráulicas são retiradas, o total de potência ativa gerada pelas usinas hidrelétricas (mais baratas) aumenta, e consequentemente amplia a demanda do sistema. Ressalta-se que a demanda é elástica, o que significa que a energia mais barata das hidrelétricas é comprada pelos consumidores, mas quando as restrições hidráulicas são impostas, a geração destas usinas mais baratas se reduz, restando somente a energia mais cara das termelétricas, parte da qual não é adquirida pelos consumidores em função de seus altos preços. Os consumidores expressam seu interesse de compra previamente, por meio de seus lances no leilão.

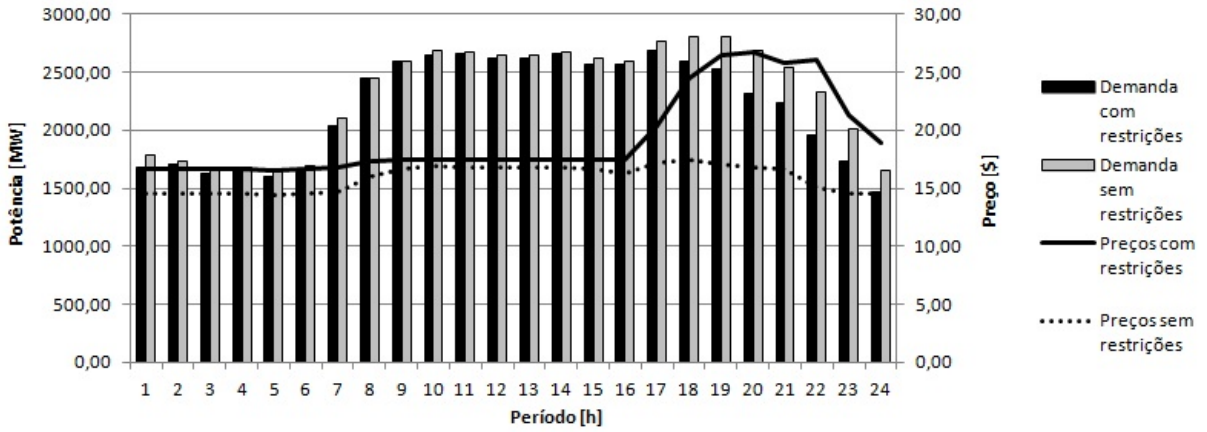

Figura 7.5: Demanda total aceita e evolução dos preços.

A Figura 7.5 destaca ainda a evolução dos preços de mercado nos casos 1 (com restrições hidráulicas) e 2 (sem restrições hidráulicas). Percebe-se que à medida que as restrições hidráulicas são inseridas, o total de potência ativa gerada pelas usinas hidrelétricas diminui, aumentando consequentemente a geração termelétrica, mais cara, fazendo com que os preços de equilíbrio também se elevem. Nota-se que as restrições hidráulicas podem possuir um impacto significativo nos preços, cujas maiores alterações ocorreram a partir do período 17. Os preços de equilíbrio sofrem aumentos que variam desde pouco menos de 3% chegando até a casa dos 42% para alguns períodos.

7.3 Impacto das Restrições de Rede

Nesta seção avalia-se o impacto das restrições de rede no despacho, nos preços e na função objetivo do modelo de LMH proposto. Neste trabalho foi realizado um estudo com base em um sistema de 24 barras IEEE RTS-1996. Nesse estudo, três casos foram

analisados para verificar esse impacto:

- **Caso 3**: todas as restrições do modelo de LMH são consideradas no modelo;
- **Caso 4**: as restrições de rede, descritas de 6.101 a 6.107 são desconsideradas do modelo;
- **Caso 5**: são desprezadas as restrições de rede e as restrições hidrelétricas, descritas de (6.101) a (6.107) e de (6.70) a (6.100), respectivamente.

A Tabela 7.7 mostra, em cada um dos 3 casos, um comparativo entre o número de variáveis reais, de variáveis binárias e de restrições do modelo, além do tempo de resolução e o valor da função objetivo na solução ótima. Nesta tabela fica nítido que, a medida que as restrições hidráulicas e de rede são retiradas do modelo, a função objetivo aumenta e consequentemente o "bem estar social" também se eleva. Tal resultado, conforme já mencionado anteriormente, era esperado pois cada vez que se retiram restrições do problema, este se torna menos restrito e, portanto, com uma maior região de factibilidade.

Tabela 7.7: Dimensões computacionais do problema e função objetivo.

Caso	Var. Reais	Var. Binárias	Restrições	Tempo (s)	Função Objetivo [$]
3	32568	1056	39115	7490	1.537.879,20
4	8099	1056	12078	123	1.803.107,27
5	4729	816	6798	2	1.844.741,87

Nas Tabelas 7.8 e 7.9 estão detalhados os valores de potência despachados para o Caso 3 das usinas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente.

Tabela 7.8: Despacho das potências em MW por usina hidráulica e por período.

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	69,00	144,00	131,00	160,09	171,00	171,00	127,00	0,00	264,00	171,00
2	69,00	144,00	131,00	127,00	195,85	171,00	127,00	0,00	264,00	188,80
3	69,00	113,24	131,00	127,00	187,44	171,00	127,00	0,00	264,00	171,00
4	120,96	144,00	131,00	127,00	183,27	0,00	127,00	0,00	264,00	286,99
5	99,27	141,01	131,00	127,00	171,00	0,00	127,00	0,00	264,00	287,07
6	72,06	116,71	131,00	127,00	185,35	171,00	127,00	0,00	264,00	171,00
7	124,02	144,00	131,00	189,93	229,32	171,00	161,93	0,00	264,00	262,43
8	140,00	144,00	131,00	252,90	266,04	171,00	224,84	0,00	264,00	331,72
9	140,00	144,00	131,00	264,00	293,00	257,59	264,00	0,00	264,00	343,96
10	140,00	144,00	131,00	261,15	294,00	171,00	203,20	171,00	264,00	342,00
11	140,00	144,00	131,00	255,70	294,00	171,00	205,19	171,00	264,00	343,52
12	140,00	144,00	131,00	244,58	294,00	171,00	203,20	171,00	264,00	342,00
13	140,00	144,00	131,00	245,97	294,00	171,00	203,20	171,00	264,00	341,39
14	140,00	144,00	131,00	244,67	294,00	171,00	203,20	171,00	264,00	342,00
15	140,00	144,00	131,00	224,26	288,02	171,00	203,20	171,00	264,00	330,90
16	140,00	144,00	131,00	215,07	291,11	171,00	203,20	171,00	264,00	337,38
17	140,00	144,00	131,00	189,92	298,00	171,00	264,00	186,85	264,00	345,00
18	120,96	76,00	131,00	127,00	300,00	171,00	264,00	333,27	264,00	345,00
19	69,00	0,00	131,00	127,00	300,00	190,24	264,00	345,00	264,00	345,00
20	0,00	0,00	131,00	127,00	295,00	171,00	264,00	320,06	264,00	345,00
21	0,00	0,00	131,00	0,00	282,78	171,00	264,00	345,00	264,00	345,00
22	0,00	0,00	127,12	0,00	257,63	0,00	264,00	345,00	264,00	345,00
23	0,00	0,00	83,87	0,00	201,24	0,00	264,00	343,28	264,00	345,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	171,00	0,00	243,38	171,00	264,00	330,50

Tabela 7.9: Despacho das potências em MW por unidade térmica e por período.

Período	1	2	3	4	5	6	7
1	0,00	0,00	0,00	0,00	20,00	0,00	0,00
2	55,00	0,00	0,00	0,00	20,00	0,00	0,00
3	55,00	0,00	49,02	0,00	20,00	0,00	0,00
4	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
5	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
6	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
7	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
8	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
9	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
10	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
11	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
12	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
13	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
14	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
15	55,00	0,00	85,00	0,00	20,00	0,00	0,00
16	55,00	0,00	85,00	0,00	40,00	0,00	0,00
17	55,00	0,00	85,00	0,00	60,00	0,00	0,00
18	55,00	0,00	85,00	0,00	80,00	0,00	0,00
19	55,00	0,00	85,00	0,00	100,00	0,00	0,00
20	55,00	0,00	85,00	0,00	110,00	0,00	0,00
21	55,00	0,00	85,00	0,00	130,00	0,00	0,00
22	55,00	0,00	85,00	0,00	130,00	0,00	0,00
23	55,00	0,00	85,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	55,00	0,00	25,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabela 7.10: Geração total das potências e preços: Caso 3/Caso 4/Caso 5.

Período	Ger. Hidráulica [MW]	Ger. Térmica [MW]	Preço [$]	Var. 3/4(%)	Var. 3/5(%)
1	1408 / 1618 / 1751	20 / 65 / 40	19,8 / 16,7 / 14,48	13,29	26,84
2	1418 / 1642 / 1688	75 / 65 / 40	21,33 / 16,71 / 14,48	13,32	32,09
3	1361 / 1561 / 1627	124 / 64 / 40	19,38 / 16,7 / 14,48	13,27	25,26
4	1384 / 1584 / 1643	160 / 75 / 40	21,49 / 16,7 / 14,48	13,28	32,60
5	1347 / 1501 / 1613	160 / 95 / 40	20,59 / 16,47 / 14,39	12,62	30,14
6	1365 / 1500 / 1648	160 / 135 / 40	19,77 / 16,7 / 14,48	13,29	26,74
7	1678 / 1863 / 2067	160 / 175 / 40	22,03 / 16,85 / 14,63	13,18	33,59
8	1926 / 2239 / 2414	160 / 215 / 40	24,14 / 17,34 / 15,98	7,83	33,79
9	2102 / 2343 / 2525	160 / 255 / 73	23,52 / 17,44 / 16,67	4,43	29,14
10	2121 / 2385 / 2568	160 / 260 / 113	23,53 / 17,44 / 16,92	2,97	28,08
11	2119 / 2401 / 2568	160 / 260 / 111	24,32 / 17,44 / 16,86	3,32	30,68
12	2105 / 2357 / 2557	160 / 260 / 95	24,08 / 17,44 / 16,83	3,46	30,08
13	2106 / 2359 / 2558	160 / 260 / 95	24,32 / 17,44 / 16,83	3,46	30,77
14	2105 / 2395 / 2568	160 / 260 / 104	24,59 / 17,44 / 16,86	3,31	31,42
15	2067 / 2308 / 2527	160 / 260 / 87	23,95 / 17,44 / 16,67	4,41	30,41
16	2068 / 2313 / 2463	180 / 260 / 127	23,01 / 17,46 / 16,3	6,63	29,15
17	2134 / 2420 / 2595	200 / 260 / 167	25,4 / 20,35 / 17,18	15,57	32,37
18	2132 / 2275 / 2595	220 / 315 / 207	24,94 / 24,51 / 17,4	29,00	30,22
19	2035 / 2206 / 2594	240 / 315 / 216	28,09 / 26,43 / 17,06	35,46	39,27
20	1917 / 1998 / 2568	250 / 315 / 115	26,01 / 26,75 / 16,86	36,96	35,17
21	1803 / 1924 / 2503	270 / 315 / 40	27,29 / 25,78 / 16,67	35,35	38,92
22	1603 / 1637 / 2324	270 / 315 / 0	26,26 / 26,07 / 15,09	42,13	42,56
23	1501 / 1417 / 2011	140 / 315 / 0	23,15 / 21,26 / 14,53	31,64	37,23
24	1180 / 1205 / 1654	80 / 260 / 0	20,39 / 18,9 / 14,48	23,37	28,96

Na Tabela 7.10 é apresentado um comparativo da potência hidráulica e térmica gerada nos 3 casos. Os preços em cada caso e para cada período do horizonte de mercado também

são detalhados nessa tabela, além da variação percentual dos preços entre os casos 3 e 4 e entre os casos 3 e 5. Novamente, por facilidade de comparação, os resultados são apresentados na forma Caso 3 / Caso 4 / Caso 5. Nota-se um aumento no despacho da geração hidráulica dos casos 3 para o 4 e do 4 para o 5 em todos os períodos. Consequentemente uma queda nos preços pode também ser observada entre esses casos, principalmente no período 22 onde essa variação atinge pouco mais de 42% do Caso 3 em relação aos Casos 4 e 5.

Nas Figuras 7.6, 7.7 e 7.8 é possível ter uma análise em detalhes da programação diária das usinas hidrelétricas e termelétricas, assim como a geração de demanda atendida e os respectivos preços por período nos Casos 3, 4 e 5.

Na Figura 7.6, onde são detalhadas as potências totais geradas das usinas hidrelétricas, nota-se que tais potências aumentam em relação ao Caso 3 a medida que as restrições são desconsideradas.

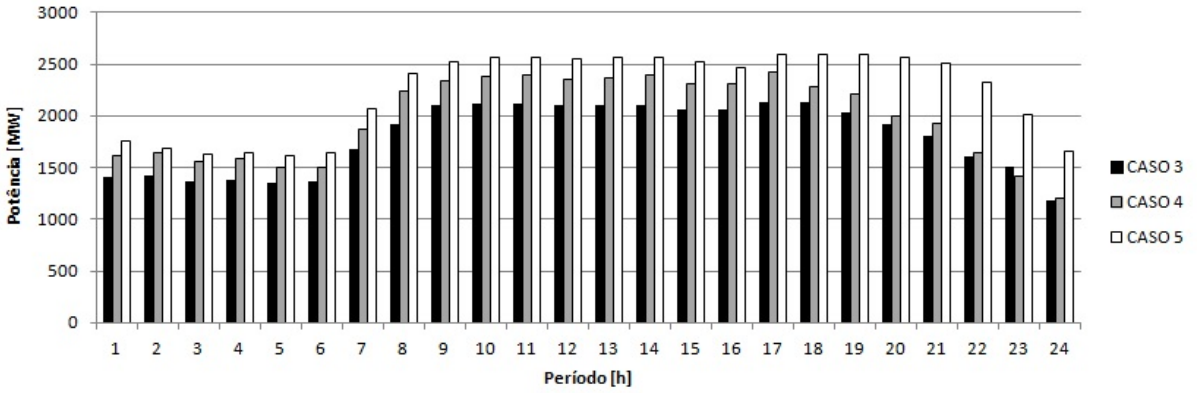

Figura 7.6: Geração hidráulica total para cada período para os casos 3, 4 e 5.

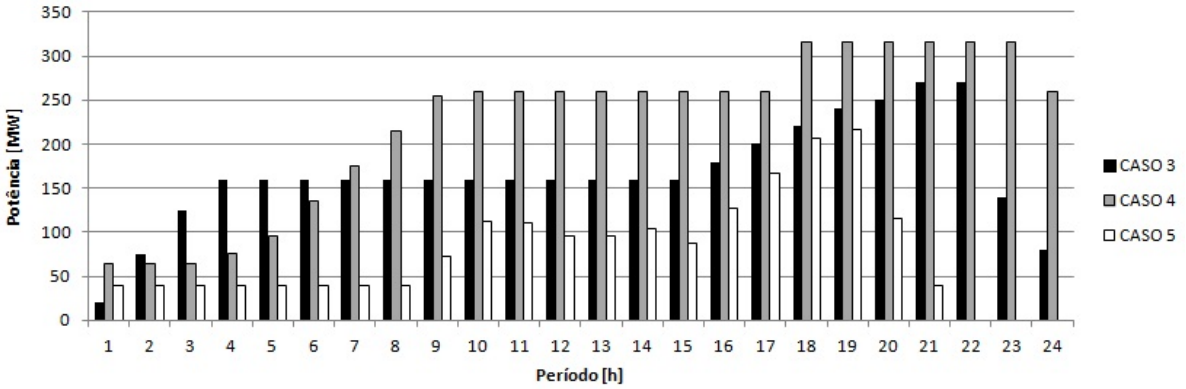

Figura 7.7: Geração térmica total para cada período para os casos 3, 4 e 5.

Na Figura 7.6, onde são detalhadas as potências totais geradas das usinas hidrelétricas, nota-se que tais potências aumentam em relação ao Caso 3 a medida que as restrições são desconsideradas.

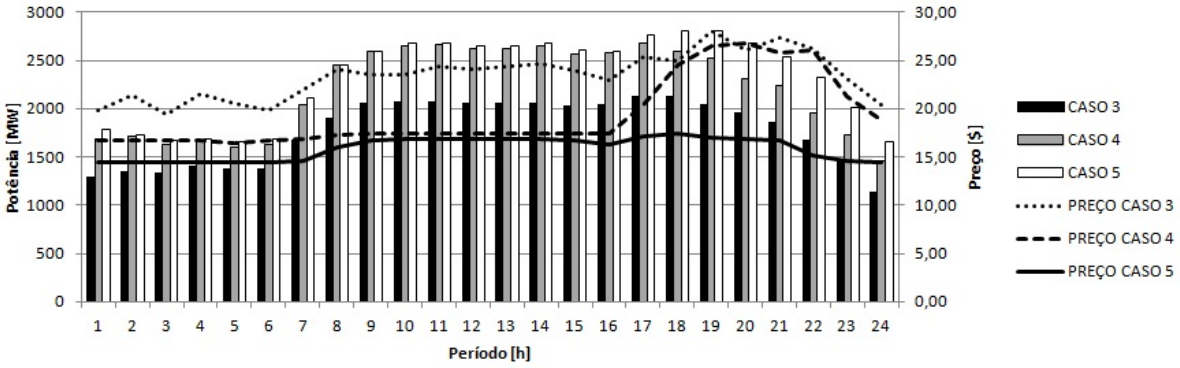

Figura 7.8: Demanda total aceita e evolução dos preços nos Casos 3, 4 e 5.

A demanda total despachada e os preços de equilíbrio para os Casos 3 (com todas as restrições), 4 (sem as restrições de rede) e 5 (sem as restrições hidrelétricas e de rede) são mostradas na Figura 7.8 para cada período do horizonte de mercado. Como a demanda é elástica, esta sofre um aumento a medida que a geração de potência hidrelétrica aumenta em decorrência da retirada das restrições de rede e hidráulicas. Esse aumento da demanda ocorre pois a potência gerada pelas usinas hidrelétricas são mais baratas que as termelétricas e, como o problema se tornou menos restrito ao se retirar as restrições de rede do Caso 3 para o 4 os consumidores tiveram mais "liberdade" de comprar energia de locais eletricamente mais distantes, já que nesse caso a transmissão foi desprezada. Com o aumento da demanda (24,9 % do Caso 3 para o Caso 4), ocorreu também um aumento da geração termelétrica para suprir a demanda. Percebe-se também pelas Figuras 7.7 e 7.8 que, mesmo com o aumento da geração termelétrica (mais cara) do Caso 3 para 4 o preço de equilíbrio é inferior (em torno de 17%) ao Caso 4. De forma análoga, observa-se também uma redução dos preços de equilíbrio em cada período do Caso 3 para o 5, pois o problema fica ainda menos restrito ao se retirarem as restrições hidrelétricas. Assim, os custos de produção se reduzem diminuindo, consequentemente, os preços de equilíbrio.

7.4 Impacto das Ofertas dos Geradores na Operação da Cascata Hidráulica

Conforme já descrito, os blocos de ofertas dos geradores no leilão são compostos por tuplas da forma (MW, preço) que define o montante que o gerador está vendendo em MW e o preço mínimo que ele deseja vender esta energia (preço do bloco). Nesta seção, avalia-se o impacto dos preços dos blocos de oferta das usinas hidrelétricas na operação da cascata hidráulica em dois estudos de caso: no Caso 6, atribuem-se preços aos blocos de oferta maiores para algumas usinas em relação a um Caso Base (Caso 1); No Caso 7, atribuem-se preços aos blocos de oferta menores para algumas usinas em relação a um Caso Base. Os blocos ofertados por todas as demais usinas hidrelétricas e unidades termelétricas permanecem os mesmos do Caso Base. Em todos os casos testados nesta seção, as restrições hidráulicas foram integralmente consideradas. Vale lembrar que tais estudos foram feitos desconsiderando as restrições de rede descritas de 6.101 a 6.107.

O objetivo destas alterações nos preços dos blocos de oferta dos geradores é mostrar como as variáveis hidráulicas, tais como a turbinagem, o vertimento e a defluência, que definem a operação diária de uma cascata hidrelétrica, podem ser alteradas pelas ofertas fornecidas pelos geradores no leilão. Por facilidade, as ofertas das hidrelétricas no caso base apresentadas no Apêndice A são reescritas a seguir, na Tabela 7.11.

Tabela 7.11: Bloco de ofertas de venda das usinas hidrelétricas - Caso Base

Usina	Bloco 1		Bloco 2		Bloco 3		Bloco 4	
	MW	$/MW	MW	$/MW	MW	$/MW	MW	$ /MW
1	69,00	15,82	41,40	15,98	27,60	16,14	2,00	16,30
2	71,50	13,14	42,90	13,27	28,60	13,40	1,00	13,54
3	65,00	16,67	39,00	16,83	26,00	17,00	1,00	17,17
4	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
5	171,00	14,34	102,60	14,48	68,40	14,63	5,00	14,77
6	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
7	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
8	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
9	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
10	171,00	14,34	102,60	14,48	68,40	14,63	5,00	14,77

Assim, além do Caso Base já estudado, foram simulados dois casos adicionais, descritos

conforme a seguir:

- **Caso 6**: neste caso, os preços dos blocos de oferta das usinas 4 e 5 foram alterados de modo que estas ofereçam preços maiores que o das demais usinas em todos os seus blocos ofertados ao leilão, se comparados ao Caso Base, conforme mostrado na Tabela 7.12; Nota-se que os preços dos blocos de oferta da usina 4 mudaram de valores em torno de 10 $/MW no Caso Base para preços em torno de 17 $/MW no Caso 6. Os blocos ofertados por todas as demais usinas hidrelétricas e unidades termelétricas permanecem os mesmos do Caso Base;

Tabela 7.12: Bloco de ofertas de venda das usinas hidrelétricas utilizados no Caso 6.

Usina	Bloco 1		Bloco 2		Bloco 3		Bloco 4	
	MW	$/MW	MW	$/MW	MW	$/MW	MW	$/MW
1	69,00	15,82	41,40	15,98	27,60	16,14	2,00	16,30
2	71,50	13,14	42,90	13,27	28,60	13,40	1,00	13,54
3	65,00	16,67	39,00	16,83	26,00	17,00	1,00	17,17
4	127,00	17,00	76,20	17,17	50,80	17,34	10,00	17,52
5	171,00	17,20	102,60	17,37	68,40	17,55	5,00	17,72
6	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
7	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
8	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
9	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
10	171,00	14,34	102,60	14,48	68,40	14,63	5,00	14,77

- **Caso 7**: neste caso, os preços dos blocos de oferta das usinas de 9 e 10 foram alteradas de modo que estas ofereçam preços menores que o das demais usinas em todos os seus blocos ofertados ao leilão, se comparados ao Caso 6, conforme mostrado na Tabela 7.13. Note que os preços dos blocos de oferta da usina 9 mudaram de valores em torno de 10 $/MW no Caso 6 para preços em torno de 8 $/MW no Caso 7. Os blocos ofertados por todas as demais usinas hidrelétricas e unidades termelétricas permanecem os mesmos do Caso 6.

Para a avaliação do impacto dos preços dos blocos de oferta das usinas hidrelétricas na operação da cascata hidráulica, foram calculados os volumes totais diários, em hm^3, associados, respectivamente, ao vertimento, turbinagem e defluência, das usinas do sistema para todos os casos estudados, os quais são mostrados na Tabela 7.14.

Tabela 7.13: Bloco de ofertas de venda das usinas hidrelétricas utilizados no Caso 7.

Usina	Bloco 1		Bloco 2		Bloco 3		Bloco 4	
	MW	$/MW	MW	$/MW	MW	$/MW	MW	$/MW
1	69,00	15,82	41,40	15,98	27,60	16,14	2,00	16,30
2	71,50	13,14	42,90	13,27	28,60	13,40	1,00	13,54
3	65,00	16,66	39,00	16,83	26,00	16,99	1,00	17,16
4	127,00	17,00	76,20	17,17	50,80	17,34	10,00	17,52
5	171,00	17,20	102,60	17,37	68,40	17,55	5,00	17,72
6	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
7	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
8	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
9	127,00	8,50	76,20	8,59	50,80	8,67	10,00	8,76
10	171,00	12,30	102,60	12,42	68,40	12,55	5,00	12,67

Tabela 7.14: Volume Vertido, Turbinado e Defluído - Casos 1, 6 e 7

Usina	Vertimento [hm^3]			Turbinagem [hm^3]			Defluência[hm^3]		
	1	6	7	1	6	7	1	6	7
1	6,74	6,74	6,74	42,59	42,59	42,59	49,33	49,33	49,33
2	5,97	0,00	0,00	52,38	56,70	58,35	58,35	56,70	58,35
3	28,63	13,53	11,78	35,68	43,54	44,70	64,22	57,08	56,48
4	0,00	5,37	4,41	72,14	52,88	52,35	72,14	58,24	56,76
5	0,00	1,30	1,14	68,34	53,23	51,06	68,34	54,53	52,20
6	0,57	0,63	0,57	71,40	71,34	71,40	71,97	71,97	71,97
7	0,00	0,00	0,00	81,85	87,96	87,96	81,85	87,96	87,96
8	0,00	0,00	0,00	76,08	89,05	88,70	76,08	89,05	88,70
9	0,00	0,00	0,00	105,46	105,49	105,49	105,46	105,49	105,49
10	0,00	0,00	0,00	90,27	90,29	90,29	90,27	90,29	90,29

Comparando-se os Casos 1 e 6, é possível verificar que houve uma alteração considerável na forma de operação da cascata hidráulica. No Caso 1, as usinas 2 e 3 estavam vertendo (nota-se que o vertimento de 3 é bastante considerável), enquanto que as usinas 4 e 5 (com preços mais baratos) estavam com vertimento nulo e gerando mais (o que pode ser verificado pela análise da turbinagem na tabela). Quando os preços dos blocos de ofertas das usinas 4 e 5 são aumentados no Caso 6, estas diminuem a sua geração (pelo fato de os preços muito altos não serem aceitos pelos consumidores no leilão) e as usinas 2 e 3 aumentam a sua geração, diminuindo seu vertimento. Em resumo, os vertimentos das usinas 2 e 3 no Caso 1 tinham como objetivo transferir água para as usinas 4 e 5, de modo

a gerar mais energia nas usinas mais baratas. Quando as usinas 4 e 5 ficam mais caras (Caso 2), e reduzem sua geração, essa transferência de água não é mais necessária, o que é verificado pela redução nos vertimentos em 2 e 3. Além disso, as usinas 2 e 3 aumentam sua geração pois agora (Caso 2) ficam competitivas (pois 4 e 5 estão mais caras) e passam a gerar mais (o que pode ser notado pelo aumento na turbinagem).

Os resultados descritos nas Tabelas 7.14 mostram que a operação da cascata hidráulica pode ser significativamente afetada pelos lances que as usinas hidrelétricas fornecem no leilão do dia seguinte. Pode-se dizer que a operação da cascata é orientada pelo preços ofertados pelas usinas hidrelétricas. Esta transferência de volumes de água das usinas a montante para as de jusante, com objetivos de gerar energia na usina mais barata é uma estratégia interessante no caso em que todas as usinas da cascata pertencem a uma mesma companhia geradora.

Entretanto, para usinas que pertençam a companhias geradoras diferentes, esta forma de operação pode não ser tão bem aceita, uma vez que uma companhia deve transferir água para que usinas de outra companhia gerem mais energia. Por outro lado, cabe ressaltar que a água é um bem público e, portanto, deve ser utilizada de modo a gerar energia da forma mais eficiente possível.

É importante ponderar ainda que a decisão de gerar mais ou menos energia em uma determinada usina não foi imposta pelo operador de mercado, ela foi fruto de uma concorrência de preços submetidos ao leilão. Assim, para que uma companhia gere mais energia basta que ela forneça preços mais competitivos nos leilões subsequentes.

Note que nesse tipo de operação da cascata hidráulica o OM e/ou o OIS acumulam funções adicionais pois, além de estabelecer os preços e a programação da geração de sistemas hidrotérmicos, estes passam também a coordenar a operação das cascatas hidráulicas do sistema. Como o OIS tem como objetivo zelar pela confiabilidade e pela segurança operativa do sistema, é interessante que este também esteja responsável pela coordenação da operação hidráulica do sistema, já que a confiabilidade e segurança operativa de sistemas hidrotérmicos com predominância de geração hidrelétrica está intimamente ligada às disponibilidades hídricas.

Comparando-se os Casos 6 e 7, verifica-se que a redução nos preços dos blocos de oferta das usinas de 9 e 10 não alterou de forma significativa a operação da cascata. A redução deste preços deveria produzir um aumento na vazão turbinada diária destas

usinas, entretanto, isso não ocorreu porque as usinas 9 e 10 já estavam gerando na sua capacidade máxima de turbinagem. Como não há usinas a jusante de 9 e 10, poucas alterações na operação hídrica se verifica neste caso.

No próximo Capítulo são descritas as conclusões e contribuições do presente trabalho.

Capítulo 8

Conclusões

A grande maioria dos modelos de leilão utilizados em mercado do dia seguinte foram formulados para sistemas puramente termelétricos. Nestes casos, os estudos realizados têm mostrado a importância da representação de restrições intertemporais e das restrições de rede de transmissão. Para sistemas com características de geração fortemente hidrelétrica, como o sistema brasileiro, os modelos de leilão utilizados nos mercados do dia seguinte desprezam as restrições intertemporais e as restrições de rede, de modo que o modelo resultante resolve um problema monoperíodo simples para cada período de tempo do problema. Em função da desconsideração destas restrições, tais modelos podem demandar ajustes *ex post*, de modo a levar em contas tais restrições. Esses ajustes provocam subsídios cruzados e tendem a produzir preços que não são compatíveis com a realidade operacional do sistema. Assim, falta aderência entre as soluções calculadas pelo modelo de leilão e a operação real do sistema de potência.

Este trabalho propôs e validou um modelo de leilão específico para sistemas hidrotérmicos, denominado modelo de leilão multiperíodo para sistemas hidrotérmicos (LMH), em que foram consideradas restrições intertemporais tantos para as unidades geradoras termelétricas quanto para as usinas hidrelétricas, através do tratamento detalhado das restrições hidráulicas. É importante destacar que o Brasil ainda não possui um mercado *pool* do dia seguinte em que os preços de equilíbrio sejam calculados de forma horária. No mercado de curto prazo brasileiro, os preços de equilíbrio são calculados em base semanal, em três patamares de carga: pesada, média e leva. Desta forma, o mercado brasileiro também carece de modelos de leilão que possam dar sustentação a uma estrutura de mercado do dia seguinte, com preços dados em base horária.

O foco principal deste trabalho se deu na formulação e tratamento das restrições hidráulicas no modelo de leilão do dia seguinte, de modo a levar em conta aspectos tais como: as restrições em balanço de água, limites de volume dos reservatórios, engolimento máximo, vertimento e vazão defluente máximos das usinas, além de limites de rampas de defluência e engolimento, bem como o tratamento de não linearidades nas funções de cota de montante e jusante, na função de produção e na função de perdas na transmissão.

Discutiu-se a necessidade de formulação dos modelos de leilão por meio de problemas convexos, ou ou seja, problemas de otimização que apresentem mínimos globais. Visando a simplicidade e transparência nos leilões, os modelos têm sido formulados por meio de restrições e funções lineares, como é o caso do modelo LMH aqui proposto. Algumas técnicas de linearização foram pesquisadas neste trabalho, sendo que a técnica de interpolação em três dimensões foi utilizada para a linearização da função de produção, e a técnica de linearização por partes com a introdução de variáveis inteiras foi adotada para a função de perdas no sistema de transmissão. O problema foi resolvido utilizando-se as plataformas GAMS - CPLEX e IBM ILOG CPLEX *Optimization Studio*.

Os resultados de simulações com o modelo LMH verificaram o impacto que as restrições hidráulicas e de rede introduzidas no problema têm no cálculo dos preços de equilíbrio e na programação da geração. Para isso, foram comparadas soluções de casos com e sem a representação destas restrições. Mostrou-se que a introdução das restrições hidráulicas e de rede tende a reduzir a geração hidrelétrica do sistema, o que, em geral, implica em aumento da geração termelétrica e consequente aumento nos preços de equilíbrio de mercado. Concluiu-se, então nesse estudo, que as restrições hidráulicas e de rede exercem influência significativa nos despachos de potência e principalmente nos preços, de modo que desprezá-las pode levar a soluções não aderentes à operação do sistema de geração hidrelétrico.

Os resultados das simulações avaliaram o impacto dos preços dos blocos de lances das usinas hidrelétricas na operação da cascata hidráulica, o que foi feito avaliando as soluções de vazão turbinada, vertimento e defluência totais durante o dia de operação para alguns perfis de preços dos blocos de lances de algumas usinas. Mostrou-se, por meio dos estudos de casos realizados, que a operação da cascata hidráulica pode ser significativamente afetada pelas ofertas que as usinas hidrelétricas fornecem no leilão do dia seguinte. Pode-se dizer que a operação da cascata é orientada pelos preços ofertados

pelas usinas hidrelétricas.

Discutiu-se que esta transferência de volumes de água das usinas a montante para as de jusante, com objetivo de gerar energia na usina mais barata é interessante no caso em que todas as usinas da cascata pertençam a uma mesma companhia geradora. Por outro lado, para usinas que pertençam a companhias geradoras diferentes, esta forma de operação pode não ser tão bem aceita, uma vez que o modelo de LMH prevê que uma companhia deve transferir água para que usinas de outra companhia gerem mais energia. Entretanto, cabe ressaltar que a água é um bem público e, portanto deve ser utilizada de modo a gerar energia da forma mais eficiente possível. É importante ponderar ainda que a decisão de gerar mais ou menos energia em uma determinada usina não foi imposta pelo operador de mercado, ela foi fruto de uma concorrência de preços submetidos ao leilão. Assim, para que uma companhia gere mais energia basta que ela forneça preços mais competitivos nos leilões subsequentes.

Referencias

ABRADEE (2014). Setor elétrico. `www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor`. [Online; acessado em: 12-Dezembro-2015].

ANEEL (2008). *Atlas de Energia Elétrica no Brasil*. 3ª Edição.

ARCE, A., OHISHI, T., & SOARES, S. (2014). Optimal dispatch of generating units of the itaipu hydroelectric plant. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1–11).

ARROYO, J. M. & CONEJO, A. J. (2002). Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1225–1231).

BORGHETTI, A., D'AMBROSIO, C., LODI, A., & MARTELLO, S. (2008). An milp approach for short-term hydro scheduling and unit commitment with head-dependent reservoir. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1115–1124).

BREDA, J. C. (2013). Modelo de leilão multiperíodo para sistemas hidrotérmicos com representação da transmissão. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista - Júlio de Mesquita Filho - Campus de Bauru.

BREGADIOLI, G. F. (2015). Modelo de leilão de energia multiperíodo com representação da transmissão e da coordenação com o médio prazo para sistemas hidrotérmicos. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista - Júlio de Mesquita Filho - Campus de Bauru.

CCEE (2014). Comercialização de energia elétrica no brasil. `www.ccee.org.br`. [Online; acessado em: 10-janeiro-2016].

CICOGNA, M. A. (1999). Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotérmicos a usinas individualizadas orientado por projetos. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade Estadual de Campinas.

CONEJO, A., ARROYO, J., CONTRERAS, J., & VILLAMOR, F. (2002). Self-scheduling of a hydro producer in a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(4), 1265–1272.

CONEJO, A., GALIANA, F., ARROYO, J., GARCIA-BERTRAND, R., CHUA, C. W., & HUNEAULT, M. (2003). Economic inefficiencies and cross-subsidies in an auction-based electricity pool. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(1), 221–228.

CONEJO, A. J., Carrión, M., & Morales, J. M. (2010a). *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, volume 153 of *International Series in Operations Research & Management Science*. Boston, MA: Springer US.

CONEJO, A. J., CARRIÓN, M., & MORALES, J. M. (2010b). *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*.

ENCINA, A. S. A., SOARES, S., OHISHI, T., & CICOGNA, M. A. (2008). Unit commitment of hydro dominated systems. *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, (pp. 1–7).

F. STACKE, P. C. (2008). A combined pool/bilateral/reserve electricity market operating under pay-as-bid pricing. *A combined pool bilateral reserve electricity market operating*, (pp. 1601–1610).

FOSSO, O., Gjelsvik, A., Haugstad, A., Mo, B., & Wangensteen, I. (1999). Generation scheduling in a deregulated system. The Norwegian case. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1), 75–81.

FURNAS (2016). Sistema furnas de geração e transmissão. urlwww.furnas.com.br. [Online; acessado em: 22-abril-2016].

GALIANA, F. & PHELAN, M. (2000). Allocation of transmission losses to bilateral contracts in a competitive environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(1), 143–150.

GÓMEZ-EXPÓSITO, A., CONEJO, A. J., & CAÑIZARES, C. (2015). *Sistemas de Energia Elétrica: análise e operação.*

GONÇALVES, P. J. M. (2012). Análise estatística dos resultados do mercado ibérico de eletricidade no ano de 2011. Dissertação de mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Departamento de Engenharia Electrotécnica e de Computadores.

JOHANNESEN, A., GJELVISK, A., FOSSO, O. B., & FLATABO, N. (1991). Optimal short-term hydro scheduling including security constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 576–583).

LI, C., JOHNSON, R., & SVOBODA, A. (1997). A new unit commitment method. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 12, 113–119.

LI, X., LI, T., WEI, J., WANG, G., & YEH, W. W. G. (2014). Hydro unit commitment via mixed integer linear programming: A case study of the three gorges project, china. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1232–1241).

LINO, P., BARROSO, L. A., PEREIRA, M. V. F., KELMAN, R., & FAMPA, M. H. C. (2003). Bid-based dispatch of hydrothermal systems in competitive markets. *Annals of Operations Research*, (pp. 81–97).

MARTÍN, P. S. (1998). *Mejoras en lá Eficacia Computacional de Modelos Prababilisticos de Explotación Generación/Red a Medio Prazo.* Tese de doutorado, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia y Sistemas, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.

MAS-COLELL, A., WHINSTON, M. D., & GREEN, J. R. (1995). *Microeconomic Theory.*

MOTTO, A. L., GALIANA, F. D., CONEJO, A. J., & ARROYO, J. M. (2002). Network-constrained multiperiod auction for pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 646–653).

NEPOMUCENO, L. (2014). *Modelos de Leilão Multiperíodo em Mercados de Energia do Dia Seguinte de Sistemas Hidrotérmicos.* Tese de livre-docência, Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho".

OLIVEIRA, A. R. L., FILHO, S. S., & NEPOMUCENO, L. (2003). Optimal active power dispatch combining network flow and interior point approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1235–1240).

PAREDES, M., MARTINS, L. S. A., & SOARES, S. (2015). Using semidefinite relaxation to solve the day-ahead hydro unit commitment problem. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 2695–2705).

PEREIRA, A. C. (2016). Modelo de Leilão Multiperíodo para Mercados Pool de Energia de Sistemas Hidrotérmicos.

PEREIRA, M. V. F. & PINTO, L. M. V. G. (1983). Application of decomposition techniques to the mid- and short-term scheduling of hydrothermal systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(11), 3611–3618.

RENESES, J., CENTENO, E., & BARQUÍN, J. (2006). Coordination between medium-term generation planning and short-term operation in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, 21(1), 43–52.

RENOVÁVEIS, C. (2016). CPFL Renováveis Brasil. `http://www.cpflrenovaveis.com.br/show.aspx?idCanal=vmlx/YBjsPrd0O9TTFW81Q==`. [Online; acessado em: 10-Janeirol-2016].

RODRIGUES, R. N., FINARDI, E. C., & SILVA, E. L. (2006). Alocação de unidades hidrelétricas no problema da programação da operação energética utilizando relaxação lagrangeana e lagrangeano aumentado. *Sba Controle Automacao*, (pp. 1601–1610).

SANTOS, T. N. & DINIZ, A. L. (2011). A dynamic piecewise linear model for dc transmission losses in optimal scheduling problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2).

SHAHIDEHPOUR, H. YAMIN, Z. L. (2002). Market power operations in electric power systems. *New York, NY: John Wiley and Sons.*

SILVA, A. L. (2010). Um modelo de pré-despacho para o ambiente de novos mercados de energia. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista - Júlio de Mesquita Filho - Campus de Bauru.

SOARES, S. & SALMAZO, C. T. (1997). Minimum loss predispatch model foir hidroelectric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, (pp. 1220–1228).

STOFT, S. (2002). Power system economics: Designing markets for electricity. *Piscataway, NJ: John Wiley and Sons*.

VERGÍLIO, A. H. B. (2011). Um modelo de pré-despacho hidrotérmico para mercados de energia. Dissertação de mestrado, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru da Universidade Estadual Paulista - Júlio de Mesquita Filho - Campus de Bauru.

WONG, P., Albrecht, P., Allan, R., Billinton, R., Chen, Q., Fong, C., Haddad, S., Li, W., Mukerji, R., Patton, D., Schneider, A., Shahidehpour, M., & Singh, C. (1999). The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(3), 1010–1020.

ZHAO, F., LUH, P. B., YAN, J. H., STERN, G. A., & CHANG, S. C. (2008). Payment cost minimization auction for deregulated electricity markets with transmission capacity constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(2).

Apêndice A

Dados do Sistema

A seguir, nas seções A.1 e A.2 são apresentados, respectivamente, os dados das unidades geradoras térmicas e usinas hidráulicas, utilizados na resolução do problema proposto para o leilão multiperíodo para sistemas hidrotérmicos. Por fim, na seção A.4 os dados da demanda são detalhados.

A.1 Dados do Sistema Termelétrico

A seguir estão detalhados os dados do sistema termelétrico:

Tabela A.1: Blocos de potência máxima produzida [MW] por cada unidade geradora térmica por perído [h]

Período	1	2	3	4	5	6	7
1	55	55	85	300	130	130	300

Foi utilizada a mesma potência para todos os 24 períodos do horizonte de tempo.

Tabela A.2: Período mínimo que uma unidade geradora térmica deve ficar desligada (MDT) ou operando (MUT) em horas.

Unidade	MDT [h]	MUT [h]
1	2	2
2	2	4
3	4	10
4	10	2
5	0	24
6	20	0
7	0	10

Tabela A.3: Mínimo tempo que a unidade térmica deve ficar desligada no horizonte atual devido ao seu MDT não completamente cumprido no dia anterior (F) e o mínimo tempo que a essa mesma unidade deve ficar ligada no horizonte atual devido ao seu MDT não completamente cumprido no dia anterior (G) em horas.

Unidade	MDT [h]	MUT [h]
1	1	0
2	1	0
3	2	0
4	0	0
5	0	0
6	0	0
7	0	0

Tabela A.4: Custo de partida de uma unidade geradora térmica (SB).

Unidade	SB [$]
1	144
2	144
3	1100
4	10300
5	2200
6	2200
7	10300

Tabela A.5: Limites de rampa de partida para cima (RU) para baixo (RD) e de parada para cima (SU) e para baixo (SD) em MW

Unidade	RU[MW]	RD[MW]	SU[MW]	SD[MW]
1	55	55	55	55
2	55	55	55	55
3	85	85	85	85
4	300	300	300	300
5	130	20	130	130
6	130	20	130	130
7	300	300	300	300

Tabela A.6: Limite superior dos bloco de energia ofertados pelas unidades térmicas por período em MW.

Unidade	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	55	0	0	0
2	55	0	0	0
3	25	20	20	20
4	60	100	120	20
5	20	30	35	45
6	20	25	37	48
7	60	100	120	20

Tabela A.7: Preço dos bloco de energia ofertados pelas unidades térmicas por período em $.

Unidade	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	26,37	0,00	0,00	0,00
2	21,90	0,00	0,00	0,00
3	27,78	27,81	27,84	27,87
4	23,98	24,12	24,29	24,32
5	16,59	16,72	16,87	17,06
6	16,59	16,70	16,86	17,06
7	23,90	24,15	24,20	24,35

A.2 Dados do Sistema Hidrelétrico

Os dados do sistema hidrelétrico são apresentados a seguir:

Tabela A.8: Bloco de ofertas de venda - Usinas Hidrelétricas

Usina	Bloco 1		Bloco 2		Bloco 3		Bloco 4	
	MW	$	MW	$	MW	$	MW	$
1	69,00	15,82	41,40	15,98	27,60	16,14	2,00	16,30
2	71,50	13,14	42,90	13,27	28,60	13,40	1,00	13,54
3	65,00	16,67	39,00	16,83	26,00	17,00	1,00	17,17
4	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
5	171,00	14,34	102,60	14,48	68,40	14,63	5,00	14,77
6	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
7	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
8	171,00	14,39	102,60	14,53	68,40	14,68	5,00	14,82
9	127,00	9,95	76,20	10,05	50,80	10,15	10,00	10,26
10	171,00	14,34	102,60	14,48	68,40	14,63	5,00	14,77

Tabela A.9: Cotas máxima (HUmax) e mínima (HUmin) de montante do reservatório, volumes máximo (Vmax), mínimo (Vmin) e inicial (V0) do reservatório.

Usina	HUmax [m]	HUmin [m]	Vmin [hm^3]	Vmax [hm^3]	V0 [hm^3]
1	451,5	446,0	2626,0	3150,0	1680,0
2	427,5	426,5	512,0	543,0	482,0
3	404,0	403,5	958,0	982,0	925,0
4	384,0	379,7	6699,0	7408,0	5280,0
5	358,0	356,0	2524,0	2725,0	2340,0
6	358,0	356,0	2524,0	2725,0	2340,0
7	384,0	379,7	6699,0	7408,0	5280,0
8	358,0	356,0	2524,0	2725,0	2340,0
9	384,0	379,7	6699,0	7408,0	5280,0
10	358,0	356,0	2524,0	2725,0	2340,0

Tabela A.10: Defluência máxima (Umax) e mínima (Umin), vertimento máximo (Smax), mínimo (Smin) e rampa de vazão deflutente (RUH).

Usina	Umax [m^3]	Umin [m^3]	Smax [m^3]	Smin [m^3]	RUH [m^3]
1	451,5	446,0	2626,0	3150,0	300,0
2	427,5	426,5	512,0	543,0	400,0
3	404,0	403,5	958,0	982,0	400,0
4	384,0	379,7	6699,0	7408,0	300,0
5	358,0	356,0	2524,0	2725,0	400,0
6	358,0	356,0	2524,0	2725,0	400,0
7	384,0	379,7	6699,0	7408,0	300,0
8	358,0	356,0	2524,0	2725,0	400,0
9	384,0	379,7	6699,0	7408,0	300,0
10	358,0	356,0	2524,0	2725,0	400,0

Tabela A.11: Número máximo de partidas (Zmax), constante de perdas hidráulicas da usina (C), termo independente (HDind) e dependente (HDdep) da função de 1º grau que representa a cota de jusante da usina.

Usina	Zmax	C [%]	HDind	HDdep
1	2	0,000021	427,23	0,0013553
2	2	0,00000948	403,81	0,0013686
3	2	0,00000873	379,64	0,0018219
4	1	0,00000346	357,75	0,00052273
5	1	0,00000408	323,83	0,0016713
6	1	0,00000408	323,83	0,0016713
7	1	0,00000346	357,75	0,00052273
8	1	0,00000408	323,83	0,0016713
9	1	0,00000346	357,75	0,00052273
10	1	0,00000408	323,83	0,0016713

Tabela A.12: Tempo de viagem (TV) entre duas usinas em horas.

Usinas	TV [$]
1 - 2	6
2 - 3	6
3 - 4	6
4 - 5	7
6 - 7	6
7 - 8	7
5 - 9	7
8 - 9	9
9 - 10	7

Tabela A.13: Vazão prevista por período para o reservatório da usina em m^3 / s

Período	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	571	140	84	112	209	833	215	205	230	180

Foi utilizada a mesma vazão para todos os 24 períodos do horizonte de tempo.

A.3 Dados de Rede

Os dados de rede estão representados abaixo:

Tabela A.14: Dados de ramo do sistema de transmissão.

Ramo	Nó inicial	Nó final	Resistência	Reatância	Susceptância	Condutância	Lim. fluxo potência
1	101	102	0,003	0,014	-68,29268	14,634146	1,75
2	101	103	0,055	0,211	-4,43781	1,1567745	1,75
3	101	105	0,022	0,085	-11,02607	2,8538072	1,75
4	102	104	0,033	0,127	-7,376	1,9165989	1,75
5	102	106	0,05	0,192	-4,87755	1,2701961	1,75
6	103	109	0,031	0,119	-7,86933	2,0499934	1,75
7	103	124	0,084	0	0	11,904762	5,10
8	104	109	0,027	0,104	-9,00823	2,3386748	1,75
9	105	110	0,023	0,088	-10,63701	2,7801281	1,75
10	106	110	0,014	0,061	-15,57314	3,5741639	1,75
11	107	108	0,016	0,061	-15,33819	4,023133	1,75
12	108	109	0,165	0,045	-1,53846	4,023133	2,08
13	108	110	0,165	0,045	-1,53846	5,6410256	2,08
14	109	111	0,084	0	0	11,904762	5,10
15	109	112	0,084	0	0	11,904762	5,10
16	110	111	0,084	0	0	11,904762	5,10
17	110	112	0,084	0	0	11,904762	5,10
18	111	113	0,006	0,048	-20,51282	2,5641026	5,00
19	111	114	0,005	0,042	-23,4768	2,7948575	5,00
20	112	113	0,006	0,048	-20,51282	2,5641026	5,00
21	112	123	0,012	0,097	-10,15388	1,2561499	5,00
22	113	123	0,011	0,087	-11,31339	1,4304291	5,00
23	114	116	0,005	0,059	-16,82829	1,4261266	5,00
24	115	116	0,002	0,017	-58,02048	6,8259386	5,00
25	115	121	0,049	0,103	-7,91699	3,7663336	6,00
26	115	121	0,049	0,103	-7,91699	3,7663336	6,00
27	115	124	0,007	0,052	-18,88849	2,5426807	5,00
28	116	117	0,003	0,026	-37,9562	4,379562	5,00
29	116	119	0,003	0,023	-42,75093	5,5762082	5,00
30	117	118	0,002	0,014	-70	10	5,00
31	117	122	0,014	0,105	-9,35745	1,2476606	5,00
32	118	121	0,026	0,055	-14,86085	7,0251283	6,00
33	118	121	0,026	0,055	-14,86085	7,0251283	6,00
34	119	120	0,04	0,083	-9,77736	4,7119802	6,00
35	119	120	0,04	0,083	-9,77736	4,7119802	6,00
36	120	123	0,022	0,046	-17,69231	8,4615385	6,00
37	120	123	0,022	0,046	-17,69231	8,4615385	6,00
38	121	122	0,009	0,068	-14,45271	1,9128587	5,00

A.4 Dados da Demanda

Os dados de blocos de lances dos 17 consumidores são fornecidos nas Tabelas de A.15 a A.31, e estão escritos na forma de tuplas do tipo (Potência [MW] / Preço [$/MW]), em que o primeiro elemento da tupla se refere à energia que o consumidor deseja comprar em determinado intervalo, e o segundo se refere ao preço máximo que este está disposto a pagar pela energia.

Tabela A.15: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 1

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	14,46/19,4	15,45/17,5	20,92/17,12	21,53/15,98
2	15,82/22,38	17,01/21,01	17,38/19,64	17,83/19,18
3	14,53/24,22	16,11/22,24	16,41/20,76	17,74/20,17
4	14,23/29,04	15,41/26,67	16,24/25,84	17,84/24,18
5	13,78/27,01	15,43/24,58	16,32/24,03	18,19/17,64
6	14,48/25,34	15,83/23,27	16,55/22,55	17,95/20,07
7	17,95/27,41	19,67/24,72	20,42/24,19	21,87/22,57
8	20,99/29,18	23,23/28,62	23,57/27,5	25,09/27,16
9	22,87/26,97	25,46/23,74	26,43/22,66	27,83/21,79
10	22,59/29,36	25,41/26,43	27,11/25,41	28,57/20,56
11	22,75/29,29	26,1/26,6	27/25,38	27,83/22,69
12	22,41/28,86	25,72/26,32	26,82/25,11	27,65/22,36
13	22,46/28,5	25,08/25,88	26,79/25,08	28,27/23,03
14	22,65/28,31	25,07/27,73	26,57/26	28,31/23,13
15	22,49/28,83	24,22/26,52	26,18/25,37	27,56/23,29
16	23,52/27,35	24,83/24,07	25,93/22,97	27,24/22,1
17	23,4/29,7	26,14/26,97	27,92/26,14	29,46/24
18	23,53/30,59	26,47/27,53	28,24/26,47	29,76/21,41
19	23,59/30,38	27,07/27,71	28,23/26,43	29,1/23,54
20	23,21/28,74	25,87/27,46	26,61/25,02	28/22,57
21	22,69/27,84	24,13/26,61	25,06/25,27	26,4/22,89
22	19,53/26,36	21,97/25,19	23,44/22,95	24,7/20,7
23	18,21/23,67	19,39/21,3	20,3/20,48	20,94/16,57
24	15,95/18,98	16,71/16,71	17,39/15,95	18/15,34

Tabela A.16: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 2

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	12,98/17,43	13,87/15,72	18,79/15,38	19,34/14,35
2	14,21/20,1	15,28/18,87	15,61/17,64	16,02/17,23
3	13,05/21,75	14,47/19,98	14,74/18,65	15,94/18,11
4	12,78/26,09	13,84/23,96	14,59/23,21	16,02/21,72
5	12,38/24,26	13,86/22,08	14,65/21,59	16,34/15,84
6	13,01/22,76	14,21/20,9	14,86/20,25	16,12/18,02
7	16,12/24,62	17,67/22,2	18,34/21,72	19,65/20,27
8	18,85/26,21	20,87/25,71	21,17/24,7	22,53/24,4
9	20,54/24,22	22,87/21,32	23,74/20,35	25/19,57
10	20,29/26,37	22,82/23,74	24,35/22,82	25,66/18,46
11	20,43/26,3	23,44/23,89	24,25/22,79	25/20,38
12	20,13/25,92	23,1/23,64	24,09/22,56	24,83/20,08
13	20,17/25,6	22,53/23,24	24,06/22,53	25,39/20,68
14	20,34/25,42	22,52/24,91	23,87/23,35	25,42/20,78
15	20,2/25,89	21,75/23,82	23,51/22,79	24,75/20,92
16	21,12/24,56	22,3/21,62	23,29/20,63	24,47/19,85
17	21,02/26,68	23,47/24,22	25,07/23,47	26,46/21,55
18	21,13/27,47	23,77/24,73	25,36/23,77	26,73/19,23
19	21,19/27,28	24,32/24,89	25,36/23,74	26,14/21,14
20	20,84/25,81	23,23/24,67	23,9/22,47	25,14/20,27
21	20,38/25,01	21,67/23,9	22,51/22,69	23,71/20,56
22	17,54/23,68	19,73/22,63	21,05/20,61	22,19/18,59
23	16,35/21,26	17,42/19,13	18,23/18,4	18,81/14,88
24	14,32/17,05	15/15	15,62/14,32	16,16/13,78

Tabela A.17: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 3

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	24,09/32,34	25,74/29,17	34,87/28,53	35,89/26,63
2	26,37/37,3	28,35/35,02	28,96/32,73	29,72/31,97
3	24,22/40,37	26,86/37,07	27,35/34,6	29,57/33,61
4	23,71/48,41	25,69/44,46	27,07/43,07	29,74/40,31
5	22,97/45,02	25,72/40,97	27,19/40,05	30,32/29,4
6	24,13/42,23	26,38/38,79	27,58/37,58	29,91/33,44
7	29,92/45,68	32,78/41,21	34,04/40,31	36,46/37,62
8	34,98/48,64	38,72/47,7	39,28/45,83	41,81/45,27
9	38,12/44,95	42,44/39,56	44,05/37,76	46,39/36,32
10	37,65/48,94	42,35/44,05	45,18/42,35	47,62/34,26
11	37,91/48,81	43,5/44,34	44,99/42,29	46,39/37,82
12	37,36/48,1	42,86/43,87	44,7/41,86	46,08/37,27
13	37,43/47,5	41,8/43,13	44,65/41,8	47,12/38,38
14	37,74/47,18	41,79/46,22	44,29/43,33	47,18/38,55
15	37,48/48,05	40,36/44,2	43,63/42,28	45,93/38,82
16	39,2/45,58	41,39/40,11	43,21/38,29	45,4/36,83
17	39,01/49,5	43,56/44,95	46,53/43,56	49,1/40
18	39,22/50,98	44,12/45,88	47,06/44,12	49,61/35,69
19	39,32/50,63	45,12/46,18	47,05/44,06	48,5/39,23
20	38,68/47,9	43,11/45,77	44,35/41,69	46,66/37,61
21	37,81/46,41	40,22/44,34	41,77/42,11	44/38,16
22	32,55/43,94	36,62/41,99	39,06/38,25	41,17/34,5
23	30,35/39,45	32,32/35,51	33,84/34,14	34,9/27,62
24	26,58/31,64	27,84/27,84	28,98/26,58	30/25,57

Tabela A.18: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 4

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	9,91/13,29	10,58/11,99	14,34/11,73	14,75/10,95
2	10,84/15,34	11,66/14,4	11,91/13,46	12,22/13,14
3	9,96/16,59	11,04/15,24	11,24/14,22	12,16/13,82
4	9,75/19,9	10,56/18,28	11,13/17,71	12,22/16,57
5	9,44/18,51	10,58/16,84	11,18/16,47	12,46/12,09
6	9,92/17,36	10,84/15,95	11,34/15,45	12,3/13,75
7	12,3/18,78	13,48/16,94	13,99/16,57	14,99/15,47
8	14,38/20	15,92/19,61	16,15/18,84	17,19/18,61
9	15,67/18,48	17,45/16,26	18,11/15,52	19,07/14,93
10	15,48/20,12	17,41/18,11	18,57/17,41	0/0
11	15,59/20,07	17,88/18,23	18,5/17,39	19,07/15,55
12	15,36/19,77	17,62/18,04	18,38/17,21	18,94/15,32
13	15,39/19,53	17,18/17,73	18,36/17,18	19,37/15,78
14	15,52/19,4	17,18/19	18,21/17,81	19,4/15,85
15	15,41/19,75	16,59/18,17	17,94/17,38	18,88/15,96
16	16,12/18,74	17,02/16,49	17,76/15,74	18,66/15,14
17	16,04/20,35	17,91/18,48	19,13/17,91	20,19/16,44
18	16,12/20,96	18,14/18,86	19,35/18,14	20,39/14,67
19	16,17/20,81	18,55/18,99	19,34/18,11	19,94/16,13
20	15,9/19,69	17,72/18,82	18,23/17,14	19,18/15,46
21	15,55/19,08	16,53/18,23	17,17/17,31	18,09/15,69
22	13,38/18,06	15,05/17,26	16,06/15,72	16,93/14,18
23	12,48/16,22	13,29/14,6	13,91/14,04	14,35/11,35
24	10,93/13,01	11,45/11,45	11,92/10,93	12,33/10,51

Tabela A.19: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 5

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	9,5/12,76	10,15/11,5	13,76/11,25	14,16/10,5
2	10,4/14,71	11,18/13,81	11,42/12,91	11,72/12,61
3	9,55/15,92	10,59/14,62	10,79/13,65	11,67/13,26
4	9,35/19,09	10,13/17,54	10,68/16,99	11,73/15,9
5	9,06/17,76	10,15/16,16	10,73/15,8	11,96/11,6
6	9,52/16,66	10,4/15,3	10,88/14,82	11,8/13,19
7	11,8/18,02	12,93/16,25	13,43/15,9	14,38/14,84
8	13,8/19,19	15,27/18,82	15,5/18,08	16,49/17,86
9	15,04/17,73	16,74/15,6	17,38/14,89	18,3/14,33
10	14,85/19,3	16,71/17,37	17,82/16,71	18,78/13,51
11	14,95/19,25	17,16/17,49	17,75/16,68	18,3/14,92
12	14,74/18,97	16,91/17,31	17,63/16,51	18,17/14,7
13	14,76/18,74	16,49/17,01	17,61/16,49	18,59/15,14
14	14,89/18,61	16,48/18,23	17,47/17,09	18,61/15,21
15	14,78/18,95	15,92/17,44	17,21/16,68	18,12/15,31
16	15,46/17,98	16,33/15,82	17,04/15,1	17,91/14,53
17	15,39/19,53	17,18/17,73	18,35/17,18	19,37/15,78
18	15,47/20,11	17,4/18,1	18,56/17,4	19,57/14,08
19	15,51/19,97	17,8/18,22	18,56/17,38	19,13/15,47
20	15,26/18,89	17,01/18,05	17,49/16,45	18,4/14,84
21	14,92/18,31	15,86/17,49	16,47/16,61	17,36/15,05
22	12,84/17,33	14,44/16,56	15,41/15,09	16,24/13,61
23	11,97/15,56	12,75/14	13,35/13,47	13,77/10,89
24	10,48/12,48	10,98/10,98	11,43/10,48	11,83/10,08

Tabela A.20: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 6

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	18,2/24,43	19,45/22,04	26,35/21,56	27,12/20,12
2	19,92/28,18	21,42/26,46	21,88/24,73	22,46/24,16
3	18,3/30,5	20,29/28,01	20,66/26,14	22,35/25,39
4	17,91/36,57	19,41/33,59	20,45/32,54	22,47/30,45
5	17,35/34,01	19,44/30,96	20,55/30,26	22,91/22,21
6	18,23/31,91	19,93/29,31	20,84/28,39	22,6/25,27
7	22,61/34,52	24,77/31,13	25,72/30,46	27,55/28,43
8	26,43/36,75	29,26/36,04	29,68/34,63	31,59/34,2
9	28,8/33,96	32,06/29,89	33,28/28,53	35,05/27,44
10	28,44/36,98	32/33,28	34,13/32	35,98/25,88
11	28,65/36,88	32,87/33,5	33,99/31,95	35,05/28,58
12	28,23/36,34	32,39/33,15	33,77/31,62	34,81/28,16
13	28,28/35,89	31,58/32,59	33,74/31,58	35,6/29
14	28,52/35,65	31,57/34,92	33,46/32,74	35,65/29,13
15	28,32/36,3	30,49/33,4	32,96/31,95	34,71/29,33
16	29,62/34,44	31,27/30,31	32,65/28,93	34,3/27,83
17	29,47/37,4	32,91/33,96	35,16/32,91	37,1/30,22
18	29,63/38,52	33,33/34,67	35,56/33,33	37,48/26,96
19	29,71/38,25	34,09/34,89	35,55/33,29	36,65/29,64
20	29,22/36,19	32,57/34,58	33,51/31,5	35,25/28,42
21	28,57/35,06	30,39/33,5	31,56/31,82	33,25/28,83
22	24,59/33,2	27,67/31,72	29,51/28,9	31,11/26,07
23	22,93/29,81	24,42/26,83	25,57/25,79	26,37/20,86
24	20,08/23,91	21,04/21,04	21,9/20,08	22,66/19,32

Tabela A.21: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 7

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	16,73/22,46	17,88/20,25	24,22/19,81	24,92/18,49
2	18,31/25,9	19,69/24,32	20,11/22,73	20,64/22,2
3	16,82/28,03	18,65/25,74	18,99/24,03	20,54/23,34
4	16,47/33,62	17,84/30,87	18,8/29,91	20,65/27,99
5	15,95/31,26	17,86/28,45	18,88/27,82	21,05/20,42
6	16,76/29,33	18,32/26,94	19,15/26,1	20,77/23,22
7	20,78/31,72	22,77/28,61	23,64/27,99	25,32/26,13
8	24,29/33,78	26,89/33,13	27,28/31,83	29,03/31,44
9	26,47/31,22	29,47/27,47	30,59/26,22	32,22/25,22
10	26,14/33,99	29,41/30,59	31,37/29,41	33,07/23,79
11	26,33/33,9	30,21/30,79	31,25/29,37	32,22/26,26
12	25,94/33,4	29,77/30,47	31,04/29,07	32/25,88
13	25,99/32,99	29,03/29,95	31,01/29,03	32,72/26,65
14	26,21/32,76	29,02/32,09	30,76/30,09	32,76/26,77
15	26,03/33,37	28,03/30,7	30,3/29,36	31,9/26,96
16	27,22/31,65	28,74/27,86	30,01/26,59	31,53/25,58
17	27,09/34,38	30,25/31,21	32,31/30,25	34,1/27,78
18	27,23/35,4	30,64/31,86	32,68/30,64	34,45/24,78
19	27,31/35,16	31,33/32,07	32,68/30,6	33,68/27,24
20	26,86/33,26	29,94/31,79	30,8/28,95	32,4/26,12
21	26,26/32,23	27,93/30,79	29/29,24	30,56/26,5
22	22,6/30,51	25,43/29,16	27,12/26,56	28,59/23,96
23	21,07/27,4	22,44/24,66	23,5/23,71	24,23/19,18
24	18,46/21,97	19,34/19,34	20,13/18,46	20,83/17,75

Tabela A.22: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 8

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	22,89/30,72	24,46/27,71	33,13/27,11	34,09/25,3
2	25,05/35,44	26,93/33,27	27,51/31,1	28,23/30,38
3	23,01/38,35	25,51/35,22	25,98/32,87	28,1/31,93
4	22,52/45,99	24,4/42,23	25,72/40,92	28,25/38,29
5	21,82/42,76	24,44/38,92	25,83/38,05	28,8/27,93
6	22,93/40,12	25,06/36,85	26,2/35,7	28,41/31,77
7	28,42/43,4	31,15/39,14	32,34/38,29	34,63/35,74
8	33,23/46,21	36,79/45,32	37,32/43,54	39,72/43,01
9	36,21/42,71	40,31/37,58	41,85/35,87	44,07/34,51
10	35,76/46,49	40,24/41,84	42,92/40,24	45,24/32,55
11	36,02/46,37	41,33/42,12	42,74/40,18	44,07/35,93
12	35,49/45,69	40,72/41,68	42,47/39,76	43,77/35,4
13	35,56/45,13	39,71/40,97	42,42/39,71	44,76/36,46
14	35,86/44,82	39,7/43,91	42,08/41,16	44,82/36,62
15	35,6/45,65	38,34/41,99	41,45/40,17	43,64/36,88
16	37,24/43,3	39,32/38,11	41,05/36,37	43,13/34,99
17	37,06/47,03	41,38/42,7	44,2/41,38	46,65/38
18	37,25/48,43	41,91/43,59	44,71/41,91	47,13/33,9
19	37,36/48,1	42,86/43,87	44,7/41,86	46,08/37,27
20	36,74/45,51	40,96/43,48	42,14/39,61	44,33/35,73
21	35,92/44,09	38,21/42,13	39,68/40	41,8/36,25
22	30,92/41,74	34,79/39,89	37,11/36,33	39,12/32,78
23	28,83/37,48	30,7/33,73	32,14/32,43	33,15/26,23
24	25,25/30,06	26,45/26,45	27,53/25,25	28,5/24,29

Tabela A.23: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 9

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	23,43/31,44	25,03/28,36	33,91/27,74	34,89/25,89
2	25,64/36,27	27,56/34,05	28,15/31,83	28,89/31,09
3	23,55/39,24	26,11/36,04	26,59/33,64	28,75/32,68
4	23,05/47,06	24,97/43,22	26,32/41,88	28,91/39,19
5	22,33/43,77	25,01/39,84	26,44/38,94	29,47/28,58
6	23,46/41,06	25,64/37,71	26,82/36,54	29,08/32,51
7	29,09/44,41	31,87/40,06	33,09/39,19	35,44/36,58
8	34,01/47,29	37,65/46,38	38,19/44,56	40,65/44,01
9	37,06/43,7	41,26/38,46	42,83/36,71	45,1/35,31
10	36,6/47,58	41,18/42,82	43,92/41,18	46,3/33,31
11	36,86/47,46	42,29/43,11	43,74/41,12	45,1/36,77
12	36,32/46,76	41,67/42,66	43,46/40,69	44,8/36,23
13	36,39/46,18	40,64/41,93	43,41/40,64	45,81/37,31
14	36,69/45,87	40,63/44,93	43,06/42,12	45,87/37,48
15	36,44/46,71	39,24/42,98	42,42/41,11	44,66/37,74
16	38,11/44,32	40,24/39	42,01/37,23	44,14/35,81
17	37,92/48,13	42,35/43,7	45,24/42,35	47,74/38,89
18	38,13/49,56	42,89/44,61	45,75/42,89	48,23/34,69
19	38,23/49,22	43,87/44,9	45,75/42,83	47,16/38,14
20	37,6/46,57	41,91/44,5	43,12/40,53	45,36/36,57
21	36,76/45,12	39,1/43,11	40,61/40,94	42,78/37,1
22	31,64/42,72	35,6/40,82	37,97/37,18	40,03/33,54
23	29,5/38,35	31,42/34,52	32,9/33,19	33,93/26,85
24	25,84/30,76	27,07/27,07	28,18/25,84	29,16/24,86

Tabela A.24: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 10

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	26,1/35,03	27,89/31,6	37,78/30,91	38,88/28,85
2	28,57/40,41	30,71/37,94	31,37/35,46	32,2/34,64
3	26,24/43,73	29,09/40,16	29,63/37,48	32,04/36,41
4	25,69/52,44	27,83/48,16	29,32/46,66	32,21/43,67
5	24,88/48,77	27,87/44,39	29,46/43,39	32,84/31,85
6	26,15/45,75	28,57/42,02	29,88/40,71	32,4/36,23
7	32,41/49,49	35,52/44,64	36,88/43,67	39,5/40,76
8	37,9/52,69	41,95/51,68	42,56/49,65	45,29/49,04
9	41,3/48,7	45,97/42,85	47,72/40,91	50,26/39,35
10	40,78/53,02	45,88/47,72	48,94/45,88	51,59/37,11
11	41,07/52,88	47,13/48,04	48,74/45,82	50,26/40,97
12	40,47/52,1	46,44/47,53	48,43/45,34	49,92/40,37
13	40,55/51,46	45,28/46,72	48,37/45,28	51,05/41,58
14	40,89/51,11	45,27/50,07	47,98/46,94	51,11/41,76
15	40,6/52,05	43,72/47,89	47,26/45,81	49,76/42,06
16	42,47/49,38	44,84/43,45	46,81/41,48	49,18/39,9
17	42,26/53,63	47,19/48,69	50,41/47,19	53,2/43,33
18	42,48/55,23	47,79/49,71	50,98/47,79	53,74/38,66
19	42,6/54,85	48,88/50,03	50,97/47,73	52,54/42,5
20	41,9/51,89	46,7/49,59	48,05/45,17	50,55/40,75
21	40,96/50,27	43,57/48,04	45,25/45,62	47,67/41,34
22	35,26/47,6	39,67/45,49	42,31/41,43	44,61/37,38
23	32,88/42,74	35,01/38,46	36,66/36,98	37,81/29,92
24	28,79/34,28	30,16/30,16	31,4/28,79	32,49/27,7

Tabela A.25: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 11

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	35,47/47,61	37,9/42,94	51,34/42,01	52,84/39,21
2	38,82/54,92	41,74/51,56	42,63/48,19	43,75/47,07
3	35,66/59,43	39,54/54,58	40,27/50,94	43,54/49,48
4	34,91/71,27	37,81/65,45	39,85/63,41	43,78/59,34
5	33,81/66,27	37,87/60,32	40,03/58,97	44,63/43,28
6	35,53/62,18	38,83/57,1	40,61/55,33	44,03/49,24
7	44,05/67,26	48,27/60,66	50,11/59,34	53,67/55,39
8	51,5/71,61	57,01/70,23	57,84/67,47	61,55/66,65
9	56,12/66,18	62,47/58,24	64,86/55,59	68,3/53,47
10	55,42/72,05	62,35/64,85	66,51/62,35	70,11/50,44
11	55,82/71,86	64,05/65,28	66,24/62,26	68,3/55,68
12	55/70,81	63,11/64,59	65,81/61,62	67,84/54,86
13	55,11/69,93	61,54/63,5	65,73/61,54	69,37/56,5
14	55,57/69,46	61,52/68,04	65,21/63,79	69,46/56,76
15	55,18/70,74	59,42/65,08	64,23/62,25	67,63/57,16
16	57,71/67,11	60,93/59,05	63,62/56,37	66,84/54,22
17	57,43/72,88	64,13/66,17	68,5/64,13	72,29/58,88
18	57,73/75,05	64,95/67,55	69,28/64,95	73,03/52,54
19	57,89/74,54	66,43/67,99	69,27/64,86	71,41/57,75
20	56,94/70,52	63,47/67,39	65,3/61,38	68,69/55,37
21	55,67/68,32	59,21/65,29	61,49/62	64,78/56,18
22	47,92/64,69	53,91/61,82	57,5/56,31	60,62/50,79
23	44,68/58,08	47,58/52,27	49,81/50,26	51,38/40,66
24	39,13/46,58	40,99/40,99	42,67/39,13	44,16/37,64

Tabela A.26: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 12

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	25,97/34,85	27,75/31,44	37,59/30,75	38,68/28,7
2	28,42/40,2	30,56/37,74	31,21/35,28	32,03/34,46
3	26,1/43,51	28,94/39,95	29,48/37,29	31,87/36,23
4	25,55/52,17	27,68/47,91	29,17/46,42	32,05/43,44
5	24,75/48,52	27,72/44,16	29,31/43,17	32,67/31,68
6	26,01/45,52	28,43/41,8	29,73/40,5	32,24/36,04
7	32,25/49,24	35,33/44,41	36,69/43,44	39,29/40,55
8	37,7/52,42	41,74/51,41	42,34/49,4	45,06/48,79
9	41,08/48,45	45,74/42,64	47,48/40,7	50/39,15
10	40,58/52,75	45,65/47,47	48,69/45,65	51,33/36,92
11	40,86/52,61	46,89/47,79	48,49/45,58	50/40,76
12	40,26/51,84	46,2/47,29	48,18/45,11	49,66/40,16
13	40,34/51,19	45,05/46,48	48,12/45,05	50,78/41,37
14	40,68/50,85	45,04/49,81	47,74/46,7	50,85/41,55
15	40,39/51,79	43,5/47,64	47,02/45,57	49,51/41,84
16	42,25/49,13	44,61/43,23	46,57/41,27	48,93/39,69
17	42,04/53,35	46,95/48,44	50,15/46,95	52,92/43,11
18	42,27/54,95	47,55/49,45	50,72/47,55	53,47/38,46
19	42,38/54,57	48,63/49,78	50,71/47,48	52,27/42,28
20	41,68/51,63	46,46/49,33	47,8/44,93	50,29/40,54
21	40,75/50,02	43,35/47,79	45,01/45,39	47,42/41,12
22	35,08/47,36	39,47/45,25	42,1/41,22	44,38/37,19
23	32,71/42,52	34,83/38,27	36,47/36,8	37,61/29,76
24	28,65/34,1	30,01/30,01	31,24/28,65	32,33/27,55

Tabela A.27: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 13

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	42,43/56,95	45,34/51,37	61,42/50,25	63,2/46,9
2	46,44/65,69	49,93/61,67	51/57,65	52,34/56,31
3	42,65/71,09	47,3/65,29	48,17/60,93	52,08/59,19
4	41,76/85,25	45,24/78,29	47,67/75,86	52,37/70,98
5	40,45/79,28	45,3/72,16	47,89/70,54	53,39/51,77
6	42,5/74,38	46,45/68,31	48,57/66,18	52,67/58,9
7	52,69/80,45	57,74/72,57	59,95/70,99	64,21/66,26
8	61,61/85,66	68,2/84,01	69,18/80,72	73,63/79,73
9	67,13/79,17	74,73/69,67	77,58/66,5	81,7/63,97
10	66,3/86,19	74,59/77,57	79,56/74,59	83,87/60,33
11	66,77/85,96	76,61/78,09	79,24/74,48	81,7/66,61
12	65,79/84,7	75,49/77,27	78,72/73,71	81,15/65,63
13	65,92/83,65	73,61/75,96	78,63/73,61	82,98/67,59
14	66,47/83,09	73,59/81,39	78/76,3	83,09/67,89
15	66/84,62	71,08/77,85	76,83/74,46	80,9/68,37
16	69,04/80,27	72,89/70,64	76,1/67,43	79,95/64,86
17	68,69/87,18	76,71/79,15	81,94/76,71	86,48/70,44
18	69,06/89,78	77,7/80,8	82,88/77,7	87,36/62,85
19	69,25/89,16	79,46/81,33	82,87/77,59	85,42/69,08
20	68,11/84,36	75,92/80,61	78,11/73,42	82,17/66,24
21	66,59/81,73	70,83/78,1	73,56/74,16	77,49/67,2
22	57,32/77,39	64,49/73,95	68,79/67,35	72,51/60,76
23	53,44/69,48	56,92/62,53	59,59/60,12	61,46/48,63
24	46,81/55,72	49,04/49,04	51,04/46,81	52,83/45,02

Tabela A.28: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 14

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	13,39/17,97	14,3/16,2	19,37/15,85	19,94/14,79
2	14,65/20,72	15,75/19,45	16,09/18,19	16,51/17,76
3	13,46/22,43	14,92/20,59	15,19/19,22	16,43/18,67
4	13,17/26,89	14,27/24,7	15,04/23,93	16,52/22,39
5	12,76/25,01	14,29/22,76	15,11/22,25	16,84/16,33
6	13,41/23,46	14,65/21,55	15,32/20,88	16,62/18,58
7	16,62/25,38	18,21/22,89	18,91/22,39	20,25/20,9
8	19,43/27,02	21,51/26,5	21,82/25,46	23,23/25,15
9	21,18/24,97	23,58/21,98	24,47/20,98	25,77/20,18
10	20,92/27,19	23,53/24,47	25,1/23,53	26,46/19,03
11	21,06/27,12	24,17/24,63	25/23,5	25,77/21,01
12	20,75/26,72	23,81/24,37	24,83/23,25	25,6/20,7
13	20,79/26,39	23,22/23,96	24,81/23,22	26,18/21,32
14	20,97/26,21	23,22/25,68	24,61/24,07	26,21/21,42
15	20,82/26,69	22,42/24,56	24,24/23,49	25,52/21,57
16	21,78/25,32	22,99/22,28	24,01/21,27	25,22/20,46
17	21,67/27,5	24,2/24,97	25,85/24,2	27,28/22,22
18	21,79/28,32	24,51/25,49	26,14/24,51	27,56/19,83
19	21,85/28,13	25,07/25,66	26,14/24,48	26,95/21,79
20	21,49/26,61	23,95/25,43	24,64/23,16	25,92/20,9
21	21,01/25,78	22,34/24,64	23,2/23,39	24,44/21,2
22	18,08/24,41	20,34/23,33	21,7/21,25	22,87/19,17
23	16,86/21,92	17,95/19,73	18,8/18,97	19,39/15,34
24	14,77/17,58	15,47/15,47	16,1/14,77	16,66/14,2

Tabela A.29: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 15

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	44,58/59,82	47,62/53,96	64,52/52,79	66,39/49,27
2	48,79/69,01	52,45/64,78	53,57/60,56	54,98/59,15
3	44,81/74,68	49,68/68,58	50,6/64,01	54,71/62,18
4	43,86/89,55	47,52/82,24	50,08/79,68	55,01/74,57
5	42,49/83,28	47,59/75,8	50,31/74,1	56,09/54,39
6	44,65/78,13	48,79/71,76	51,03/69,52	55,33/61,87
7	55,35/84,52	60,65/76,23	62,97/74,57	67,45/69,6
8	64,72/89,98	71,64/88,25	72,68/84,79	77,35/83,75
9	70,52/83,16	78,51/73,18	81,5/69,86	85,82/67,2
10	69,65/90,54	78,35/81,49	83,58/78,35	88,1/63,38
11	70,14/90,3	80,48/82,03	83,24/78,24	85,82/69,97
12	69,11/88,98	79,3/81,17	82,7/77,43	85,24/68,94
13	69,25/87,88	77,33/79,79	82,6/77,33	87,17/71
14	69,83/87,28	77,31/85,5	81,94/80,16	87,28/71,32
15	69,33/88,89	74,67/81,78	80,71/78,22	84,98/71,82
16	72,52/84,33	76,57/74,21	79,94/70,83	83,99/68,14
17	72,16/91,58	80,59/83,15	86,08/80,59	90,84/73,99
18	72,55/94,31	81,62/84,88	87,06/81,62	91,77/66,02
19	72,75/93,66	83,47/85,44	87,05/81,51	89,73/72,57
20	71,55/88,62	79,76/84,68	82,05/77,13	86,32/69,58
21	69,95/85,85	74,41/82,04	77,27/77,9	81,4/70,59
22	60,22/81,29	67,74/77,68	72,26/70,75	76,17/63,83
23	56,14/72,98	59,79/65,68	62,6/63,16	64,56/51,09
24	49,17/58,54	51,51/51,51	53,62/49,17	55,49/47,3

Tabela A.30: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 16

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	24,23/32,52	25,89/29,33	35,07/28,69	36,09/26,78
2	26,52/37,51	28,51/35,21	29,12/32,92	29,89/32,15
3	24,35/40,59	27,01/37,28	27,5/34,79	29,74/33,8
4	23,84/48,68	25,83/44,7	27,22/43,31	29,9/40,53
5	23,09/45,27	25,87/41,2	27,34/40,28	30,49/29,56
6	24,27/42,47	26,52/39	27,74/37,79	30,08/33,63
7	30,08/45,94	32,97/41,43	34,23/40,53	36,66/37,83
8	35,18/48,91	38,94/47,97	39,5/46,09	42,04/45,52
9	38,33/45,2	42,67/39,78	44,3/37,97	46,65/36,52
10	37,86/49,21	42,59/44,29	45,43/42,59	47,89/34,45
11	38,12/49,08	43,74/44,59	45,24/42,53	46,65/38,03
12	37,57/48,36	43,1/44,12	44,95/42,09	46,33/37,47
13	37,64/47,76	42,03/43,37	44,9/42,03	47,38/38,59
14	37,95/47,44	42,02/46,47	44,54/43,57	47,44/38,77
15	37,69/48,32	40,58/44,45	43,87/42,52	46,19/39,04
16	39,42/45,84	41,62/40,33	43,45/38,5	45,65/37,03
17	39,22/49,78	43,8/45,2	46,79/43,8	49,38/40,22
18	39,43/51,26	44,36/46,14	47,32/44,36	49,88/35,88
19	39,54/50,91	45,37/46,44	47,31/44,3	48,77/39,44
20	38,89/48,17	43,35/46,03	44,6/41,92	46,92/37,82
21	38,02/46,66	40,44/44,59	42/42,34	44,25/38,37
22	32,73/44,19	36,82/42,22	39,28/38,46	41,4/34,69
23	30,52/39,67	32,5/35,7	34,02/34,33	35,09/27,77
24	26,73/31,82	28/28	29,14/26,73	30,16/25,71

Tabela A.31: Bloco de lances de demanda (Potencia [MW] / Valor [$/MW]) - Consumidor 17

Periodo	Bloco 1	Bloco 2	Bloco 3	Bloco 4
1	17,13/23	18,31/20,74	24,8/20,29	25,52/18,94
2	18,75/26,53	20,16/24,9	20,59/23,28	21,13/22,74
3	17,22/28,7	19,1/26,36	19,45/24,6	21,03/23,9
4	16,86/34,42	18,27/31,61	19,25/30,63	21,15/28,66
5	16,33/32,01	18,29/29,14	19,34/28,48	21,56/20,91
6	17,16/30,03	18,76/27,58	19,61/26,72	21,27/23,78
7	21,28/32,49	23,31/29,3	24,21/28,66	25,93/26,75
8	24,88/34,59	27,54/33,92	27,94/32,59	29,73/32,19
9	27,11/31,97	30,18/28,13	31,33/26,85	32,99/25,83
10	26,77/34,8	30,12/31,32	32,13/30,12	33,87/24,36
11	26,96/34,71	30,94/31,53	32/30,07	32,99/26,89
12	26,57/34,2	30,48/31,2	31,79/29,76	32,77/26,5
13	26,62/33,78	29,72/30,67	31,75/29,72	33,51/27,29
14	26,84/33,55	29,72/32,86	31,5/30,81	33,55/27,41
15	26,65/34,17	28,7/31,43	31,02/30,07	32,66/27,61
16	27,88/32,41	29,43/28,52	30,73/27,23	32,28/26,19
17	27,74/35,2	30,98/31,96	33,09/30,98	34,92/28,44
18	27,89/36,25	31,37/32,63	33,46/31,37	35,28/25,38
19	27,96/36	32,09/32,84	33,46/31,33	34,49/27,89
20	27,5/34,06	30,66/32,55	31,54/29,65	33,18/26,75
21	26,89/33	28,6/31,53	29,7/29,95	31,29/27,13
22	23,15/31,25	26,04/29,86	27,78/27,2	29,28/24,53
23	21,58/28,05	22,98/25,25	24,06/24,28	24,82/19,64
24	18,9/22,5	19,8/19,8	20,61/18,9	21,33/18,18