

Rodolfo Rodrigues Barrionuevo Silva

**Abordagem Estocástica Adaptativa em Dois
Estágios para a Aquisição de Energia em
Mercados de Eletricidade de Sistemas
Hidrotérmicos**

Bauru - SP

Agosto de 2021

Rodolfo Rodrigues Barrionuevo Silva

**Abordagem Estocástica Adaptativa em Dois Estágios
para a Aquisição de Energia em Mercados de
Eletricidade de Sistemas Hidrotérmicos**

Tese de Doutorado apresentada ao Programa
de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
como parte dos requisitos para obtenção do
título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho"

Faculdade de Engenharia de Bauru

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Bauru - SP

Agosto de 2021

Silva, Rodolfo Rodrigues Barrionuevo.

Abordagem estocástica adaptativa em dois estágios para a aquisição de energia em mercados de eletricidade de sistemas hidrotérmicos / Rodolfo Rodrigues Barrionuevo Silva, 2021
165 f. : il.

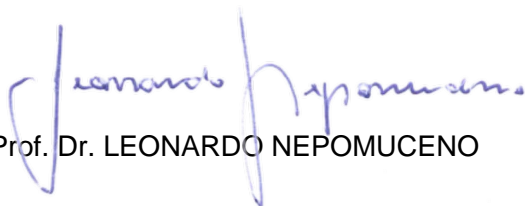
Orientador: Leonardo Nepomuceno

Tese (Doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia, Bauru, 2021

1. Mercados de eletricidade. 2. Problema de aquisição de energia. 3. Sistemas hidrotérmicos. 4. Otimização estocástica em dois estágios. I. Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia. II. Título.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE RODOLFO RODRIGUES BARRIONUEVO SILVA, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 10 dias do mês de agosto do ano de 2021, às 08:30 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de RODOLFO RODRIGUES BARRIONUEVO SILVA, intitulada **ABORDAGEM ESTOCÁSTICA BI-ESTÁGIO ADAPTATIVA PARA A AQUISIÇÃO DE ENERGIA EM MERCADOS DE ELETRICIDADE DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof^a. Dr^a. EDILAINE MARTINS SOLER (Participação Virtual) do(a) Departamento de Matemática / Faculdade de Ciências de Bauru - UNESP, Prof. Dr. ANDRE CHRISTOVAO PIO MARTINS (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. DIEGO NUNES DA SILVA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Matemática / Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo - IFSP, Prof. Dr. ERLON CRISTIAN FINARDI (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica e Eletrônica / Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC. Após a exposição pelo doutorando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.



Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO TÍTULO

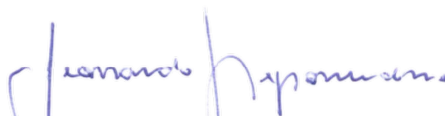
A COMISSÃO EXAMINADORA PROPÕE A ALTERAÇÃO DO TÍTULO DO TRABALHO DO ALUNO:
RODOLFO RODRIGUES BARRIONUEVO SILVA

DE: "ABORDAGEM ESTOCÁSTICA BI-ESTÁGIO ADAPTATIVA PARA A AQUISIÇÃO DE ENERGIA EM
MERCADOS DE ELETRICIDADE DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS"

PARA:

ABORDAGEM ESTOCÁSTICA ADAPTATIVA EM DOIS ESTÁGIOS PARA A AQUISIÇÃO
DE ENERGIA EM MERCADOS DE ELETRICIDADE DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

Bauru, 10 de agosto de 2021.



Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno
Orientador

Agradecimentos

Agradeço a Deus pela oportunidade e por me guiar durante esta jornada.

À minha esposa pelo companheirismo, apoio, motivação e compreensão quanto aos momentos atarefados.

Aos meus pais, meu irmão e minha irmã pelo incentivo e todo amparo. Aos meus primos, Célio e Márcia, pela hospitalidade e assistência em Bauru.

Ao professor Leonardo Nepomuceno pela dedicação incondicional à orientação, pela sabedoria em seus ensinamentos, pela amizade e agradável convivência.

Aos professores André Christóvão Pio Martins, Antonio Roberto Balbo, Diego Nunes da Silva, Edilaine Martins Soler e Erlon Cristian Finardi pela participação nas bancas de avaliação e pelas valiosas contribuições ao trabalho.

Aos professores do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru pelos ensinamentos e contribuições.

Aos servidores da Seção Técnica de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia de Bauru pelo suporte e atenção.

À empresa HydroByte por fornecer acesso gratuito à plataforma HydroData XP.

Aos colegas da pós-graduação pela amizade e parceria nas atividades desenvolvidas.

Ao Instituto Federal do Paraná pelo incentivo às atividades de pesquisa.

Resumo

Esta tese discute, na perspectiva de um grande consumidor, o problema do planejamento a médio-prazo da aquisição de energia em ambientes hidrotérmicos. Trata-se de um problema de otimização de portfólio em que as incertezas nos preços da energia são provenientes, principalmente, das incertezas nas afluências futuras. No presente trabalho, busca-se incorporar as especificidades do sistema hidrotérmico ao problema de aquisição, fornecendo ao consumidor uma ferramenta de planejamento que considere os custos associados a cada mercado, a exposição aos riscos e suas estimativas de afluências futuras. As abordagens propostas envolvem um Modelo de Estimção de Cenários de Preços (MECP) e um Modelo de Aquisição de Energia (MAE). O MECP proposto é formulado como um problema de otimização estocástica baseado no planejamento de médio-prazo da operação hidrotérmica utilizando leques de cenários para representar as incertezas nas afluências. Propõem-se dois MAE formulados como problemas de otimização estocástica em dois estágios com duas dinâmicas de solução: janela rolante e adaptativa. Reformula-se o problema de aquisição multi-estágio original em um conjunto de problemas de dois estágios resolvidos de forma interligada. As dinâmicas de solução propostas consideram a estocasticidade dos preços futuros e resultam em decisões *here-and-now* para cada mercado e para todos os períodos de planejamento. As abordagens propostas são analisadas em simulações que buscam representar sistemas reais de médio porte. Os resultados do MECP evidenciam a intrínseca correlação dos preços da energia com os cenários de afluência e com os níveis de demanda. Assim, o MECP proposto se mostra adequado como ferramenta de estimção de cenários de preços para o mercado hidrotérmico. As abordagens de aquisição propostas resultam em decisões de contratação sensíveis aos preços em cada mercado e nível de carregamento, assim como à aversão ao risco e à estimativa de afluências futuras. Em políticas de alta aversão ao risco ou em expectativas de períodos futuros secos, notou-se grande participação do consumidor no mercado de médio-prazo, utilizado como uma ferramenta de *hedging* contra a volatilidade do mercado de curto-prazo. Os resultados das abordagens de aquisição propostas são comparados a um MAE adaptado da literatura. Verifica-se que a dinâmica adaptativa se mostra superior às demais abordagens analisadas.

Palavras-chave: Mercados de eletricidade. Problema de aquisição de energia. Sistemas hidrotérmicos. Otimização estocástica em dois estágios.

Abstract

This thesis discusses the medium-term planning of energy procurement in hydrothermal environments from the perspective of a large consumer. This is a portfolio optimization problem, in which the uncertainties in energy prices are mainly related to uncertainties in future water inflows. In the present work, we aim to incorporate the specificities of the hydrothermal system into the procurement problem and provide the large consumer with a planning tool that considers the costs associated with each market, the risk exposure and its estimations of future water inflows. Our modeling approaches are composed of a Price Scenario Generation (PSG) model and an Energy Procurement (EP) model. The PSG proposed is formulated as a stochastic optimization problem based on the medium-term hydrothermal scheduling using scenario fans to represent the uncertainties in future inflows. We propose two EP models formulated as a two-stage stochastic optimization problem in iterative solution techniques: adaptive and forward rolling window. The proposed approaches reformulate the original multi-stage procurement problem into a set of two-stage problems solved in an interconnected scheme. The proposed solution techniques consider the stochasticity of future prices and result in here-and-now decisions for each market and all periods of the planning horizon. The proposed approaches are studied in simulations that aim to represent real medium-scale systems. The results demonstrate the intricate correlations between energy prices, inflows and demand levels. Therefore, the proposed PSG model proved to be appropriate as a price scenario estimation tool for hydrothermal markets. The proposed procurement approaches provides contracting decisions that are sensitive to market prices, demand levels, risk-aversion, and the forecasting of future inflows. In high risk-aversion policies or for periods of expected dry seasons, we verify larger amounts of power traded in the medium-term market, which is used to hedge against price volatility in the short-term market. The results of the proposed procurement approaches are compared with an approach adapted from the literature. We conclude that the adaptive technique is superior to other approaches.

Keywords: Electricity market. Energy procurement problem. Hydrothermal system. Two-stage stochastic optimization.

Lista de ilustrações

| | |
|---|-----|
| Figura 2.1 – Organização do mercado de eletricidade. | 28 |
| Figura 2.2 – Organização do mercado de eletricidade no Brasil. | 30 |
| Figura 3.1 – Estrutura de tomada de decisão para um problema em dois estágios. | 35 |
| Figura 3.2 – Estrutura de tomada de decisão para um problema multi-estágio. | 36 |
| Figura 3.3 – Medidas de risco VaR e CVaR. | 41 |
| Figura 4.1 – Visão Esquemática Geral do Problema. | 46 |
| Figura 4.2 – Diagrama esquemático de uma usina hidrelétrica. | 48 |
| Figura 4.3 – Vazões naturais e incrementais. | 48 |
| Figura 4.4 – Diagrama esquemático simplificado de uma termelétrica. | 51 |
| Figura 5.1 – Visão geral do problema do grande consumidor. | 59 |
| Figura 5.2 – Curva de contratação (compra) no mercado de futuros. | 61 |
| Figura 5.3 – Estrutura da matriz de disponibilidade dos contratos no mercado de futuros. | 62 |
| Figura 5.4 – Preços dos contratos bilaterais e do mercado <i>pool</i> | 64 |
| Figura 5.5 – Linearização da curva de custo associada à unidade de autoprodução. | 65 |
| Figura 5.6 – Estrutura de decisões em dois estágios proposta para o problema de aquisição. | 70 |
| Figura 5.7 – Estrutura de decisões do MAJRSH. | 71 |
| Figura 5.8 – Estrutura de decisões do MAASH-MCP. | 78 |
| Figura 5.9 – Estrutura de decisões do MAASH-MCPF. | 82 |
| Figura 6.1 – Cascata de usinas hidrelétricas da região nordeste. | 87 |
| Figura 6.2 – Afluências incrementais médias em cada ano das séries históricas. | 88 |
| Figura 6.3 – Histograma das afluências incrementais médias. | 89 |
| Figura 6.4 – Curva de custo da termelétrica equivalente. | 90 |
| Figura 6.5 – Perfil dos valores ajustados de potência demandada. | 91 |
| Figura 6.6 – Perfis de afluência incremental média dos cenários simulados. | 92 |
| Figura 6.7 – Leques de cenários de preços da energia - nível de carregamento leve. | 93 |
| Figura 6.8 – Leques de cenários de preços da energia - nível de carregamento médio. | 93 |
| Figura 6.9 – Leques de cenários de preços da energia - nível de carregamento pesado. | 94 |
| Figura 6.10–Preço esperado da energia. | 94 |
| Figura 6.11–Despacho termelétrico esperado. | 95 |
| Figura 6.12–Despacho hidrelétrico esperado. | 95 |
| Figura 6.13–Volume e vazões esperadas nos reservatórios do sistema. | 96 |
| Figura 6.14–Preço esperado da energia. | 98 |
| Figura 6.15–Despacho termelétrico esperado. | 99 |
| Figura 6.16–Despacho hidrelétrico esperado. | 100 |

| | |
|--|-----|
| Figura 6.17–Operação hidráulica esperada. | 101 |
| Figura 7.1 – Preços esperados da energia. | 109 |
| Figura 7.2 – Energia demandada pelo consumidor em cada nível de carregamento. | 110 |
| Figura 7.3 – Séries estimadas de vazões afluentes incrementais. | 111 |
| Figura 7.4 – Distribuições de probabilidade em função da afluência média anual dos cenários. | 111 |
| Figura 7.5 – Fronteira eficiente do problema. | 118 |
| Figura 7.6 – Composição da aquisição total de energia. | 119 |
| Figura 7.7 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento. | 120 |
| Figura 7.8 – Composição da aquisição total de energia. | 122 |
| Figura 7.9 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento. | 123 |
| Figura 7.10–Fronteira eficiente do problema. | 130 |
| Figura 7.11–Composição da aquisição total de energia. | 130 |
| Figura 7.12–Composição da aquisição de energia por por nível de carregamento. | 131 |
| Figura 7.13–Composição da aquisição total de energia. | 132 |
| Figura 7.14–Composição da aquisição de energia por nível de carregamento. | 133 |
| Figura 7.15–Fronteira eficiente do problema. | 137 |
| Figura 7.16–Composição da aquisição total de energia. | 137 |
| Figura 7.17–Composição da aquisição de energia por por nível de carregamento. | 138 |
| Figura 7.18–Composição da aquisição total de energia. | 139 |
| Figura 7.19–Composição da aquisição de energia por nível de carregamento. | 140 |
| Figura 7.20–Comparativo entre as curvas das fronteiras eficientes. | 142 |
| Figura A.1–Despacho hidrelétrico nos oitenta cenários simulados. | 156 |
| Figura A.2–Despacho termelétrico nos oitenta cenários simulados. | 157 |
| Figura B.1–Preço da energia nos cenários de afluência baixa. | 160 |
| Figura B.2–Preço da energia nos cenários de afluência alta. | 161 |
| Figura B.3–Despacho hidrelétrico nos cenários de afluência baixa. | 162 |
| Figura B.4–Despacho hidrelétrico nos cenários de afluência alta. | 163 |
| Figura B.5–Despacho termelétrico nos cenários de afluência baixa. | 164 |
| Figura B.6–Despacho termelétrico nos cenários de afluência alta. | 165 |

Lista de tabelas

| | |
|---|-----|
| Tabela 6.1 – Dados de vazões e produtibilidade das hidrelétricas da região. | 88 |
| Tabela 6.2 – Dados de volume dos reservatórios da região. | 88 |
| Tabela 6.3 – Dados das termelétricas da região. | 90 |
| Tabela 6.4 – Custo de operação e preço da energia. | 97 |
| Tabela 7.1 – Dimensões computacionais das simulações. | 103 |
| Tabela 7.2 – Contratos no mercado de futuros e contratos bilaterais. | 104 |
| Tabela 7.3 – Limites contratuais nos mercados a médio-prazo. | 105 |
| Tabela 7.4 – Preço esperado da energia no mercado <i>pool</i> | 105 |
| Tabela 7.5 – Fatores de ajuste para definição do preço base dos contratos. | 105 |
| Tabela 7.6 – Método de definição do preço dos demais contratos. | 106 |
| Tabela 7.7 – Preços da energia nos contratos do mercado de futuros. | 106 |
| Tabela 7.8 – Preços de referência nos contratos bilaterais. | 108 |
| Tabela 7.9 – Especificações da unidade de autoprodução. | 108 |
| Tabela 7.10–Decisões de contratação no mercado de futuros. | 113 |
| Tabela 7.11–Decisões de contratação em contratos bilaterais. | 114 |
| Tabela 7.12–Decisões de contratação no mercado <i>pool</i> | 115 |
| Tabela 7.13–Decisões de autoprodução de energia. | 116 |
| Tabela 7.14–Custo de aquisição e CVaR em função de β | 118 |
| Tabela 7.15–Custo de aquisição e CVaR em função da afluência estimada. | 121 |
| Tabela 7.16–Decisões de contratação no mercado de futuros. | 124 |
| Tabela 7.17–Decisões de contratação em contratos bilaterais. | 126 |
| Tabela 7.18–Decisões de contratação no mercado <i>pool</i> | 127 |
| Tabela 7.19–Decisões de autoprodução de energia. | 127 |
| Tabela 7.20–Custo de aquisição e CVaR em função de β | 129 |
| Tabela 7.21–Custo de aquisição e CVaR em função da afluência estimada. | 132 |
| Tabela 7.22–Decisões de contratação em contratos bilaterais. | 134 |
| Tabela 7.23–Decisões de contratação no mercado <i>pool</i> | 135 |
| Tabela 7.24–Decisões de autoprodução de energia. | 136 |
| Tabela 7.25–Custo de aquisição e CVaR em função de β | 136 |
| Tabela 7.26–Custo de aquisição e CVaR em função da afluência estimada. | 139 |
| Tabela 7.27–Custo de aquisição e CVaR em função de β | 141 |

Lista de abreviaturas e siglas

| | |
|---------|---|
| ABIAPE | Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia |
| ABRADEE | Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica |
| ACL | Ambiente de Contratação Livre |
| ACR | Ambiente de Contratação Regulada |
| ANA | Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| ARIMA | <i>Auto-Regressive Integrated Moving Average</i> |
| ARMA | <i>Auto-Regressive Moving Average</i> |
| BICA | <i>Binary Imperialist Competitive Algorithm</i> |
| BPSO | <i>Binary Particle Swarm Optimization</i> |
| CCEE | Câmara de Comercialização de Energia Elétrica |
| CMO | Custo Marginal de Operação |
| CVU | Custo Variável Unitário |
| CVaR | <i>Conditional Value at Risk</i> |
| EP | <i>Energy Procurement</i> |
| IEMA | Instituto de Energia e Meio Ambiente |
| IGDT | <i>Information Gap Decision Theory</i> |
| MAASH | Modelo de Aquisição Adaptativo para Sistemas Hidrotérmicos |
| MAE | Modelo de Aquisição de Energia |
| MAJRSH | Modelo de Aquisição Janela Rolante para Sistemas Hidrotérmicos |
| MCPF | Mercados de Curto-Prazo e de Futuros |
| MCP | Mercados de Curto-Prazo |
| MECP | Modelo de Estimacão de Cenários de Preços |
| MLT | Média de Longo Termo |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| ONS | Operador Nacional do Sistema |
| OPL | <i>Optimization Programming Language</i> |

| | |
|--------|--|
| PEMPOH | Planejamento Estocástico de Médio-Prazo da Operação Hidrotérmica |
| PLD | Preço de Liquidação das Diferenças |
| PSG | <i>Price Scenario Generation</i> |
| RESEB | Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| VaR | <i>Value at Risk</i> |

Sumário

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1 | Introdução | 19 |
| 1.1 | Revisão da Literatura | 20 |
| 1.2 | Abordagens Propostas para a Aquisição de Energia | 21 |
| 1.3 | Contribuições | 24 |
| 2 | Mercados de Eletricidade | 25 |
| 2.1 | Contextualização | 25 |
| 2.2 | Agentes | 26 |
| 2.3 | Organização do Mercado | 27 |
| 3 | Tratamento de Incertezas | 31 |
| 3.1 | Otimização Estocástica | 31 |
| 3.2 | Variáveis Aleatórias e Processos Estocásticos | 32 |
| 3.3 | Problemas em Dois Estágios e Multi-Estágio | 34 |
| 3.4 | Gerenciamento do Risco | 39 |
| 4 | Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos | 43 |
| 4.1 | Nomenclatura | 43 |
| 4.2 | Descrição do Problema | 45 |
| 4.3 | Modelagem do Sistema Hidrotérmico | 47 |
| 4.3.1 | Modelagem da Geração Hidrelétrica | 47 |
| 4.3.2 | Modelagem da Geração Termelétrica | 51 |
| 4.4 | Formulação Proposta | 52 |
| 5 | Abordagens para Aquisição de Energia em Sistemas Hidrotérmicos | 55 |
| 5.1 | Nomenclatura | 56 |
| 5.2 | Descrição do Problema | 58 |
| 5.3 | Modelagem dos Mercados de Eletricidade | 59 |
| 5.3.1 | Mercado de Curto-Prazo | 59 |
| 5.3.2 | Mercado de Médio-Prazo | 61 |
| 5.3.2.1 | Mercado de Futuros | 61 |
| 5.3.2.2 | Contratos Bilaterais | 63 |
| 5.3.3 | Autoprodução | 65 |
| 5.4 | Abordagem Adaptada da Literatura | 66 |
| 5.5 | Modelo de Aquisição Janela Rolante para Sistemas Hidrotérmicos | 69 |
| 5.5.1 | Estrutura de Tomada de Decisões | 69 |
| 5.5.2 | Formulação Proposta | 72 |
| 5.6 | Modelo de Aquisição Adaptativo para Sistemas Hidrotérmicos | 76 |
| 5.6.1 | MAASH-MCP | 77 |

| | | |
|------------|--|------------|
| 5.6.1.1 | Estrutura de Tomada de Decisões | 77 |
| 5.6.1.2 | Formulação Proposta | 79 |
| 5.6.2 | MAASH-MCPF | 81 |
| 5.6.2.1 | Estrutura de Tomada de Decisões | 81 |
| 5.6.2.2 | Formulação Proposta | 83 |
| 5.7 | Estratégias de Aquisição de Energia | 84 |
| 6 | Resultados e Simulações do MELCPSH | 87 |
| 6.1 | Sistema Hidrotérmico Estudado | 87 |
| 6.2 | Resultados do MELCPSH | 91 |
| 6.2.1 | Simulação com Todos os Cenários de Afluência | 92 |
| 6.2.2 | Simulação com Cenários de Baixa e Alta Afluência | 97 |
| 7 | Resultados e Simulações das Abordagens de Aquisição | 103 |
| 7.1 | Dados para as Simulações | 103 |
| 7.2 | Resultados | 112 |
| 7.2.1 | Abordagem Estocástica Janela Rolante em Dois Estágios para a Aquisição de Energia em Sistemas Hidrotérmicos | 112 |
| 7.2.1.1 | Decisões <i>Here-And-Now</i> para Todo o Horizonte de Plane- jamento | 112 |
| 7.2.1.2 | Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Aver- são ao Risco | 117 |
| 7.2.1.3 | Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Afluência Estimada | 121 |
| 7.2.2 | Abordagem Estocástica Adaptativa em Dois Estágios para a Aquisi- ção de Energia em Sistemas Hidrotérmicos | 124 |
| 7.2.2.1 | Abordagem Utilizando o MELCPSH e MAASH-MCP | 124 |
| 7.2.2.2 | Abordagem Utilizando o MELCPSH e MAASH-MCPF | 134 |
| 7.2.3 | Análise Comparativa dos Resultados | 141 |
| 8 | Conclusões | 143 |
| | Referências | 147 |
| | Apêndices | 153 |
| APÊNDICE A | Resultados do MELCPSH na Simulação dos Oitenta Ce- nários | 155 |
| APÊNDICE B | Resultados do MELCPSH em Diferentes Níveis de Afluên- cia | 159 |

1 Introdução

O problema de otimização de portfólio de um grande consumidor consiste basicamente em planejar suas parcelas de aquisição de energia nos mercados de eletricidade, de forma a atender sua demanda de curto e médio-prazos, visando a minimização de custos e a atenuação dos riscos envolvidos. Nesses mercados, as transações de curto-prazo, geralmente por meio de um mercado *pool*, estão sujeitas a incertezas nos preços futuros e podem apresentar alta volatilidade. Por outro lado, as modalidades de médio-prazo (por exemplo mercado de futuros e contratação bilateral) tendem a apresentar preços futuros mais previsíveis, embora com valores esperados mais elevados. Portanto, o grande consumidor deve decidir quanto de sua demanda será negociada nos mercados de curto-prazo e quanto nos mercados de médio-prazo, o que envolve um *trade-off* entre custos de aquisição e riscos associados aos mercados (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

Em sistemas hidrotérmicos com predominância na geração hidrelétrica, as incertezas nos preços da energia são provenientes principalmente das incertezas nas afluições futuras e demais aspectos hidrológicos das bacias hidrográficas. Para mitigar os riscos associados a essas incertezas adicionais, grandes consumidores utilizam ferramentas computacionais para estimar as afluições futuras. No entanto, é importante que tais métricas de estimativa sejam incorporadas ao problema de otimização de portfólio de forma eficaz. Em um ambiente hidrotérmico, um grande consumidor se depara com um problema de aquisição que possui características específicas quando comparado ao grande consumidor que adquire energia em um ambiente puramente termelétrico.

Embora haja disponível uma literatura considerável a respeito do problema de aquisição para grandes consumidores em sistemas puramente termelétricos, a formulação e solução de tais modelos para um ambiente hidrotérmico ainda não foi apropriadamente investigada. Neste trabalho, o foco está no problema de aquisição de um grande consumidor nesse ambiente de mercado hidrotérmico. O objetivo principal é dispor ao consumidor uma ferramenta que o auxilie na elaboração de suas estratégias de participação nos diferentes mercados, de forma que ele possa escolher adequadamente as parcelas de aquisição de curto e médio-prazos, considerando os custos esperados associados a cada mercado, a exposição aos riscos do mercado, bem como as estimativas de afluições futuras nos reservatórios do sistema.

Nas seções seguintes, apresenta-se uma breve revisão da literatura, em seguida descrevem-se de forma sucinta as abordagens de aquisição de energia propostas neste trabalho e, por fim, são apresentadas as contribuições desta tese.

1.1 Revisão da Literatura

O problema de aquisição em um ambiente de mercado que envolve sistemas puramente termelétricos tem sido investigado na literatura. Carrion et al. (2007) trata este problema em uma abordagem estocástica com incertezas nos preços do mercado *pool* modeladas por cenários gerados no modelo ARIMA¹. Utiliza-se uma técnica para reduzir o número de cenários a um valor prático. A demanda a ser suprida pelo grande consumidor é considerada determinística e a aversão ao risco é formulada usando a métrica do Valor Condicional em Risco (CVaR²).

Zare et al. (2010) propõem uma técnica baseada em *Information Gap Decision Theory* (IGDT) para modelar a volatilidade dos preços do mercado *pool* em torno de valores estimados pelo consumidor. Assim como fazem Carrion et al. (2007), os autores consideram a demanda determinística. Ao invés de tratar o problema de aquisição pela minimização dos custos, a abordagem IGDT avalia o risco de se obter custos maiores que o esperado, assim como a oportunidade de se obter baixos custos de aquisição. A abordagem IGDT também é usada por Zare, Moghaddam e Sheikh-El-Eslami (2011), ao proporem dois modelos para tratar as incertezas nos preços: no primeiro, utilizam conceitos de erro quadrático médio ponderado do preço estimado, calculados através de uma matriz de variância-covariância; enquanto que no segundo, utilizam o conceito de custo de aquisição esperado, calculado usando uma função de distribuição de probabilidade conjunta.

Um planejamento de curto-prazo para o problema de aquisição é abordado por Beraldi et al. (2011), com uma formulação estocástica em dois estágios, resolvida em uma dinâmica iterativa sequencial em um horizonte de planejamento que progressivamente decresce seu comprimento. As incertezas nos preços do mercado *pool* e na demanda são tratadas por cenários gerados através de simulações de Monte Carlo. Os autores minimizam os custos de aquisição enquanto consideram os riscos associados à violação de um orçamento pré-definido. Uma abordagem estocástica multi-estágio para o problema de portfólio do consumidor é proposta por Shi et al. (2011) para a gestão de uma cadeia de suprimentos (ou seja, não foi aplicado a mercados de eletricidade), onde são envolvidos contratos de aquisição a longo-prazo, de opções e de curto-prazo. Simulações de Monte Carlo também são usadas para tratar a estocasticidade na demanda e nos preços no mercado *pool*. O modelo maximiza o lucro enquanto utiliza a métrica CVaR para minimizar o risco associado.

Zhang et al. (2018) abordam um problema de longo-prazo do grande consumidor, envolvendo tanto o planejamento de produção quanto a aquisição de energia. Adota-se uma formulação estocástica multi-estágio que considera as incertezas na demanda por produtos, representadas por árvore de cenários. As incertezas nos preços do mercado *pool* não são consideradas. Utiliza-se um abordagem meta-heurística para resolver o problema

¹ Do inglês Auto-Regressive Integrated Moving Average.

² Do inglês Conditional Value at Risk.

de aquisição em um sistema puramente termelétrico. Nojavan et al. (2015) propõem uma abordagem híbrida baseada nas técnicas heurísticas BICA³ e BPSO⁴ para resolver o problema de aquisição de energia de um varejista que envolve autoprodução, contratação bilateral e mercado *pool* como modalidades de aquisição. Tanto a demanda quanto os preços nos mercados são considerados determinísticos.

1.2 Abordagens Propostas para a Aquisição de Energia

Observa-se que todos os trabalhos previamente mencionados são desenvolvidos para sistemas de geração termelétricos, onde aspectos hidráulicos puderam ser negligenciados ao planejar a aquisição de energia. Portanto, tais modelos não representam qualquer tipo de correlação entre os preços do mercado *pool* e as afluências incrementais dos reservatórios das usinas hidrelétricas. No presente trabalho, busca-se contribuir com a literatura ao incorporar essas especificidades do sistema hidrotérmico ao problema de aquisição de energia do grande consumidor. Para isso, são propostas abordagens para a aquisição de energia compostas por dois modelos: um Modelo de Estimação de Cenários de Preços (MECP) e um Modelo de Aquisição de Energia (MAE). Com esse propósito, inicialmente é proposto um MECP apropriado para estimar preços futuros da energia no mercado *pool* de um ambiente hidrotérmico e, posteriormente, são propostos dois MAE que utilizam esses preços de energia estimados para determinar as decisões ótimas de aquisição no mercado *pool*, bilateral e de futuros, assim como a parcela a ser obtida via autoprodução.

Em sistemas hidrotérmicos, um MECP eficaz deve ser capaz de representar as correlações entre as incertezas nos preços, as afluências futuras incertas e a demanda em cada período. A representação de tais correlações por árvores de cenários é uma tarefa complicada, uma vez que são necessárias correlações espaciais e temporais envolvendo essas três variáveis. Considerando esses aspectos do problema de estimação de cenários de preços em sistemas hidrotérmicos, propõe-se um modelo que incorpora explicitamente essas correlações por meio de simulações do Planejamento Estocástico de Médio-Prazo da Operação Hidrotérmica (PEMPOH) (HELSETH; MO; WARLAND, 2010; CERISOLA; LATORRE; RAMOS, 2012; MARTINS; AZEVEDO; SOARES, 2014). O PEMPOH visa a minimização dos custos termelétricos esperados no horizonte de planejamento, levando em consideração as restrições físicas e operacionais associadas ao sistema de geração hidrotérmica. As incertezas nas vazões afluentes de um PEMPOH têm sido tratadas por meio de programação dinâmica dual estocástica (PEREIRA, 1985), técnicas de controle preditivo determinístico (ZAMBELLI et al., 2011), programação linear estocástica (HELSETH; MO; WARLAND, 2010) e abordagens robustas (DASHTI et al., 2016). No modelo aqui proposto, adota-se a modelagem estocástica, utilizando leques de cenários para

³ Do inglês Binary Imperialist Competitive Algorithm.

⁴ Do inglês Binary Particle Swarm Optimization

representar as afliências (ou seja, leques de registros históricos previamente observados (HELSETH; MO; WARLAND, 2010)) e demandas determinísticas.

Um resultado importante da solução do PEMPOH são os preços da energia para cada período do horizonte, que são obtidos por meio das variáveis duais associadas às restrições de balanço de potência em cada período. Uma formulação comum para modelos PEMPOH multi-período é a representação do conjunto de variáveis em cada período como decisões *here-and-now*, o que geralmente é realizado inserindo restrições de não-antecipatividade (BIRGE; LOUVEAUX, 2011). Esta abordagem garante que um único conjunto de decisões seja obtido, ao invés de se obter um conjunto de decisões para cada cenário (decisões *wait-and-see*). O MECP aqui proposto é um modelo semelhante ao modelo de PEMPOH, onde as restrições de não-antecipatividade são excluídas, de forma que vários conjuntos de preços são obtidos (um conjunto de preços para cada cenário). Com as restrições de não-antecipatividade relaxadas, o modelo é capaz de obter leques de cenários para os preços de energia correspondentes a cada cenário de afliência adotado. Estes cenários de preços obtidos representam explicitamente a correlação espacial e temporal envolvendo afliências incrementais, demanda e preços, bem como a sazonalidade do sistema hidrotérmico. Considerando as especificidades do MECP proposto, este foi denominado Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos (MELCPSH).

No MELCPSH, as usinas hidrelétricas são representadas de forma individualizada e as decisões de geração são determinadas para cada unidade geradora da usina. A função de produção hidráulica é representada de forma linear, considerando a produtibilidade de cada usina, assim como foi abordado por Pereira e Pinto (1983), Pereira (1985) e Helseth, Mo e Warland (2010). Modelam-se as termelétricas do sistema por meio de usina equivalente com função de custo de geração quadrática.

Quanto aos MAE, propõe-se formulá-los como problemas de programação linear estocástica inteira-mista em dois estágios. Utilizam-se dinâmicas de solução que reformulam o problema de aquisição multi-estágio original em um conjunto de problemas em dois estágios resolvidos de forma interligada. Os modelos propostos visam minimizar, a médio-prazo, os custos de aquisição em todos os mercados (*pool*, bilateral e de futuros) e os custos de autoprodução, considerando os riscos associados, assim como os limites impostos a cada mercado. Os preços futuros da energia no mercado *pool* são tratados como parâmetros incertos, estimados por meio dos leques de cenários obtidos pelo MELCPSH proposto. Assume-se a modelagem de um consumidor *price-maker* para mercado de futuros (ou seja, quando o consumidor é capaz de alterar os preços futuros, em função de suas ofertas de compra), por meio da adoção de curvas de contratação ascendentes, como feito por Conejo, Carrion e Morales (2010). Os preços dos contratos bilaterais são modelados como contratos a diferenças (*contract for differences*), conforme descrito por Carrion et al. (2007).

Em alguns trabalhos, como por exemplo em Carrion, Arroyo e Conejo (2009), Carrion et al. (2007), Conejo, Carrion e Morales (2010), os MAE calculam decisões de aquisição associadas a processos estocásticos, que implicam ao consumidor, a tomada de decisão com base no valor esperado das variáveis. Nesta tese, são propostas dinâmicas de solução alternativas que resultam em decisões *here-and-now* para os mercados de curto e médio-prazo em todos os períodos do horizonte de planejamento. Estas propostas diferenciam-se das soluções encontradas na literatura por prover ao consumidor decisões a serem tomadas de forma independente da realização do processo estocástico. Dois modelos foram desenvolvidos para compor as abordagens propostas para o problema de aquisição do grande consumidor: Modelo de Aquisição Janela Rolante para Sistemas Hidrotérmicos (MAJRSH); e Modelo de Aquisição Adaptativo para Sistemas Hidrotérmicos (MAASH).

A dinâmica janela rolante proposta no MAJRSH consiste na solução de um conjunto de problemas em dois estágios, interligados num processo de movimento sequencial para frente nos períodos do horizonte de planejamento. Em cada iteração, resolve-se um problema em dois estágios e, por meio de restrições de ligação e de não-antecipatividade, se obtêm decisões *here-and-now* de primeiro estágio que são consideradas na próxima iteração como informações de energia pré-contratada. As decisões de segundo estágio são importantes para compor a solução e mensurar os riscos associados a estocasticidade do problema, porém não são incorporadas à próxima iteração. Repetem-se as iterações atualizando os períodos do problema de otimização de forma que a janela role (avance) e encontre as decisões *here-and-now* em cada período até o fim do horizonte de planejamento.

No MAASH, resolve-se um problema de otimização único que integra o conjunto de problemas em dois estágios discutidos no MAJRSH. Em ambas as formulações, há uma dinâmica de solução interligada, porém, no MAASH, essa interligação é adaptativa. Enquanto que no MAJRSH, a interligação se faz por meio de valores constantes, no MAASH é através de variáveis de decisão, permitindo que as decisões se adaptem conforme o momento de tomada de decisão avança. Restrições de não-antecipatividade e de continuidade definem os momentos de tomada de decisão associados a cada período do horizonte de planejamento, resultando em decisões *here-and-now* com continuidade entre os problemas de aquisição. Duas abordagens são analisadas, uma que constrói uma dinâmica de continuidade entre os momentos de tomada de decisão nas variáveis dos mercados de curto-prazo e outra com essa dinâmica de continuidade também para as variáveis do mercado de futuros.

Estratégias de aquisição para as abordagens propostas são definidas considerando políticas de aversão ao risco, baseadas na métrica CVaR, e estimativas anuais de afluência incremental futuras. Para avaliação das abordagens propostas, realizam-se estudos com simulações que representam sistemas hidrotérmicos de médio porte, utilizando dados reais de capacidade de geração, de afluências e de demanda. E por fim, através das

curvas da fronteira eficiente de cada problema de aquisição, compararam-se os resultados das abordagens propostas para diferentes estratégias de aversão ao risco, incluindo uma abordagem adaptada da literatura.

1.3 Contribuições

As principais contribuições deste trabalho são listadas a seguir: (i) analisaram-se as principais questões associadas ao planejamento a médio-prazo da aquisição de energia de um grande consumidor em sistemas hidrotérmicos; (ii) propõe-se um modelo para estimar cenários de preços futuros no mercado *pool*, especificamente adaptado para sistemas hidrotérmicos, representando as complexas correlações entre as incertezas nos preços, as afliências futuras incertas e a demanda de energia; (iii) propõem-se abordagens estocásticas para o problema de aquisição de energia em sistemas hidrotérmicos que fornecem ao grande consumidor decisões de aquisição *here-and-now*, levando em consideração estratégias de aversão ao risco e estimativas de afliências incrementais futuras; (iv) resolve-se o problema multi-estágio de aquisição de energia através da solução interligada de um conjunto de problemas em dois estágios.

Este trabalho está organizado da seguinte forma: nos Capítulos 2 e 3 são apresentados, respectivamente, os conceitos referentes aos mercados de eletricidade e à otimização estocástica. No Capítulo 4, descreve-se o Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos (MELCPSH) e no Capítulo 5, descrevem-se as abordagens estocásticas em dois estágios para a aquisição de energia em sistemas hidrotérmicos. Nos Capítulos 6 e 7 são apresentados e discutidos os resultados, respectivamente, das simulações utilizando o MELCPSH e das simulações do planejamento da aquisição de energia com as abordagens propostas. Por fim, no Capítulo 8 discutem-se as conclusões deste trabalho.

2 Mercados de Eletricidade

Neste capítulo são descritas as características dos mercados de eletricidade, seus agentes e modalidades de comercialização, visando contextualizar o ambiente em que se encontra o problema de tomada de decisão do grande consumidor de energia elétrica.

2.1 Contextualização

Mundialmente, conforme descreve [Joskow \(2003\)](#), o setor elétrico desenvolveu-se de forma verticalizada e monopolista, em que boa parte dos serviços de geração e transmissão era fornecida por empresas estatais, e a distribuição constituía um monopólio na área em que a companhia distribuidora atuava. Assim, não havia comercialização de energia no nível de geração. As empresas de distribuição constituíam-se em empresas públicas ou privadas sujeitas à regulamentação específica quanto a preços, obrigações de serviços, investimentos etc. Até 1970, este modelo mostrou-se eficiente para a evolução do setor, porém, devido à crise do petróleo nas décadas de 70 e 80 que implicou em altos preços para os combustíveis fósseis (fonte predominante), críticas ao modelo surgiram, à medida que os preços da energia subiam. Grandes disparidades entre custos e preços regulados da eletricidade em diferentes estados e regiões, assim como comparações entre as tarifas reguladas e possíveis valores provenientes de um mercado competitivo, resultaram em grande pressão pela reforma, liberalização e reestruturação do setor elétrico.

Neste contexto, o setor de energia elétrica em muitos países teve a sua forma de regulamentação alterada, passando para um contexto mais competitivo, visando aumentar a eficiência operacional dos sistemas de energia, de forma que alcançasse menores custos aos consumidores e garantisse qualidade aceitável no suprimento da eletricidade ([CONEJO; CARRION; MORALES, 2010](#)). Por exemplo, nas Américas Latina e Central essa mudança ocorreu inicialmente no Chile e Argentina (em 1992), e nos anos seguintes no Peru, Bolívia, Colômbia, Panamá, El Salvador, Guatemala, Nicarágua, Costa Rica e Honduras ([RUDNICK, 1998](#)). Nos EUA e na União Europeia, essa reestruturação ocorreu em 1996 ([CONEJO; CARRION; MORALES, 2010](#)).

No Brasil, essas mudanças institucionais e operacionais iniciaram-se em 1996 através do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) do Ministério de Minas e Energia ([MME, 2001](#)). Este projeto baseou-se no consenso político-econômico de um "estado regulador" que direciona as políticas de desenvolvimento e regula o setor, sem executar as atividades fins. Neste período, muitas empresas foram privatizadas e autarquias de caráter público e independente foram criadas. Como resultado das reformas, os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia passaram

a ser separados, sendo administrados e operados por agentes distintos (ABRADEE, 2020).

Nas diretrizes definidas no RESEB, priorizou-se a livre concorrência, quando possível, ficando a cargo do estado, o papel de regulação. Os segmentos de geração e comercialização foram caracterizados como ambientes competitivos, enquanto que os de transmissão e distribuição foram considerados monopólios naturais, prevalecendo o modelo de regulação nestes dois últimos segmentos. Apesar destas alterações, o setor não apresentou as melhorias esperadas e novos ajustes foram necessários, por exemplo: em 2004 foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) visando estabelecer um ambiente mais competitivo e confiável; e em 2012 com a Medida Provisória 579, permitiu-se que empresas geradoras que atuavam em ambiente competitivo passassem a ter seus preços regulados (ABRADEE, 2020).

Nas próximas seções são descritas a organização do mercado de eletricidade e as principais características dos seus agentes.

2.2 Agentes

Os principais agentes necessários para a viabilização de um mercado de eletricidade são definidos por Conejo, Carrion e Morales (2010) como agentes participantes (consumidores, comercializadores e geradores) e agentes institucionais (operador de mercado, operador independente do sistema e o regulador do mercado). A seguir há uma breve descrição desses agentes.

Consumidores: são os agentes que utilizam a energia e podem comprar eletricidade em diferentes mercados, sendo tanto o consumidor final quanto o distribuidor. No Brasil existem três tipos: consumidores cativos, livres e especiais. O consumidor cativo apenas obtém energia elétrica por meio da empresa distribuidora e não participa diretamente no mercado. Já o consumidor livre tem a opção de adquirir energia diretamente no mercado, através do Ambiente de Contratação Livre (ACL). O consumidor especial também pode negociar a energia no ACL, contanto que a adquira de fontes incentivadas, como as gerações renováveis. Os ambientes de comercialização são descritos na Seção 2.3.

Comercializadores: são os agentes que visam obter lucro ao fornecer energia elétrica aos consumidores que não participam diretamente no mercado. Os comercializadores geralmente não possuem unidades de produção e a energia a ser fornecida a seus clientes é adquirida via contratos bilaterais, contratos futuros e no mercado *pool*. No Brasil, as comercializadoras podem adquirir energia elétrica via contratação bilateral e revender tanto para os consumidores no mercado livre de energia quanto para as empresas distribuidoras no mercado regulado.

Geradores: são os agentes que possuem as unidades de geração (hidrelétricas,

termelétricas etc.) e produzem a energia elétrica a ser negociada nos mercados *pool* e de futuros, assim como diretamente aos consumidores e comercializadores por meio de contratos bilaterais.

Operador de Mercado: é a entidade responsável pelo gerenciamento econômico do mercado como um todo, tendo a função de administrar as regras do mercado e definir os preços e quantidade de energia comercializada. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é o operador do mercado brasileiro, sendo responsável pela administração e operacionalização das negociações no ambiente regulado e de liquidação das diferenças, assim como a contabilização das negociações bilaterais.

Operador Independente do Sistema: é o agente responsável pelo gerenciamento técnico do sistema de energia elétrica pertencente ao mercado de eletricidade. Este operador deve fornecer acesso igualitário à rede para todos os consumidores, comercializadores e geradores, possibilitando o comércio entre os agentes compradores e vendedores. No Brasil, a função de Operador Independente do Sistema é realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

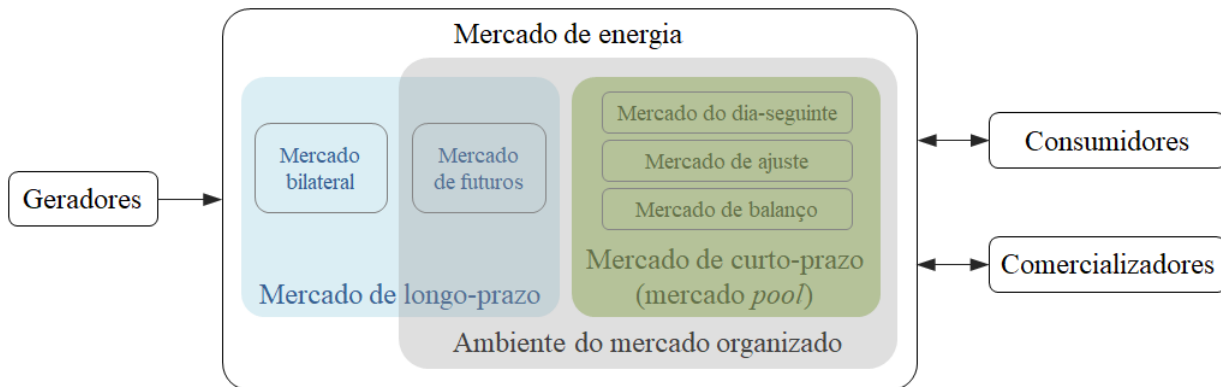
Regulador de Mercado: é uma entidade independente do governo, cuja função é regulamentar e supervisionar o mercado e seus agentes de forma a garantir seu funcionamento adequado e competitivo. A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) tem essa função de regular a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil, assim como fiscalizar as concessões, as permissões e os serviços, dentre outras responsabilidades.

2.3 Organização do Mercado

Os mercados de eletricidade são organizados conforme as especificidades do país onde se encontra. Nesta seção é apresentada a organização típica para esse mercado, assim como são descritas as principais características do mercado brasileiro.

Basicamente, o mercado de eletricidade organizado é composto por dois ambientes para a comercialização de energia, o mercado de curto-prazo e o mercado de médio-prazo, conforme descrevem [Conejo, Carrion e Morales \(2010\)](#). As negociações de curto-prazo são realizadas no mercado *pool*, composto por três seguimentos: mercado do dia-seguinte, mercado de ajustes e mercado de balanço. Enquanto que para horizontes de médio a médio-prazo, é possível a negociação de energia por meio do mercado de futuros, no mercado organizado, ou por meio de contratos bilaterais entre geradores e consumidores, definidos fora do mercado organizado. A Figura 2.1 ilustra estes ambientes de comercialização e seus principais agentes.

Figura 2.1 – Organização do mercado de eletricidade.



Fonte: autoria própria.

De forma simplificada, pode-se descrever o mercado *pool* como um ambiente onde, para cada hora do horizonte de mercado, os geradores informam os montantes de energia ofertadas por cada unidade de produção e os respectivos preços mínimos de venda, enquanto os consumidores e comercializadores informam lances de consumo e seus correspondentes preços máximos de compra. O Operador de Mercado (OM) recebe as ofertas de venda e os lances de compra e, por meio de um procedimento de fechamento de mercado, define o preço de equilíbrio e a programação de produção e de consumo de energia (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010). Este procedimento torna o mercado *pool* altamente incerto, com alta volatilidade nos preços que implicam riscos quanto aos lucros ou custos para seus agentes.

Um mercado de futuros é um ambiente de leilão no qual os participantes compram e vendem produtos derivativos (físicos ou financeiros) para entrega em uma data futura especificada que varia de uma semana a vários anos. A característica mais marcante desse mercado é a possibilidade de negociar energia no futuro a preços atuais, desta forma, apresenta-se como uma proteção quanto a alta volatilidade dos preços no mercado *pool* (ferramenta de *hedging*). Geralmente, os produtos disponíveis no mercado futuro incluem, entre outros, contratos a termo e opções. O contrato a termo é um acordo de entrega (ou consumo) de uma quantidade especificada de energia em um período futuro a um preço fixo. Já uma opção é um acordo para ter a opção de fornecer (ou consumir) uma quantidade especificada de energia em um período futuro, envolvendo o pagamento de um prêmio, independentemente de a energia ter sido entregue (ou consumida). Um gerador geralmente utiliza o mercado de futuros para vender parte de sua produção a preços estáveis, já consumidores e comercializadores utilizam este mercado para comprar energia nessas condições (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, as relações comerciais de energia elétrica, administradas pela CCEE, se estabelecem no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL), que consistem em negociações a médio

e longo-prazo. Para o curto-prazo, a CCEE contabiliza e liquida as diferenças entre os montantes gerados, contratados e consumidos (CCEE, 2020). Portanto, no Brasil, estão disponíveis três modalidades de transação de energia: o ACR, o ACL e esse ambiente de liquidação de diferenças, considerado como um mercado de curto-prazo apesar da ausência de ofertas de venda e lances de compra.

A comercialização de energia elétrica no ACR é feita através de leilões promovidos pela CCEE sob a delegação da ANEEL, através dos quais as distribuidoras podem adquirir energia de geradores e comercializadores. Esses leilões são divididos de acordo com o tipo de empreendimento: existente ou novo. Os leilões referentes a energia proveniente de empreendimentos existentes, já em operação, são destinados a atender as distribuidoras no ano subsequente ao da contratação. Já os leilões de energia nova destinam-se à negociação da energia proveniente de usinas em projeto ou em construção, com entrega física a partir de 3 ou 5 cinco anos após a contratação. Esta modalidade caracteriza a comercialização de energia elétrica com entrega no médio e longo-prazo, portanto podendo ser considerada como um mercado de futuros.

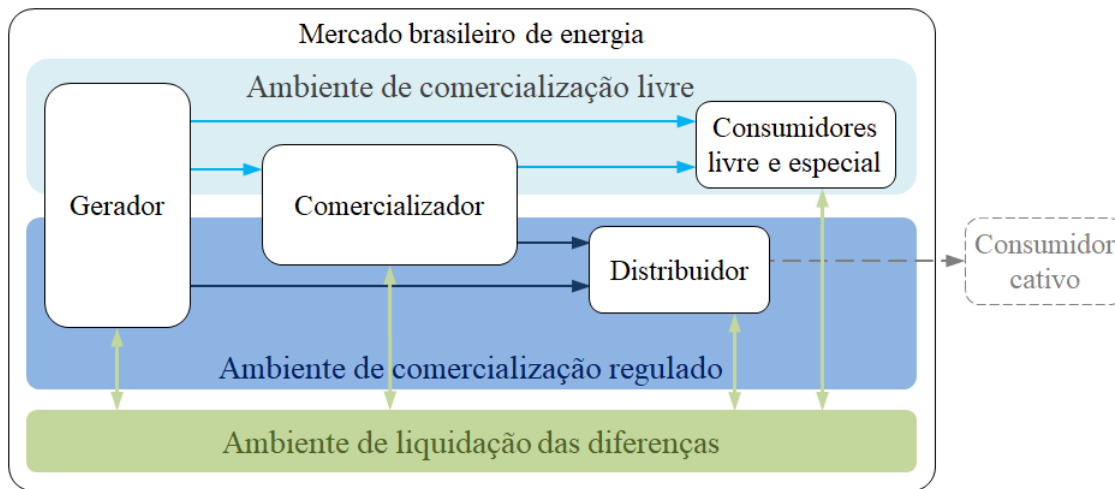
No ACL, seus agentes (geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais) realizam as operações de compra e venda de energia diretamente por meio de contratos bilaterais. Neste ambiente, os agentes têm liberdade para negociar entre si as condições de preços, montantes de energia, prazos, garantias, multas, rescisão etc., estipulados em um contrato bilateral firmado entre o comprador e o vendedor. Essa liberdade permite que o agente faça as negociações adequando-as às suas necessidades e, desta forma, este agente sabe antecipadamente qual será sua receita (ou despesa) com a venda (ou compra) da energia.

Todos os contratos de compra e venda de energia celebrados no mercado, tanto no ACR como no ACL, devem ser registrados na CCEE, que realiza a medição dos montantes efetivamente produzidos (ou consumidos) por cada agente. As diferenças apuradas são contabilizadas para posterior liquidação financeira, valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) num ambiente de transação de curto-prazo.

O valor do PLD é definido semanalmente pela CCEE em um processo que utiliza modelos computacionais (NEWAVE e DECOMP) para se obter o despacho ótimo de geração hidrelétrica e termelétrica, com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Como resultado desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período em estudo, em cada patamar de carga e submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) (CCEE, 2020).

Na Figura 2.2 são ilustradas as possíveis transações no mercado brasileiro.

Figura 2.2 – Organização do mercado de eletricidade no Brasil.



Fonte: autoria própria.

Ao comparar essa organização com a descrição típica de um mercado de energia descrita por Conejo, Carrion e Morales (2010), nota-se que o ACL apresenta similaridades com os contratos bilaterais e o ACR, com os contratos futuros, apesar de no Brasil não integrar os consumidores. As liquidações de diferenças, baseadas no PLD, remetem ao mercado *pool*, apesar da passividade dos consumidores nesse mercado brasileiro. Esse trabalho busca um modelo de planejamento da aquisição para um grande consumidor, logo, apesar das diferenças entre a organização de mercado típica e a brasileira, este estudo considera como opções para o consumidor as modalidades de contratação bilateral e em mercado de futuros para o médio-prazo, e para o curto-prazo, o mercado *pool*.

Dentre as opções disponíveis para os agentes do mercado brasileiro, o ambiente de liquidação de diferenças apresenta as maiores incertezas para a tomada de decisão. O valor futuro do PLD é desconhecido e apresenta alta volatilidade, sendo dependente de diversas variáveis incertas como as condições hidrológicas, demanda, disponibilidade de geração, entre outras.

Logo, o problema enfrentado pelo consumidor, que consiste em decidir o quanto de energia adquirir em contratos no mercado de curto e médio-prazo (CARRION; CONEJO; ARROYO, 2007), também é caracterizado pela incerteza nas informações, similar aos problemas de outros agentes do mercado de eletricidade. No entanto, as decisões precisam ser tomadas mesmo com a falta de informações precisas. Surge então, a possibilidade da utilização da programação estocástica para auxiliar nessa tomada de decisão sob incerteza (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010), tema discutido no Capítulo 3.

3 Tratamento de Incertezas

Neste capítulo, apresenta-se uma introdução à otimização estocástica utilizada no tratamento das incertezas do problema de aquisição de energia de um grande consumidor. A tomada de decisão em ambientes com informações incertas é comum em diferentes áreas do conhecimento e os problemas enfrentados pelos agentes do mercado de eletricidade não são diferentes, visto que são desconhecidos os preços futuros do mercado *pool*, as afluições futuras nas bacias hidrográficas, a demanda por energia, a disponibilidade das unidades de geração, entre outros fatores. Nessas circunstâncias de tomada de decisão sob incertezas, uma possibilidade é modelar o problema por meio de otimização estocástica, conforme descrevem Conejo, Carrion e Morales (2010), Birge e Louveaux (2011). Nessas obras, os autores fornecem uma explicação detalhada da programação estocástica, suas metodologias e aplicações.

Nas próximas seções são brevemente descritos os fundamentos matemáticos para os modelos propostos neste trabalho. Nas Seções 3.1 e 3.2 são conceituados a otimização estocástica, as variáveis aleatórias, os processos estocásticos e a geração de cenários. Na Seção 3.3 discutem-se os problemas estocásticos em dois estágios e multi-estágio. Na Seção 3.4 são apresentados os conceitos de gerenciamento de risco.

3.1 Otimização Estocástica

A programação estocástica visa encontrar uma decisão ótima em problemas que envolvam dados incertos, também conhecida por otimização estocástica ou otimização sob incerteza. Nessa terminologia, o termo estocástico significa que alguns dados são aleatórios, enquanto a programação se refere ao fato de que várias partes do problema podem ser modeladas como programas matemáticos lineares ou não lineares (BIRGE; LOUVEAUX, 2011).

A maioria dos problemas de tomada de decisão pode ser formulada adequadamente como um problema de otimização. Caso seus dados de entrada sejam definidos e determinísticos, a implementação da solução ótima encontrada pela resolução deste problema, garante que o valor ótimo da função objetivo será atingido. Porém, muitas vezes, os dados de entrada são incertos. Se esses dados puderem ser descritos através de funções de probabilidade, uma possibilidade é substituir esses dados pelos seus valores esperados, o que resulta em um problema de otimização bem definido e determinístico. No entanto, resolver esse problema pode levar a uma solução que, quando implementada, não resulte no valor ótimo da função objetivo.

Uma abordagem alternativa à distribuição de probabilidade dos dados de entrada é a aproximação por uma coleção de conjuntos plausíveis de dados (cenários) com probabilidades de ocorrência associadas. Desta forma, o problema de otimização estocástica pode ser formulado ponderando, por meio das probabilidades de ocorrência, as soluções individuais associadas a cada conjunto de dados de entrada, e assim, obter uma solução única que seja a melhor considerando todos os conjuntos de dados. Ou seja, a solução encontrada não é a melhor para cada conjunto individual de dados de entrada, mas é a melhor se todos eles forem considerados simultaneamente, ponderados pela respectiva probabilidade de ocorrência (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

Visto que os dados de entrada são descritos por uma coleção de diferentes conjuntos de dados, a função objetivo resultante é incerta, caracterizada como uma variável aleatória. Logo, é necessário estabelecer um objetivo específico para o problema de tomada de decisão, podendo ser a maximização (ou minimização) do valor esperado da função objetivo, ou uma ponderação entre esse valor esperado e alguma métrica da sua variação. A desvantagem da abordagem estocástica é o aumento da dimensão do problema, pois são considerados diversos conjuntos de dados de entrada, podendo levar à intratabilidade computacional (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010). Na seção seguinte, são apresentados os conceitos relacionados à aleatoriedade desses dados.

3.2 Variáveis Aleatórias e Processos Estocásticos

Um dado ou resultado incerto pode ser modelado como uma variável aleatória, sendo geralmente representada por um conjunto finito de possíveis realizações, denominados cenários (BIRGE; LOUVEAUX, 2011). Conforme exemplificado por Conejo, Carrion e Morales (2010), a variável aleatória λ pode ser representada por $\lambda(\omega)$, $\omega \in \Omega = \{1, \dots, |\Omega|\}$, onde ω corresponde ao índice dos cenários, $|\Omega|$ é o número de cenários considerados e Ω é o conjunto de cenários. Expressa-se por λ_Ω o conjunto de possíveis realizações da variável aleatória λ , ou seja, $\lambda_\Omega = \{\lambda(1), \dots, \lambda(|\Omega|)\}$. E cada realização de λ_Ω é associada à probabilidade de ocorrência π_ω definida por (3.1).

$$\pi(\omega) = P(\omega | \lambda = \lambda(\omega)), \text{ onde } \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) = 1. \quad (3.1)$$

Uma variável aleatória também pode ser caracterizada por seus momentos estatísticos, tais como a média (valor esperado) e a variância, definidos conforme (3.2) e (3.3), respectivamente:

$$\bar{\lambda} = \varepsilon\{\lambda\} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \lambda(\omega). \quad (3.2)$$

$$\sigma_\lambda^2 = \nu\{\lambda\} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \left(\lambda(\omega) - \varepsilon\{\lambda\} \right)^2. \quad (3.3)$$

A média corresponde ao valor esperado da variável aleatória, enquanto a variância é uma medida de dispersão, cuja raiz quadrada é o desvio padrão. Esses momentos são relevantes em variáveis aleatórias que representam lucros ou custos. Por exemplo, é desejável obter um lucro médio alto e pequena variância, indicando que o valor esperado do lucro é alto e a probabilidade de se obter valores de lucro diferentes do lucro esperado é baixa. Já no caso do custo de aquisição de energia, como no problema do consumidor, visa-se um valor esperado baixo e uma variância também baixa, diminuindo assim a probabilidade do consumidor obter um valor de custo alto. Visto que a média e o desvio padrão são expressos nas mesmas unidades, é mais comum a utilização do desvio padrão em vez da variância para caracterizar a dispersão de uma variável aleatória (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

O processo estocástico consiste em um conjunto de variáveis aleatórias dependentes dispostas sequencialmente no tempo. Um processo estocástico λ pode ser representado por vetores $\lambda(\omega)$, $\omega \in \Omega = \{1, \dots, |\Omega|\}$. Por exemplo, se λ representa os 24 preços horários da eletricidade para o dia seguinte, $\lambda(\omega)$ é um vetor 24×1 que representa uma possibilidade de realização desses preços (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

Uma maneira computacionalmente conveniente de caracterizar processos estocásticos é através de cenários, sendo que cada cenário é uma realização única do processo estocástico. Para representá-lo adequadamente, é necessário gerar cenários que contemplem as realizações mais plausíveis do processo estocástico considerado. Dentre as técnicas de geração de cenários, Conejo, Carrion e Morales (2010) destacam as técnicas autoregressivas de médias móveis (ARMA¹) e autoregressivas integradas de médias móveis (ARIMA²). Nesse processo, geralmente é gerado um número muito grande de cenários, o que pode tornar o problema de programação estocástica computacionalmente intratável. Nesses casos, é necessário desenvolver procedimentos para reduzir o número de cenários gerados inicialmente. Um exemplo de método de redução de cenários consiste na técnica de métricas probabilísticas, descrita por Dupačová, Gröwe-Kuska e Römisch (2003).

Outra alternativa consiste na utilização direta das séries históricas observadas, sem passar por um processo de geração e redução de cenários. Um exemplo de utilização de séries históricas é descrito por Helseth, Mo e Warland (2010), em que a estocasticidade da afluência nos reservatórios foi representada por leques de cenários, sendo cada cenário correspondente a um registro histórico de afluência. Os autores utilizaram essa técnica em um problema de planejamento energético e compararam com metodologias que utilizaram cenários gerados por modelos estatísticos (tais como os descritos por Conejo, Carrion e Morales (2010)) e concluíram que a técnica de leques de cenários representou de forma mais adequada as correlações espaciais e temporais específicas do sistema hidrotérmico

¹ Do inglês Auto-Regressive Moving Average.

² Do inglês Auto-Regressive Integrated Moving Average.

analisado.

Neste contexto, a técnica de leques de cenários apresenta-se como uma abordagem apropriada para tratar a estocasticidade e sazonalidade do sistema hidrotérmico brasileiro. Então, utilizou-se esta técnica para representar a estocasticidade ora das afluições incrementais (na estimação dos leques de cenários de preços a ser discutida no Capítulo 4), ora dos preços da energia no mercado de curto-prazo (ao planejar a aquisição de energia discutida no Capítulo 5).

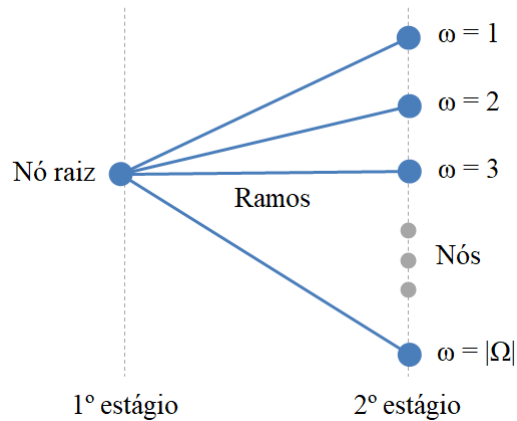
3.3 Problemas em Dois Estágios e Multi-Estágio

No problema de aquisição de energia, assim como em diversos problemas de planejamento, é necessária a tomada de decisão para períodos distintos do horizonte de planejamento, com diferentes níveis de incertezas nas informações em função desses períodos. Na programação estocástica, esse horizonte de planejamento é modelado em estágios, que correspondem aos momentos de tomada de decisão. De acordo com o número de estágios definidos, os problemas de otimização podem ser caracterizados como problemas em dois estágio ou multi-estágio.

Conforme descrevem Conejo, Carrion e Morales (2010), um problema de otimização que envolve um processo estocástico λ (representado por um conjunto de cenários λ_Ω) é considerado em dois estágios quando suas decisões são tomadas em dois momentos distintos. Considera-se dois vetores de variáveis de decisão: \mathbf{x} e \mathbf{y} , sendo que as decisões do vetor \mathbf{x} , conhecidas como decisões do primeiro estágio ou *here-and-now*, acontecem antes de serem conhecidos os valores do processo estocástico λ . Portanto, são decisões que não dependem da realização do processo estocástico λ . Já as decisões do vetor \mathbf{y} , conhecidas como decisões do segundo estágio ou *wait-and-see*, são tomadas após a realização do processo estocástico λ e dependem tanto das decisões já tomadas em \mathbf{x} quanto da realização λ_ω do processo estocástico λ . Como as decisões do vetor \mathbf{y} dependem das possíveis realizações do processo estocástico, elas são definidas para cada cenário ω considerado.

Na Figura 3.1, é exemplificada essa estrutura de tomada de decisão para um problema em dois estágios com cenários em árvore. Uma árvore de cenários compreende um conjunto de nós e ramificações, em que os nós representam as decisões a serem tomadas e as ramificações representam as possíveis realizações associadas a cada cenário. O primeiro nó, denominado nó raiz, corresponde ao início do horizonte de planejamento e às decisões de primeiro estágio. Já os nós conectados ao nó raiz representam as decisões do segundo estágio, sendo a quantidade de nós igual ao número de cenários considerados (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

Figura 3.1 – Estrutura de tomada de decisão para um problema dois estágios.



Fonte: adaptado de Conejo, Carrion e Morales (2010).

Para que todas essas decisões resultem em uma solução ótima, elas precisam ser definidas simultaneamente, resolvendo um único problema de otimização de modo que as relações entre as variáveis de decisão de primeiro e segundo estágio sejam devidamente consideradas. Nas equações de (3.4) a (3.7) é apresentada uma formulação matemática para o problema de programação linear estocástica em dois estágios (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

$$\text{Min}_{\mathbf{x}} z = \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \varepsilon \{Q(\omega)\} \quad (3.4)$$

sujeito a:

$$\mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{x} \in X \quad (3.6)$$

em que:

$$Q(\omega) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Min}_{\mathbf{y}(\omega)} \mathbf{q}(\omega)^\top \mathbf{y}(\omega) \\ \text{sujeito a: } \mathbf{T}(\omega)\mathbf{x} + \mathbf{W}(\omega)\mathbf{y}(\omega) = \mathbf{h}(\omega) \\ \mathbf{y}(\omega) \in Y \end{array} \right\}, \forall \omega \in \Omega. \quad (3.7)$$

Nestas equações, \mathbf{x} e $\mathbf{y}(\omega)$ são os vetores das variáveis de decisão do primeiro e segundo estágio, respectivamente, enquanto \mathbf{c} , $\mathbf{q}(\omega)$, \mathbf{b} , $\mathbf{h}(\omega)$, \mathbf{A} , $\mathbf{T}(\omega)$ e $\mathbf{W}(\omega)$ são vetores e matrizes conhecidos e de tamanho apropriado.

As equações de (3.8) a (3.11) apresentam uma formulação para o problema determinístico equivalente ao problema estocástico em dois estágios (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

$$\text{Min}_{\mathbf{x}, \mathbf{y}(\omega)} z = \mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \mathbf{q}(\omega)^\top \mathbf{y}(\omega) \quad (3.8)$$

sujeito a:

$$Ax = b \quad (3.9)$$

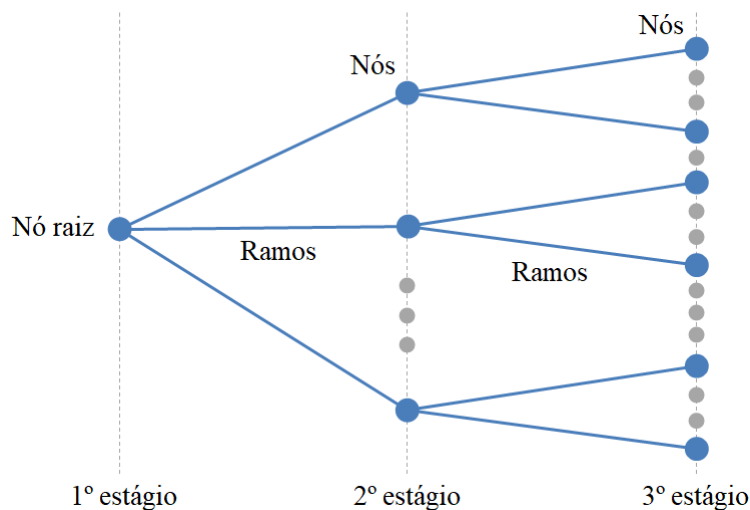
$$T(\omega)x + W(\omega)y(\omega) = h(\omega), \forall \omega \in \Omega \quad (3.10)$$

$$x \in X, y(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega. \quad (3.11)$$

Em alguns problemas, a formulação em dois estágios não é apropriada, sendo necessária uma estrutura de tomada de decisão com mais de dois estágios, caracterizando um problema de programação estocástica multi-estágio. Conejo, Carrion e Morales (2010) exemplificam o processo de resolução e a formulação neste contexto para um problema de r estágios. Na Figura 3.2 é ilustrada a estrutura de tomada de decisão para um problema multi-estágio e a seguir são descritos os passos de um processo de resolução deste problema:

1. Decisões x^1 são tomadas.
2. Processo estocástico λ^1 é realizado como $\lambda^1(\omega^1)$.
3. Decisões $x^2(x^1, \omega^1)$ são tomadas.
4. Processo estocástico λ^2 é realizado como $\lambda^2(\omega^2)$.
5. Decisões $x^3(x^1, \omega^1, x^2, \omega^2)$ são tomadas.
- ⋮
- ⋮
- 2r-2. Processo estocástico λ^{r-1} é realizado como $\lambda^{r-1}(\omega^{r-1})$.
- 2r-1. Decisões $x^r(x^1, \omega^1, \dots, x^{r-1}, \omega^{r-1})$ são tomadas.

Figura 3.2 – Estrutura de tomada de decisão para um problema multi-estágio.



Fonte: adaptado de Conejo, Carrion e Morales (2010).

Na Figura 3.2, seguindo a mesma lógica descrita para o problema em dois estágios, cada nó representa uma decisão nos diferentes estágios. No primeiro estágio tem-se um único nó, enquanto que no estágio r , a quantidade de nós corresponde ao número de cenários. Observa-se que se em um determinado cenário, as realizações dos processos estocásticos são idênticas até um estágio k , os valores das variáveis de decisão também devem ser idênticos até este estágio k . Logo, é necessário determinar restrições de não-antecipatividade que garantam essa condição. Ou seja, as decisões x^1 , no primeiro estágio, são independentes das realizações do processo estocástico. No segundo estágio, as decisões x^2 dependem das realizações do processo estocástico no primeiro estágio, $\boldsymbol{\lambda}^1$, mas são independentes das possíveis realizações futuras do processo estocástico, no caso $\{\boldsymbol{\lambda}^2, \dots, \boldsymbol{\lambda}^{r-1}\}$. Portanto, as decisões x^2 são decisões *wait-and-see* em relação a $\boldsymbol{\lambda}^1$ e decisões *here-and-now* em relação a $\{\boldsymbol{\lambda}^2, \dots, \boldsymbol{\lambda}^{r-1}\}$ (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

Nas equações de (3.12) a (3.17) é apresentada uma formulação matemática para o problema de programação linear estocástica multi-estágio (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010):

$$\text{Min}_{\mathbf{x}^1} z = \mathbf{c}^{1,\top} \mathbf{x}^1 + \varepsilon_{\omega^1} \{Q^1(\mathbf{x}^1, \omega^1)\} \quad (3.12)$$

sujeito a:

$$\mathbf{A}^1 \mathbf{x}^1 = \mathbf{b}^1 \quad (3.13)$$

$$\mathbf{x}^1 \in X^1, \quad (3.14)$$

em que:

$$Q^1(\mathbf{x}^1, \omega^1) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Min}_{\mathbf{x}^2(\omega^1)} \mathbf{c}^{2,\top}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \varepsilon_{\omega^2} \{Q^2(\mathbf{x}^1, \omega^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \omega^2)\} \\ \text{sujeito a: } \mathbf{T}^{1,1}(\omega^1) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{1,2}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) = \mathbf{h}^1(\omega^1) \\ \mathbf{x}^2(\omega^1) \in X^2 \end{array} \right\}, \forall \omega^1 \in \Omega^1, \quad (3.15)$$

em que:

$$Q^2(\mathbf{x}^1, \omega^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \omega^2) = \left\{ \begin{array}{l} \text{Min}_{\mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2)} \mathbf{c}^{3,\top}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) + \\ \varepsilon_{\omega^3} \{Q^3(\mathbf{x}^1, \omega^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \omega^2, \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2), \omega^3)\} \\ \text{sujeito a: } \mathbf{T}^{2,1}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{2,2}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \\ \mathbf{T}^{2,3}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) = \mathbf{h}^2(\omega^1, \omega^2) \\ \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) \in X^3 \end{array} \right\}, \forall \omega^1 \in \Omega^1, \forall \omega^2 \in \Omega^2, \quad (3.16)$$

...

$$\begin{aligned}
Q^{r-1}(\mathbf{x}^1, \omega^1, \dots, \omega^{r-1}) = & \left\{ \right. \\
& \text{Min}_{\mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1})} \mathbf{c}^{r,\top}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \\
& \text{sujeito a: } \mathbf{T}^{r-1,1}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \mathbf{x}^1 + \\
& \quad \mathbf{T}^{r-1,2}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \dots + \\
& \quad \mathbf{T}^{r-1,r}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) = \\
& \quad \mathbf{h}^{r-1}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \\
& \quad \left. \mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \in X^r \right\}, \\
& \forall \omega^1 \in \Omega^1, \dots, \forall \omega^{r-1} \in \Omega^{r-1}.
\end{aligned} \tag{3.17}$$

Já nas equações de (3.18) a (3.26) é apresentada uma formulação para o problema determinístico equivalente à formulação estocástica (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010):

$$\begin{aligned}
& \text{Min}_{\mathbf{x}^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \dots, \mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1})} \\
& z = \mathbf{c}^{1,\top} \mathbf{x}^1 + \\
& \quad \sum_{\omega^1 \in \Omega^1} \pi(\omega^1) \left(\mathbf{c}^{2,\top}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \right. \\
& \quad \sum_{\omega^2 \in \Omega^2} \pi(\omega^2) (\mathbf{c}^{3,\top}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2)) + \dots + \\
& \quad \left. \sum_{\omega^{r-1} \in \Omega^{r-1}} \pi(\omega^{r-1}) (\mathbf{c}^{r,\top}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1})) \right)
\end{aligned} \tag{3.18}$$

sujeito a:

$$\mathbf{A}^1 \mathbf{x}^1 = \mathbf{b}^1 \tag{3.19}$$

$$\mathbf{x}^1 \in X^1 \tag{3.20}$$

$$\mathbf{T}^{1,1}(\omega^1) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{1,2}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) = \mathbf{h}^1(\omega^1); \forall \omega^1 \in \Omega^1 \tag{3.21}$$

$$\mathbf{x}^2(\omega^1) \in X^2; \forall \omega^1 \in \Omega^1 \tag{3.22}$$

$$\begin{aligned}
& \mathbf{T}^{2,1}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{2,2}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \\
& \mathbf{T}^{2,3}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) = \mathbf{h}^2(\omega^1, \omega^2); \forall \omega^1 \in \Omega^1, \forall \omega^2 \in \Omega^2
\end{aligned} \tag{3.23}$$

$$\mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) \in X^3; \forall \omega^1 \in \Omega^1, \forall \omega^2 \in \Omega^2 \tag{3.24}$$

...

$$\begin{aligned}
& \mathbf{T}^{r-1,1}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1})\mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{r-1,2}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1})\mathbf{x}^2(\omega^1) + \dots + \\
& \quad \mathbf{T}^{r-1,r}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1})\mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) = \quad (3.25) \\
& = \mathbf{h}^{r-1}(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}); \forall \omega^1 \in \Omega^1, \dots, \forall \omega^{r-1} \in \Omega^{r-1}
\end{aligned}$$

$$\mathbf{x}^r(\omega^1, \dots, \omega^{r-1}) \in X^r; \forall \omega^1 \in \Omega^1, \dots, \forall \omega^{r-1} \in \Omega^{r-1}. \quad (3.26)$$

Este trabalho visa uma abordagem alternativa para o problema multi-estágio e propõe modelos de aquisição de energia com formulações estocásticas que envolvem dinâmicas de solução com múltiplos problemas em dois estágios de forma interligada. Antecipando o que será discutido no Capítulo 5, afim de correlacionar as variáveis aqui apresentadas com as variáveis do problema do consumidor presentes nos modelos de otimização propostos, destaca-se que o vetor de variáveis de primeiro estágio (vetor \mathbf{x}) está relacionado às variáveis de decisão dos mercados de médio-prazo (variáveis p_{fjl}^F e p_{bl}^B , relacionadas à aquisição de energia nos mercados de futuros e bilateral, respectivamente), enquanto que o vetor de variáveis de segundo estágio (vetor $\mathbf{y}(\omega)$) corresponde às variáveis de decisão dos mercados de curto-prazo (variáveis $e_{tl\omega}^P$ e $e_{ntl\omega}^S$, relacionadas aos blocos de energia negociados no mercado *pool* e na autoprodução, respectivamente).

3.4 Gerenciamento do Risco

Conforme já discutido, o problema de planejamento da aquisição de energia do consumidor apresenta incertezas e os dados podem ser modelados como processos estocásticos. Assim, o custo da aquisição torna-se uma variável aleatória a ser minimizada considerando todas as possíveis realizações desses processos estocásticos. Nesse processo de minimização, geralmente é considerado o valor esperado da variável aleatória e a solução ótima encontrada pode resultar em custos economicamente inviáveis para o consumidor em alguns cenários. Portanto, gerenciar o risco de ocorrer custos indesejáveis torna-se uma questão importante na formulação de modelos de programação estocástica.

Conejo, Carrion e Morales (2010) afirmam que a maneira mais comum de gerenciar riscos é considerar na formulação uma medida de risco associada a distribuição da variável aleatória. Assim, podem-se comparar diferentes decisões em termos dessa medida visando administrar a exposição do agente aos resultados indesejáveis dos piores cenários. Os autores apresentam medidas utilizadas em problemas de programação estocástica relacionados a mercados de eletricidade: variância; probabilidade de perda; perda esperada; valor em risco (VaR³) e valor condicional em risco (CVaR⁴). Em Conejo, Carrion e Morales (2010), os

³ Do inglês Value at Risk.

⁴ Do inglês Conditional Value at Risk.

autores concluem que a métrica mais indicada para esses problemas é o CVaR, conforme justificativas brevemente descritas a seguir.

O uso da variância como medida de risco, proposto por [Markowitz \(1959\)](#), possibilita medir a dispersão da variável aleatória e ao ser incluída em um problema estocástico, reduz a probabilidade de obter um lucro ou custo diferente do esperado. No entanto, sua desvantagem é que ao penalizar os piores cenários, também penaliza os melhores, ou seja, também penaliza os cenários que apresentam custo inferiores ao custo esperado.

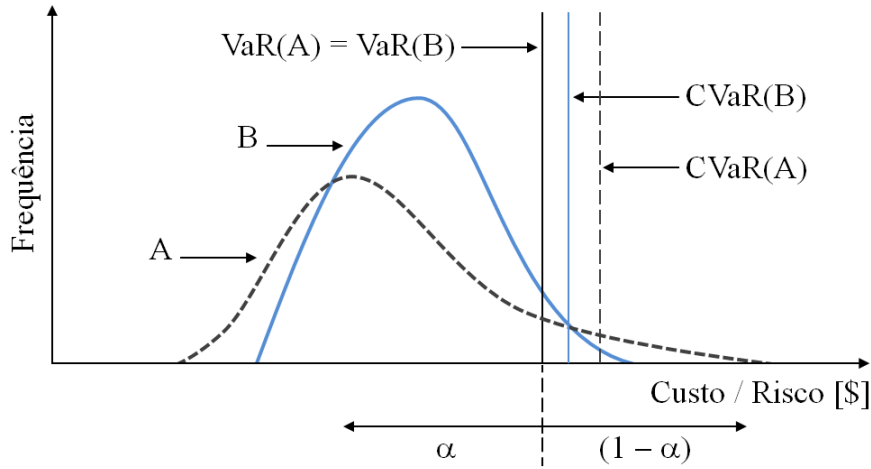
A métrica probabilidade de perda caracteriza o risco por meio da probabilidade da variável aleatória ser menor (ou maior) que um determinado valor-alvo, enquanto que a perda esperada considera o valor esperado da variável aleatória nos cenários em que seu valor ultrapassa o valor-alvo. A desvantagem dessas medidas é a necessidade de se especificar um valor-alvo e não serem medidas de risco coerentes. Definições quanto a coerência de uma medida de risco são discutidas por [Artzner et al. \(1999\)](#).

Já as medidas de risco VaR e CVaR não precisam da definição de um valor-alvo, e sim, da definição de um grau de confiança α para analisar os possíveis valores da variável aleatória nos piores cenários. Estas métricas avaliam as informações do percentil $(1 - \alpha)$ dos piores cenários na distribuição de probabilidade da variável aleatória. Em problemas que minimizam custo, como no problema abordado nesta tese, o percentil $(1 - \alpha)$ avaliado corresponde à cauda superior da curva de distribuição dos custos. Nesses casos, a métrica VaR define o valor mínimo do custo no percentil $(1 - \alpha)$ dos piores cenários, enquanto que o CVaR define o valor esperado do custo nesses piores cenários (acima do VaR) ([ARTZNER et al., 1999](#); [CONEJO](#); [CARRION](#); [MORALES, 2010](#)).

Neste trabalho, adotou-se o CVaR como métrica, pois apresenta vantagens em relação ao VaR, pois o CVaR é uma medida de risco coerente e sensível ao tamanho da cauda (a valores extremos dos piores cenários) ([ALEXANDER](#); [COLEMAN](#); [LI, 2006](#)). Logo, considera-se uma medida de risco adequada para problemas relacionados aos mercados de eletricidade ([CONEJO](#); [CARRION](#); [MORALES, 2010](#)).

A Figura 3.3 ilustra esses conceitos das métricas VaR e CVaR, destacando a sensibilidade do CVaR em relação a cenários extremos. Esboçam-se duas distribuições fictícias do custo de aquisição de energia, em que a distribuição A contém cenários de custos mais extremos em relação à distribuição B. Visa-se ilustrar distribuições que apresentem valores de VaR idênticos ($VaR(A) = VaR(B)$) e de CVaR distintos ($CVaR(A) > CVaR(B)$). Nota-se a maior eficiência da medida de risco CVaR na identificação de distribuições com cenários mais arriscados para o consumidor, no caso, a distribuição A.

Figura 3.3 – Medidas de risco VaR e CVaR.



Fonte: autoria própria.

Nas equações (3.27) a (3.32) é apresentada uma formulação para que seja incluída a métrica CVaR no problema de otimização em dois estágios, já definido em (3.8) a (3.11). Esta formulação é apresentada de forma similar por Conejo, Carrion e Morales (2010) para um problema que visa maximizar o lucro. Na formulação aqui apresentada, foram realizadas as devidas adaptações para o problema do consumidor, que visa minimizar o custo da aquisição de energia nos mercados de eletricidade.

$$\begin{aligned} \text{Min}_{\mathbf{x}, \mathbf{y}(\omega), \zeta, \eta(\omega)} z = (1 - \beta) \left(\mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \mathbf{q}(\omega)^\top \mathbf{y}(\omega) \right) + \\ \beta \left(\zeta + \frac{1}{(1 - \alpha)} \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \eta(\omega) \right) \end{aligned} \quad (3.27)$$

sujeito a:

$$\mathbf{A}\mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (3.28)$$

$$\mathbf{T}(\omega)\mathbf{x} + \mathbf{W}(\omega)\mathbf{y}(\omega) = \mathbf{h}(\omega), \forall \omega \in \Omega \quad (3.29)$$

$$\left(\mathbf{c}^\top \mathbf{x} + \mathbf{q}(\omega)^\top \mathbf{y}(\omega) \right) - \zeta \leq \eta(\omega), \forall \omega \in \Omega \quad (3.30)$$

$$\eta(\omega) \geq 0, \forall \omega \in \Omega \quad (3.31)$$

$$\mathbf{x} \in X, \mathbf{y}(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega. \quad (3.32)$$

Onde α é o grau de confiança e β é o fator de ponderação relativo à aversão ao risco. ζ é uma variável auxiliar que corresponde ao VaR para o percentil $(1 - \alpha)$ dos piores cenários de custo e $\eta(\omega)$ é uma variável contínua não negativa que corresponde ao custo excedente ao valor da variável ζ no cenário ω . Os demais elementos da formulação já

foram definidos anteriormente: \mathbf{x} e $\mathbf{y}(\omega)$ são os vetores das variáveis de decisão do primeiro e segundo estágio, respectivamente; \mathbf{c} , $\mathbf{q}(\omega)$, \mathbf{b} , $\mathbf{h}(\omega)$, \mathbf{A} , $\mathbf{T}(\omega)$ e $\mathbf{W}(\omega)$ são vetores e matrizes conhecidos e de tamanho apropriado.

4 Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos

O principal objetivo desta tese consiste em propor abordagens para o planejamento da aquisição de energia de um grande consumidor no mercado hidrotérmico. Ao tomar decisões de aquisição num ambiente predominantemente hidrotérmico, o grande consumidor necessita de boas informações relacionadas aos preços futuros da energia. Nesses ambientes, as incertezas nos preços da energia no mercado de curto-prazo são provenientes, principalmente, das incertezas das vazões afluentes futuras nos reservatórios.

Encontram-se na literatura, trabalhos que abordam o problema de aquisição de energia. Porém, nos trabalhos referenciados não são consideradas as questões hidrológicas, tampouco são correlacionadas as incertezas nos preços da energia com as incertezas nas vazões afluentes. Neste sentido, visa-se aqui incorporar as características de um sistema hidrotérmico ao problema de aquisição de energia através da proposição de um Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos (MELCPSH), baseado no problema de planejamento da operação.

Neste capítulo, são apresentadas a nomenclatura utilizada, na Seção 4.1, a descrição do problema, na Seção 4.2, a modelagem do sistema hidrotérmico, na Seção 4.3 e por fim, na Seção 4.4, a formulação do MELCPSH.

4.1 Nomenclatura

Índices e conjuntos

h, H Unidades hidrelétricas.

k, M_r Hidrelétricas a montante de r .

l, L Níveis de carregamento.

r, R Reservatórios.

t, T Períodos.

U_r Unidades hidrelétricas do reservatório r .

ω, Ω Cenários de afluências incrementais.

Parâmetros

- A_t Coeficiente associado ao termo quadrático da curva de custo da termelétrica equivalente no período t .
- B_t Coeficiente associado ao termo linear da curva de custo da termelétrica equivalente no período t .
- C_t Coeficiente associado ao termo independente da curva de custo da termelétrica equivalente no período t .
- E_r Evaporação no reservatório r .
- P_{tl}^D Potência demandada no período t e nível de carregamento l .
- \bar{P} Limite superior da potência da termelétrica equivalente.
- \underline{P} Limite inferior da potência da termelétrica equivalente.
- \bar{P}_h^H Limite superior da potência de saída da unidade hidrelétrica h .
- \underline{P}_h^H Limite inferior da potência de saída da unidade hidrelétrica h .
- \bar{Q}_h Limite superior da vazão turbinada da unidade hidrelétrica h .
- \underline{Q}_h Limite inferior da vazão turbinada da unidade hidrelétrica h .
- \bar{U}_r Limite superior da vazão defluente do reservatório r .
- \underline{U}_r Limite inferior da vazão defluente do reservatório r .
- \bar{X}_r Limite superior do volume do reservatório r .
- \underline{X}_r Limite inferior do volume do reservatório r .
- X_r^0 Volume inicial no reservatório r .
- X_r^F Meta de volume mínimo final no reservatório r .
- $Y_{rt\omega}$ Afluência incremental estocástica no reservatório r , no período t e no cenário ω .
- δ_l Quantidade de horas semanais do nível de carregamento l .
- γ_l Fator de conversão para volume das vazões semanais para o nível de carregamento l .
- κ_h Coeficiente de produtibilidade da unidade hidrelétrica h .
- π_ω Probabilidade de ocorrência do cenário ω .

Variáveis de decisão

- $p_{htl\omega}^H$ Potência despachada na unidade hidrelétrica h , no período t , nível de carregamento l e cenário ω .
- $p_{tl\omega}^T$ Potência termelétrica despachada no período t , nível de carregamento l e cenário ω .
- $q_{htl\omega}$ Vazão turbinada na unidade hidrelétrica h , no período t , nível de carregamento l e cenário ω .
- $u_{rtl\omega}$ Vazão defluente do reservatório r , no período t , nível de carregamento l e cenário ω .
- $v_{rtl\omega}$ Vazão vertida no reservatório r , no período t , nível de carregamento l e cenário ω .
- $x_{rt\omega}$ Volume no reservatório r , no período t e cenário ω .

4.2 Descrição do Problema

Um modelo para estimação de cenários de preços para um sistema hidrotérmico deve ser capaz de representar as complexas correlações entre as incertezas nos preços, as afluências futuras incertas e a demanda em cada período. Para isso, propõe-se que o MELCPSH seja baseado em simulações do problema de planejamento de médio-prazo da operação hidrotérmica, tais como apresentado por [Helseth, Mo e Warland \(2010\)](#), [Cerisola, Latorre e Ramos \(2012\)](#), [Martins, Azevedo e Soares \(2014\)](#). Aborda-se esse problema de planejamento para que a estimação de preços futuros do mercado *pool* seja em função da demanda e das incertezas nas afluências incrementais do sistema.

O objetivo do planejamento energético consiste em calcular uma política de operação econômica e confiável, resultando em decisões de despacho de geração e de operação hidráulica dos reservatórios que procurem minimizar os custos da operação em um determinado horizonte de planejamento, garantindo o atendimento da demanda. Trata-se de um problema que envolve a modelagem dos sistemas de geração, transmissão e distribuição. Devido a sua complexidade, o problema é geralmente reformulado por meio de uma cadeia de modelos que envolve os planejamentos de: longo-prazo (com horizonte de alguns anos à frente) ([PEREIRA, 1985](#)), médio-prazo (com horizontes de vários meses a um ou dois anos) ([ZAMBELLI et al., 2011](#)) e curto-prazo (com horizontes de dias ou semanas) ([OLIVEIRA; SOARES; NEPOMUCENO, 2005](#)).

Neste trabalho, considera-se o planejamento de médio-prazo, que consiste em uma relação de comprometimento dinâmico entre o custo de operação atual e futuro. A decisão de diminuir o custo de operação corresponde a minimizar a complementação da geração termelétrica. Porém, como os recursos hídricos são finitos, a decisão de utilização de muita água em determinados períodos pode provocar grande complementação termelétrica

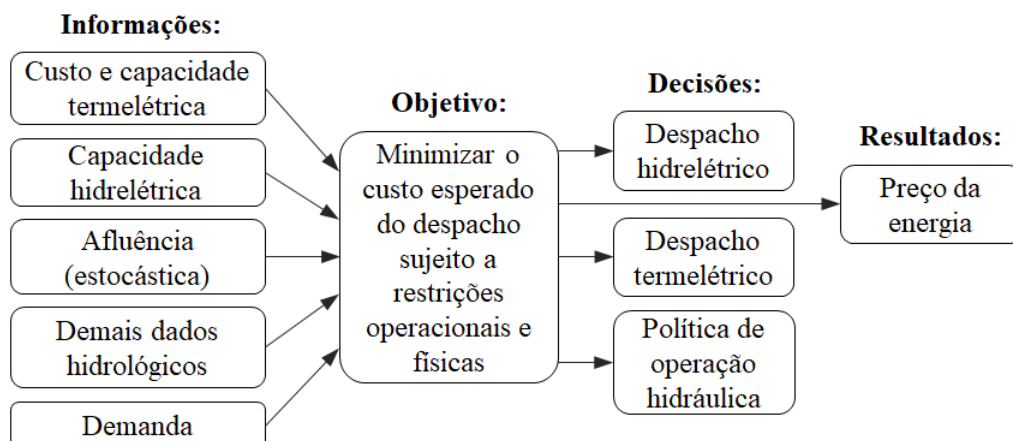
no futuro, implicando em custos operacionais futuros ainda mais altos. Já a decisão de armazenar muita água pode implicar em vertimentos no futuro, o que configura desperdício de energia. Esse problema surge devido, principalmente, às incertezas das afluências nas bacias hidrográficas do sistema hidrotérmico (HELSETH; MO; WARLAND, 2010).

Além da definição do despacho e da operação hidráulica, esse problema também permite calcular os custos marginais de operação do sistema, valores que podem ser interpretados como os preços da energia, como feito em Zambelli et al. (2011), Silva et al. (2012), Martins, Azevedo e Soares (2014) e Nepomuceno et al. (2015). Este é o motivo desta tese abordar o problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos, visando estimar os possíveis cenários de preços a serem utilizados nas abordagens propostas para a aquisição de energia, apresentadas no Capítulo 5.

Tendo em vista as características apresentadas, adotou-se uma modelagem estocástica para o MELCPSH. Neste tipo de abordagem, uma difícil tarefa é representar adequadamente as possíveis realizações das afluências futuras por meio de cenários. Um método muito utilizado consiste em considerar séries sintéticas geradas a partir de séries históricas, por meio de técnicas de geração e redução de cenários. Porém, as séries sintéticas geradas precisam representar todas as correlações presentes no sistema. Uma alternativa, consiste na utilização das próprias séries históricas como cenários (i.e., os leques de cenários) (HELSETH; MO; WARLAND, 2010). No modelo aqui proposto, utilizou-se leques de cenários para a representação da estocasticidade nas vazões afluentes, pois Helseth, Mo e Warland (2010) afirmam que os leques de cenários representaram de forma mais adequada as correlações espaciais e temporais presentes em sistemas hidrotérmicos.

O MELCPSH visa minimizar o custo esperado de geração de um sistema hidrotérmico em um horizonte de médio-prazo, considerando as informações de geração, os dados hidrológicos do sistema, a estocasticidade nas afluências futuras e a demanda em cada período de planejamento. Na Figura 4.1 é apresentada uma visão geral deste problema.

Figura 4.1 – Visão Esquemática Geral do Problema.



Fonte: autoria própria.

Nota-se na Figura 4.1, que a solução do MELCPSH resulta na operação das termelétricas e hidrelétricas, na operação hidráulica do sistema e nos preços da energia, principal aspecto para este trabalho. Modelou-se esse problema de forma que as decisões de planejamento a serem tomadas são dependentes das possíveis realizações dos cenários, logo, os custos marginais de operação (preços futuros da energia que se deseja calcular) também são dependentes dos cenários, permitindo assim, obter os leques de cenários de preços a serem utilizados no problema de aquisição de energia. Esses preços possuem intrinsecamente uma correlação com a estocasticidade das afluições e também com as demandas em cada período. Assim, os leques de cenários refletem de forma bastante representativa o comportamento dos preços em um ambiente de mercado hidrotérmico.

4.3 Modelagem do Sistema Hidrotérmico

Nesta seção são descritos os sistemas de geração e as formulações adotadas no MELCPSH. As Seções 4.3.1 e 4.3.2 descrevem o funcionamento e a modelagem matemática adotada para a geração hidrelétrica e termelétrica, respectivamente.

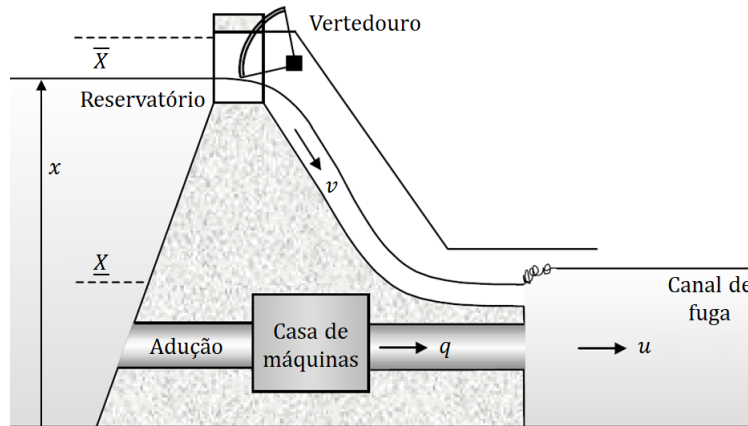
4.3.1 Modelagem da Geração Hidrelétrica

A geração hidrelétrica consiste em um processo de transformação da energia potencial hidráulica em energia elétrica. Neste processo, represam-se os volumes de água dos reservatórios para obter energia potencial hidráulica. Essa energia é convertida em energia cinética através da condução da água em tubulações até a casa de máquinas, onde a água é utilizada para girar as pás das turbinas. Geradores conectados às turbinas convertem a energia cinética em energia elétrica. Após passar pelas turbinas, a água retorna ao manancial hídrico através do canal de fuga da usina. Outra forma de se retirar água do reservatório, caso necessário, é através do vertedouro (CICOGNA, 1999).

A Figura 4.2 apresenta um diagrama esquemático de uma hidrelétrica e as principais variáveis que compõem o modelo matemático geralmente adotado para a sua representação em problemas de planejamento. Na figura, x , \bar{X} e \underline{X} representam, respectivamente, o volume do reservatório e seus limites operativos máximo e mínimo. As vazões defluente, turbinada e vertida são representadas por u , q e v , respectivamente.

Outra variável essencial ao problema é a vazão afluyente ao reservatório, através do manancial hídrico e da área de drenagem da bacia hidrográfica. Esta vazão é classificada em dois tipos: natural e incremental. A vazão afluyente natural é a vazão total que passa por uma seção transversal do manancial, considerando-se todas as descargas hidráulicas a montante desta seção. A vazão afluyente incremental é aquela que adentra ao manancial devido à área de drenagem a montante da seção considerada (CICOGNA, 1999).

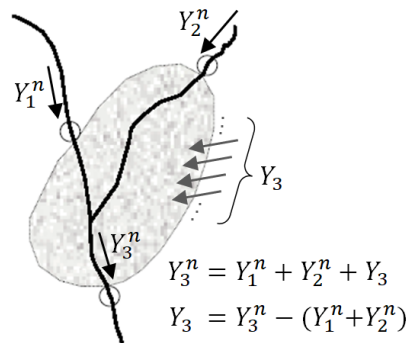
Figura 4.2 – Diagrama esquemático de uma usina hidrelétrica.



Fonte: adaptado de Cicogna (1999).

As medições em campo determinam as vazões naturais, a partir das quais, é possível determinar as vazões incrementais aos reservatórios, conforme ilustra a Figura 4.3.

Figura 4.3 – Vazões naturais e incrementais.



Fonte: adaptado de Cicogna (1999).

Nota-se na Figura 4.3 que a vazão natural da seção 3, Y_3^n , é composta pela soma das vazões naturais das seções 1 e 2, Y_1^n e Y_2^n , e da vazão incremental criada pela área de drenagem a montante da seção 3, Y_3 . Logo, medindo-se as vazões naturais nas seções 1, 2 e 3 (Y_1^n , Y_2^n e Y_3^n), calcula-se a vazão incremental à montante da seção 3 (Y_3) subtraindo desta, as vazões naturais das seções 1 e 2. Neste sentido, pode-se calcular a vazão incremental de um reservatório r sabendo as vazões naturais dos reservatórios da sua bacia hidrográfica, como em (4.1), onde M_r é conjunto de hidrelétricas imediatamente a montantes de r .

$$Y_r = Y_r^n - \sum_{k \in M_r} Y_k^n, \forall r \in R. \quad (4.1)$$

Destacam-se também mais dois fatores fundamentais para modelar esse processo de transformação de energia: a função de produção hidráulica e o balanço de água nos reservatórios de uma bacia hidrográfica. Em um determinado período t do horizonte de planejamento, a função de produção de uma unidade hidrelétrica h em um reservatório r , $h \in U_r$, determina a potência elétrica p_{ht}^H que é gerada no aproveitamento da energia

potencial da água. A potência gerada depende da produtibilidade específica da unidade hidrelétrica, K_h , da vazão turbinada pela unidade no período, q_{ht} , e da altura de queda líquida da usina no período, h_{rt} (HIDALGO et al., 2010), conforme mostrado em (4.2):

$$p_{ht}^H = K_h q_{ht} h_{rt}, \forall r \in R, \forall h \in U_r, \forall t \in T, \quad (4.2)$$

em que a constante K_h é dada por:

$$K_h = \rho g \eta_h, \forall h \in H, \quad (4.3)$$

sendo que ρ é o peso específico da água, g é a aceleração da gravidade e η_h é o rendimento do conjunto turbina-gerador da unidade de geração h . Valores de K_h para as usinas do setor elétrico brasileiro estão disponíveis em Cicogna (2008).

Em modelos de planejamento energético de médio-prazo, considera-se suficientemente preciso para definir a função de produção de uma unidade hidrelétrica, a adoção de uma altura de queda líquida média H_r , de modo que $h_{rt} = H_r, \forall t \in T$ (HELSETH; MO; WARLAND, 2010). Valores da altura de queda líquida média, H_r , de cada usina também estão disponíveis em Cicogna (2008). Considerando-se a produtibilidade específica, K_h , e adotando a altura de queda líquida constante, H_r , é possível definir um coeficiente de produtibilidade para cada unidade $h \in U_r$, dado por κ_h e descrito em (4.4). Nesse caso, a função de produção hidráulica de uma unidade h pode ser expressa como uma função linear da vazão turbinada, conforme mostrado em (4.5).

$$\kappa_h = K_h H_r, \forall r \in R, h \in U_r. \quad (4.4)$$

$$p_{ht}^H = \kappa_h q_{ht}, \forall h \in U_r, \forall t \in T, \forall r \in R. \quad (4.5)$$

Representações mais detalhadas, em que as alturas de queda líquida são tratadas de forma mais precisa (i.e., como funções matemáticas dos volumes dos reservatórios, vazões turbinadas e defluências) também já foram propostas, como em (ZAMBELLI et al., 2011).

No que diz respeito ao balanço de água, este é definido para cada período do problema de planejamento energético com base no volume de água no reservatório e em suas vazões afluentes e defluentes, conforme mostrado em (4.6) e (4.7). Nestas restrições, o volume de água no reservatório $r \in R$ em um determinado período t (x_{rt}) corresponde ao volume existente neste reservatório no período anterior ($x_{r(t-1)}$) somado aos volumes correspondentes às suas vazões afluente incremental (Y_{rt}) e defluente das usinas k imediatamente a montante de r (u_{kt}) no período t , subtraídos os volumes relativos à sua vazão defluente (u_{rt}) e à evaporação do reservatório (EV_r) no período t . O coeficiente γ é o fator de conversão de vazão para volume no período t correspondente.

$$x_{rt} = x_{r(t-1)} + \left(Y_{rt} + \sum_{k \in M_r} u_{kt} - u_{rt} - EV_r \right) \gamma, \forall r \in R, \forall t \in T - \{1\}, \quad (4.6)$$

$$x_{rt} = X_r^0 + (Y_{rt} + \sum_{k \in M_r} u_{kt} - u_{rt} - EV_r)\gamma, \forall r \in R, t = 1, \quad (4.7)$$

em que X_r^0 é o volume do reservatório r no período inicial de planejamento ($t = 1$).

Já a vazão defluente do reservatório r no período t , u_{rt} , corresponde à soma da sua vazão vertida (v_{rt}) no período t com as vazões turbinadas (q_{ht}) de cada unidade de geração hidrelétrica h pertencente ao reservatório no período t , conforme em (4.8):

$$u_{rt} = \sum_{h \in U_r} q_{ht} + v_{rt}, \forall r \in R, \forall t \in T. \quad (4.8)$$

No balanço de água, as vazões afluentes incrementais (Y_{rt}) são a principal fonte de incertezas para a tomada de decisão em problema de planejamento da operação hidrotérmica. Essas incertezas, associadas às restrições operacionais dos reservatórios, demandam preocupação do operador do sistema quanto às consequências a médio-prazo de suas decisões operacionais no presente (ZAMBELLI et al., 2011). Pode-se identificar na literatura, pelo menos três abordagens propostas para o tratamento das incertezas nas vazões afluentes, as quais demandam também formulações específicas para os modelos de planejamento energético. Na primeira abordagem, utilizada por Pereira (1985) e Pereira e Pinto (1983), as incertezas são tratadas por meio da otimização estocástica multi-estágio, em que são utilizadas árvores de cenários obtidas por meio de técnicas de geração e redução de cenários sintéticos. Nesta abordagem, formula-se o planejamento da operação como um problema de otimização dinâmica dual, o que resulta em um problema de otimização dinâmica estocástica dual multi-estágio.

Uma segunda abordagem, descrita por Zambelli et al. (2011), trata as incertezas nas afluências por meio da técnica de controle preditivo adaptativo. Nesta abordagem, as decisões são calculadas por um procedimento que envolve três passos básicos: no primeiro passo, as vazões afluentes são previstas para um horizonte limitado. No segundo passo, um modelo de planejamento não linear determinístico é resolvido, utilizando as vazões do primeiro passo. Por último, as decisões calculadas pelo modelo de planejamento determinístico são simuladas (utiliza-se um simulador que representa detalhadamente a natureza não linear das variáveis hidráulicas), atualizando os níveis de armazenamento dos reservatórios e resolvendo o modelo de planejamento novamente, se necessário. Assim, o esquema resultante integra os processos de previsão-otimização-atualização que são executados em um movimento sequencial para frente (*rolling window*), até o fim do horizonte de planejamento. Por não utilizar cenários e resolver problemas de otimização determinísticos, esta abordagem é computacionalmente menos intensiva, o que facilita uma melhor representação das não linearidades.

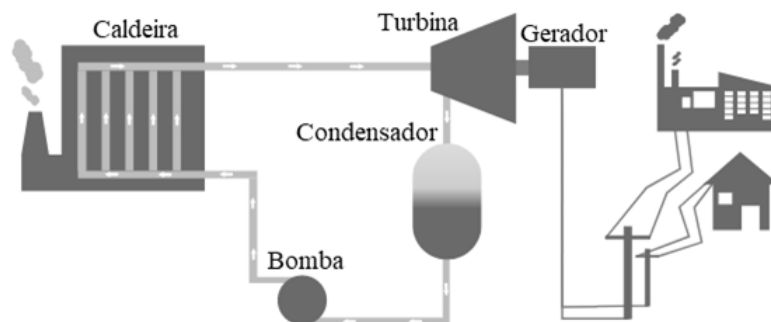
A terceira abordagem, descrita por Helseth, Mo e Warland (2010), trata as incertezas por meio de otimização estocástica, porém ao invés da utilização de séries sintéticas de

vazões afluentes, como em [Pereira \(1985\)](#) e [Pereira e Pinto \(1983\)](#), esta abordagem utiliza um conjunto de cenários que correspondem aos próprios registros históricos (leques de cenários). Além disso, ao invés da formulação multi-estágio, o problema é formulado como uma sequência de problemas em dois estágios, os quais são resolvidos também por meio de um movimento sequencial para frente (*rolling window*), até o fim do horizonte de planejamento. A abordagem é denominada pelos autores de simulador de leques de cenários. Uma deficiência em [Helseth, Mo e Warland \(2010\)](#) é a sua formulação por meio de reservatórios equivalentes em cada área, desprezando as restrições relacionadas aos limites operativos de cada reservatório individual. Neste trabalho, adota-se esta terceira linha para o tratamento das vazões afluentes, ou seja, otimização estocástica e leques de cenários constituídos por séries históricas observadas. Adicionalmente, considera-se as restrições de cada reservatório e de cada unidade hidrelétrica.

4.3.2 Modelagem da Geração Termelétrica

A geração termelétrica tem sido amplamente utilizada e consiste na transformação da energia térmica em energia elétrica. Basicamente, o processo de geração de energia em uma termelétrica envolve a queima de um combustível para gerar energia térmica, que por sua vez, aquece um fluido, por exemplo a água, produzindo vapor que movimenta uma turbina acoplada a um gerador de energia elétrica. A Figura 4.4 ilustra esse processo.

Figura 4.4 – Diagrama esquemático simplificado de uma termelétrica.



Fonte: adaptado de [IEMA \(2016\)](#).

Em função do tipo de análise e do horizonte de planejamento, a modelagem de um sistema de geração termelétrica pode considerar diferentes fatores como tipo de combustível, restrições de geração mínima e máxima, tempo de ligamento e de desligamento, rampa de carga, eficiência, indisponibilidade etc. ([ARROYO; CONEJO, 2002](#)). Na modelagem do planejamento da operação de médio-prazo, geralmente são considerados apenas os custos de produção e as restrições de limite de geração mínima e máxima ([HELSETH; MO; WARLAND, 2010](#); [ZAMBELLI et al., 2011](#)). Portanto, são estes os aspectos adotados neste trabalho para a representação da geração termelétrica.

O custo da geração termelétrica geralmente é modelado como uma função quadrática estimada a partir de dados de taxa de aquecimento das unidades termelétricas (EL-HAWARY; CHRISTENSEN, 1979). Esta é a função a ser minimizada no problema de planejamento da operação do sistema hidrotérmico.

Embora a literatura indique a função de custo das termelétricas como quadrática, a metodologia adotada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) consiste em considerar o custo das termelétricas como uma função linear, definida pelo Custo Variável Unitário (CVU) específico de cada usina (ONS, 2018).

Propõe-se utilizar uma função quadrática para modelar o custo da geração termelétrica agregando todas as unidades termelétricas disponíveis no sistema em uma única termelétrica equivalente, conforme expresso em (4.9):

$$\text{Custo} = \delta \sum_{t \in T} \left(A_t (p_t^T)^2 + B_t p_t^T + C_t \right), \quad (4.9)$$

em que A_t , B_t e C_t são os coeficientes da curva de custo da termelétrica equivalente e δ corresponde à quantidade de horas do período.

Nota-se que o custo de geração desta termelétrica equivalente é modelada de forma que possibilita a definição de uma curva de custo para cada período, tendo em vista que os custos de cada termelétrica podem variar no horizonte de planejamento em função da oscilação nos preços dos combustíveis.

4.4 Formulação Proposta

Apresenta-se nesta seção a formulação do Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos (MELCPSH). O modelo tem como objetivo minimizar os custos da complementação termelétrica, descrita em (4.10), sujeita às restrições descritas em (4.11)–(4.22).

$$\text{Min} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \sum_{t \in T} \sum_{l \in L} \delta_l \left(A_t (p_{tl\omega}^T)^2 + B_t p_{tl\omega}^T + C_t \right) \quad (4.10)$$

sujeito a:

$$p_{tl\omega}^T + \sum_{h \in H} p_{htl\omega}^H = P_{il}^D, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.11)$$

$$p_{htl\omega}^H = \kappa_h q_{htl\omega}, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.12)$$

$$u_{rtl\omega} = \sum_{h \in U_r} q_{htl\omega} + v_{rtl\omega}, \forall r \in R, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.13)$$

$$x_{r1\omega} = X_r^0 + \sum_{l \in L} \left(Y_{r1\omega} + \sum_{k \in M_r} u_{k1l\omega} - u_{r1l\omega} - E_r \right) \gamma_l, \forall r \in R, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.14)$$

$$x_{rt\omega} = x_{r(t-1)\omega} + \sum_{l \in L} \left(Y_{rt\omega} + \sum_{k \in M_r} u_{klt\omega} - u_{rtl\omega} - E_r \right) \gamma_l, \forall r \in R, \quad (4.15)$$

$$\forall t \in T - \{1\}, \forall \omega \in \Omega;$$

$$x_{r|T|\omega} \geq X_r^F, \forall r \in R, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.16)$$

$$\underline{X}_r \leq x_{rt\omega} \leq \overline{X}_r, \forall r \in R, \forall t \in T, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.17)$$

$$\underline{U}_r \leq u_{rtl\omega} \leq \overline{U}_r, \forall r \in R, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.18)$$

$$\underline{Q}_h \leq q_{htl\omega} \leq \overline{Q}_h, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.19)$$

$$v_{rtl\omega} \geq 0, \forall r \in R, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.20)$$

$$\underline{P}_h^H \leq p_{htl\omega}^H \leq \overline{P}_h^H, \forall h \in H, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (4.21)$$

$$\underline{P} \leq p_{tl\omega}^T \leq \overline{P}, \forall t \in T, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (4.22)$$

Neste tipo de planejamento, geralmente o custo da operação do sistema hidrotérmico está associado ao combustível das termelétricas, desconsiderando os custos das hidrelétricas (ZAMBELLI et al., 2011). Logo, o custo da operação do sistema foi modelado como o custo da complementação termelétrica em todo o horizonte de planejamento. A função objetivo, expressa em (4.10), minimiza a esperança matemática deste custo em função da potência termelétrica despachada, $p_{tl\omega}^T$, para todo período t , todo nível de carregamento l e todo cenário ω . A_t , B_t e C_t são os coeficientes da curva de custo da termelétrica equivalente descrita na Seção 4.3.2. O termo δ_l expressa a duração, em horas, de cada nível de carregamento l em todos os períodos, transformando o custo horário no custo equivalente à duração do período; e π_ω determina a probabilidade de ocorrência do cenário ω . Os níveis de carregamento l são definidos em função do horário, como por exemplo, a classificação adotada pela CCEE (2020), que utiliza três patamares de carga: leve, média e pesada.

As restrições (4.11) formam o balanço de potência que consiste em definir o despacho termelétrico ($p_{tl\omega}^T$) e hidrelétrico ($p_{htl\omega}^H$) de forma que atenda a potência demandada (P_{tl}^D) em cada período t , nível de carregamento l e cenário ω . Os multiplicadores de Lagrange associados a estas restrições, $\lambda_{tl\omega}$, definem os preços da energia em cada período, nível de carregamento e cenário de afluência (MARTINS; AZEVEDO; SOARES, 2014; SILVA et al.,

2012; NEPOMUCENO et al., 2015). Estas informações são fundamentais para a geração dos leques cenários de preços da energia, definidos pelos conjuntos $\lambda(\omega) = \{\lambda_{tl\omega} | t \in T, l \in L\}$.

As restrições em (4.12) definem a função de produção das unidades hidrelétricas $h \in H$ em função da vazão turbinada, $q_{htl\omega}$. O balanço de água nos reservatórios do sistema é definido pelas restrições de (4.13)–(4.16), sendo que as vazões defluentes dos reservatórios são definidas em (4.13); os volumes nos reservatórios são restritos por (4.14) e (4.15), considerando a situação inicial, X_r^0 ; e as restrições (4.16) garantem que ao final do horizonte de planejamento o volume no reservatório seja maior ou igual à meta previamente definida, X_r^F . Nas restrições (4.14) e (4.15), as variáveis $Y_{rt\omega}$ representam a estocasticidade natural das afluições incrementais e são os leques de cenários construídos a partir de séries históricas de afluições observadas em cada reservatório r . Cada série representa uma possível realização do cenário $\omega \in \Omega$. Os limites operacionais dos reservatórios, das unidades hidrelétricas e da termelétrica equivalente são definidos em (4.17)–(4.22).

5 Abordagens para Aquisição de Energia em Sistemas Hidrotérmicos

O objetivo deste capítulo é discutir o problema de aquisição de energia de um grande consumidor do mercado hidrotérmico e propor duas abordagens para a solução deste problema: i) a abordagem estocástica janela rolante em dois estágios para a aquisição de energia em sistemas hidrotérmicos; e ii) a abordagem estocástica adaptativa em dois estágios para a aquisição de energia em sistemas hidrotérmicos.

Essas abordagens são compostas por dois modelos: o Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos (MELCPSH), apresentado no Capítulo 4, em conjunto com o respectivo modelo de aquisição aqui descritos: Modelo de Aquisição Janela Rolante para Sistemas Hidrotérmicos (MAJRSH) ou Modelo de Aquisição Adaptativo para Sistemas Hidrotérmicos (MAASH).

Na literatura encontram-se abordagens para o problema de aquisição modeladas por meio de programação estocástica, como em Carrion et al. (2007) e Conejo, Carrion e Morales (2010). Esses autores propõem um problema de otimização que resulta em decisões associadas a processos estocásticos, ou seja, decisões de contratação *wait-and-see*. As dinâmicas de solução alternativas aqui apresentadas resultam em decisões *here-and-now*, tanto para o mercado de curto, quanto de médio-prazo. Portanto, propõem-se modelos para o planejamento da participação do grande consumidor no mercado de energia que buscam minimizar custo e risco, resultando em decisões de contratação *here-and-now* em cada ambiente de contratação e em todos os períodos do horizonte de planejamento.

A abordagem proposta por Carrion et al. (2007) e Conejo, Carrion e Morales (2010) foi adaptada neste trabalho para que pudesse servir de referência comparativa para os resultados obtidos com os modelos propostos. Logo, neste capítulo, além de descrever os modelos MAJRSH e MAASH, também se descreve esta abordagem adaptada da literatura.

Organizou-se este capítulo como segue: na Seção 5.1, apresenta-se a nomenclatura utilizada nas formulações; e nas Seções 5.2 e 5.3 são descritos, respectivamente, o problema de aquisição do grande consumidor e as modelagens matemáticas definidas para os mercados de eletricidade. Na Seção 5.4, descreve-se a abordagem adaptada da literatura e, nas Seções 5.5 e 5.6, apresentam-se os modelos propostos. Por fim, na Seção 5.7 discutem-se aspectos que influenciam as estratégias de aquisição.

5.1 Nomenclatura

Índices e conjuntos

| | |
|------------------|---|
| b, B | Contratos bilaterais. |
| f, F | Contratos futuros. |
| j, J | Blocos na curva do contrato futuro. |
| m, M | Problemas de aquisição. |
| n, N | Blocos na função de custo de produção da unidade de autoprodução. |
| t | Períodos. |
| H | Períodos associados ao horizonte de planejamento. |
| $T(m)$ | Períodos associados ao problema de aquisição m . |
| ω, Ω | Cenários de preços de equilíbrio no mercado <i>pool</i> . |

Parâmetros

| | |
|----------------------------|--|
| $C_{bt}^B(m)$ | Matriz de disponibilidade e tempo de duração do contrato bilateral b no período t para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $C_{ft}^F(m)$ | Matriz de disponibilidade e tempo de duração do contrato futuro f no período t para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $E_{tl}^D(m)$ | Energia demandada pelo consumidor no período t para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| \bar{E}_n^S | Limite superior da energia associada ao bloco n na função de custo de autoprodução. |
| $\underline{P}_{bl}^B(m)$ | Limite inferior da potência disponível no contrato bilateral b para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $\bar{P}_{bl}^B(m)$ | Limite superior da potência disponível no contrato bilateral b para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $\underline{P}_{fjl}^F(m)$ | Limite inferior da potência disponível no bloco j do contrato futuro f para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $\bar{P}_{fjl}^F(m)$ | Limite superior da potência disponível no bloco j do contrato futuro f para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |

| | |
|----------------------|--|
| $P_{bl}^{PCB}(m)$ | Potência pré-contratada no contrato bilateral b e nível de carregamento l no problema de aquisição m . |
| $P_{fjl}^{PCF}(m)$ | Potência pré-contratada no contrato de futuros f disponível no bloco j para o nível de carregamento l no problema de aquisição m . |
| S_n^S | Inclinação da curva relativa ao bloco n na função de custo de produção da unidade de autoprodução. |
| α | Nível de confiança para o cálculo do CVaR. |
| β | Fator de peso relativo ao valor do risco condicional. |
| $\lambda_{fjl}^F(m)$ | Preço da energia no bloco j do contrato futuro f para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $\lambda_{bl}^R(m)$ | Preço de referência da energia no contrato bilateral b para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| π_ω | Probabilidade de ocorrência do cenário ω . |

Variáveis de decisão

| | |
|----------------------|--|
| $e_{tl\omega}^P(m)$ | Energia negociada no mercado <i>pool</i> no período t para o nível de carregamento l e cenário ω e problema de aquisição m . |
| $e_{ntl\omega}^S(m)$ | Autoprodução de energia do bloco n no período t para o nível de carregamento l e cenário ω e problema de aquisição m . |
| $p_{fjl}^F(m)$ | Potência contratada no bloco j do contrato futuro f para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $p_{fjl}^{FT}(m)$ | Potência total (envolvendo contratos de problemas anteriores a m) contratada no bloco j do contrato futuro f para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $p_{bl}^B(m)$ | Potência contratada no contrato bilateral b para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $p_{bl}^{BT}(m)$ | Potência total (envolvendo contratos de problemas anteriores a m) contratada pelo contrato bilateral b para o nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $s_{bl}(m)$ | Variável binária que define se o contrato bilateral b para o nível de carregamento l foi selecionado no problema de aquisição m . |

| | |
|----------------------|---|
| $s_{fjl}(m)$ | Variável binária que define se o bloco j do contrato futuro f para o nível de carregamento l foi selecionado no problema de aquisição m . |
| $\zeta_{tl}(m)$ | Valor de risco (VaR) para o percentil $(1 - \alpha)$ dos piores cenários de custo no período t , nível de carregamento l e problema de aquisição m . |
| $\eta_{tl\omega}(m)$ | Custo de aquisição excedente ao VaR (variável $\zeta_{tl}(m)$) no período t , nível de carregamento l , cenário ω e problema de aquisição m . |

Variáveis estocásticas

| | |
|---------------------------|---|
| $\lambda_{bt\omega}^B(m)$ | Variável aleatória relativa ao preço da energia no contrato bilateral b , no período t para o nível de carregamento l , no cenário ω e problema de aquisição m . |
| $\lambda_{t\omega}^P(m)$ | Variável aleatória relativa ao preço da energia no mercado <i>pool</i> no período t para o nível de carregamento l e cenário ω e problema de aquisição m . |

5.2 Descrição do Problema

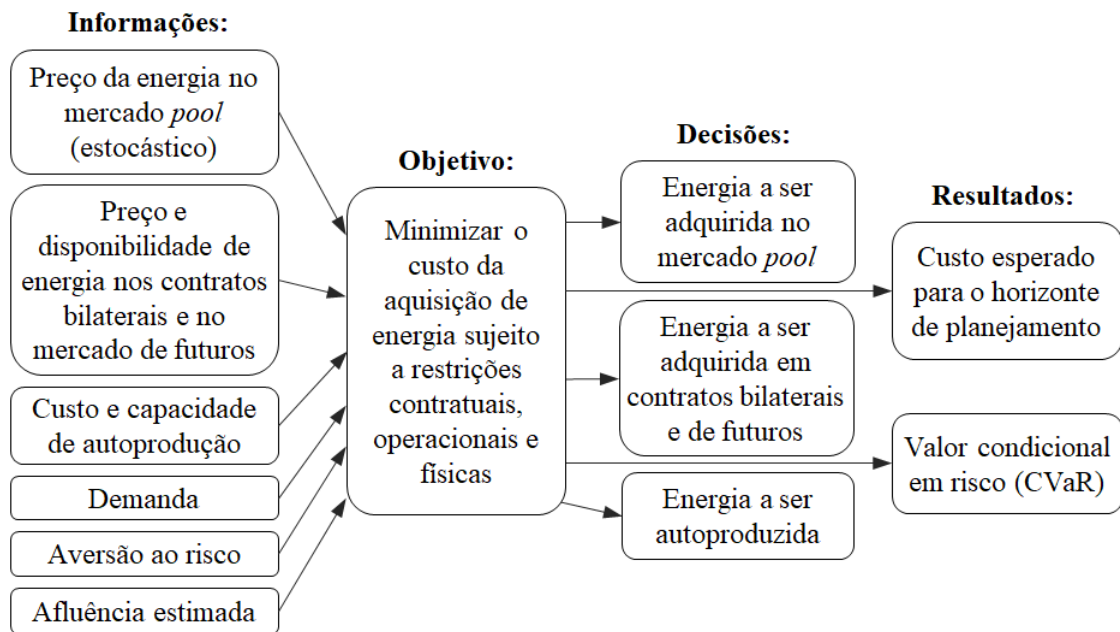
O problema de planejamento a médio-prazo da aquisição de energia do grande consumidor consiste em definir sua participação nos mercados, visando minimizar seus custos e riscos associados. Ou seja, baseado nos custos da aquisição de energia e em parâmetros de gestão do risco, visa-se decidir o quanto de energia adquirir em cada ambiente de contratação para atender sua demanda em um determinado horizonte de planejamento. A Figura 5.1 apresenta uma visão geral deste problema, destacando suas informações de entrada, objetivo, decisões e principais resultados.

Os modelos propostos foram desenvolvidos considerando um horizonte de planejamento de médio-prazo, em torno de um ano, discretizado em períodos t , equivalentes a dias ou semanas, de acordo com o mercado e a necessidade do consumidor. Cada período é decomposto em níveis de carregamento l em função do horário de consumo, os quais podem ser classificados por patamar leve, médio ou pesado, ou por ponta ou fora de ponta, ou outra classificação que se faça necessária.

Os ambientes de contratação considerados neste problema são: o mercado de futuros, os contratos bilaterais e o mercado *pool*. Além desses mercados, considera-se a possibilidade de autoproduzir energia. A abordagem matemática dessas modalidades de aquisição de energia é detalhada nas Seções 5.3.1 a 5.3.3.

São considerados dois tipos de decisões a serem tomadas, de médio-prazo e de curto-prazo. As decisões no mercado de futuros e na contratação bilateral correspondem a negociações de médio-prazo, pois são decisões tomadas com antecedência ao momento da

Figura 5.1 – Visão geral do problema do grande consumidor.



Fonte: autoria própria.

efetiva entrega da energia (de poucas semanas até alguns meses). Neste tipo de decisão, as informações do preço futuro da energia no mercado *pool* para o período de contratação são desconhecidas e as decisões são tomadas com informações imperfeitas. Classifica-se este tipo de decisão como *here-and-now*. Já as negociações no mercado *pool* e o planejamento da autoprodução são decisões de curto-prazo, nas quais a energia estará disponível já no dia ou semana seguinte, próximo ao momento de contratação. Considera-se que tais decisões são tomadas com as informações perfeitas, pois, praticamente se sabe o preço da energia no mercado *pool* para esse período. Classifica-se este tipo de decisão como *wait-and-see*.

5.3 Modelagem dos Mercados de Eletricidade

Nesta seção são descritas as modelagens matemáticas de cada modalidade de aquisição de energia considerada para o problema do grande consumidor.

5.3.1 Mercado de Curto-Prazo

No mercado *pool*, os agentes geradores, comercializadores e consumidores oferecem lances de compra e venda em um leilão, envolvendo preços e montantes de energia a serem comercializados. O operador de mercado, considerando essas informações, realiza o fechamento de mercado, definindo o preço de equilíbrio e a programação de geração e consumo de energia. Trata-se então, de um mecanismo de curto-prazo, que busca equilibrar a produção e o consumo, sendo que, tipicamente os preços da energia são definidos em discretização horária (ARROYO; CONEJO, 2002). No Brasil, os preços nesse mercado,

denominados de Preços de Liquidação de Diferenças (PLD), são publicados semanalmente pela CCEE.

Este ambiente de contratação apresenta incertezas em relação aos preços futuros da energia. Estas incertezas foram modeladas neste trabalho por leques de cenários, pois, conforme discutido na Seção 3.2, são adequados para ambientes hidrotérmicos (HELSETH; MO; WARLAND, 2010). Propõe-se utilizar os leques de cenários de preços da energia estimados pelo MELCPSH, representados pela variável aleatória $\lambda_{tl\omega}^P$. Sendo que cada cenário ω , com sua probabilidade de ocorrência π_ω representa uma hipótese de realização de preços para todos os períodos t e níveis de carregamento l do horizonte de planejamento.

A quantidade de energia a ser adquirida nesse mercado em cada período t e nível de carregamento l , dada pela variável $e_{tl\omega}^P$, consiste em decisões do segundo estágio (*wait-and-see*), dependentes das realizações dos cenários de preços, por isso, são indexadas em ω . Considerou-se o montante de contratação de energia no mercado *pool* como irrestrito, logo, o grande consumidor tem a liberdade de adquirir nessa modalidade a quantidade de energia que necessitar. Também é permitida a venda irrestrita de energia nesse mercado, nesse caso a variável $e_{tl\omega}^P$ assume valores negativos.

Alguns trabalhos, como em Conejo, Carrion e Morales (2010), incluem restrições de não arbitragem. Estas restrições, como apresentado em (5.1), definem que a quantidade que o consumidor pode vender no mercado *pool* não pode exceder o montante da energia autoproduzida, evitando assim a arbitragem. Estas restrições não foram incluídas nesta abordagem, considerando que o mercado não é prejudicado com a possibilidade de o grande consumidor alterar seu planejamento e optar pela venda de energia que pré-contratou em outros mercados.

$$e_{tl\omega}^P \geq - \sum_{n \in N} e_{ntl\omega}^S, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.1)$$

O custo da aquisição de energia no mercado *pool* no período t e nível de carregamento l pode ser calculado pela multiplicação do montante de energia negociada, $e_{tl\omega}^P$, pelo preço desta energia, $\lambda_{tl\omega}^P$, nos respectivos cenários, como em (5.2). O valor esperado deste custo é calculado por (5.3).

$$C_{tl\omega}^P = e_{tl\omega}^P \lambda_{tl\omega}^P, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.2)$$

$$C_{tl}^P = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega C_{tl\omega}^P, \forall t \in H, \forall l \in L. \quad (5.3)$$

Já o custo esperado nessa modalidade de contratação para todo o horizonte de planejamento é a soma dos custos esperados em todos os períodos t e níveis de carregamento l , conforme (5.4).

$$C^P = \sum_{t \in H} \sum_{l \in L} C_{tl}^P. \quad (5.4)$$

5.3.2 Mercado de Médio-Prazo

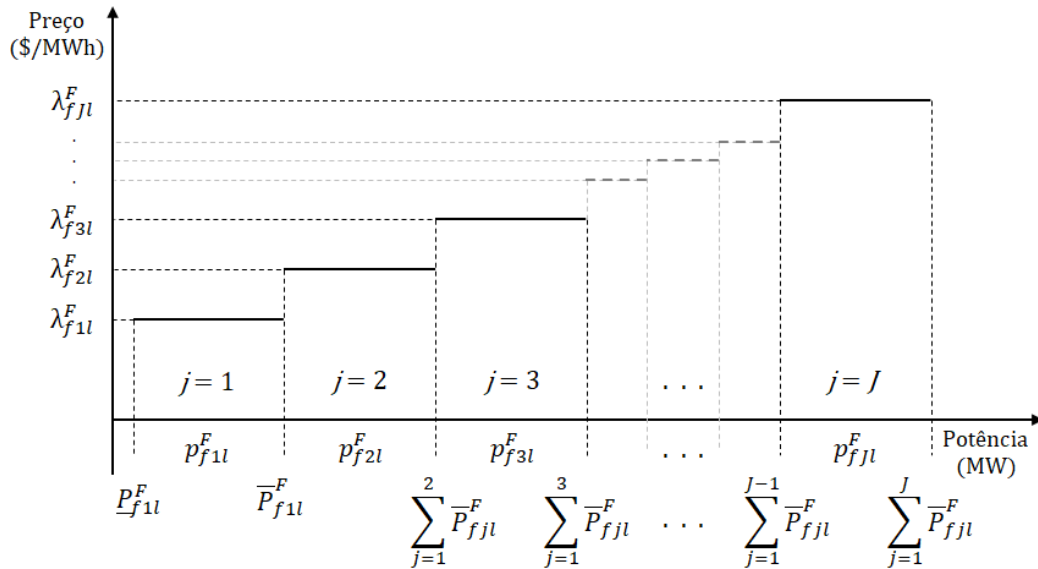
Duas possibilidades de aquisição de energia para fornecimento futuro são consideradas neste trabalho: contratos no mercado de futuros e contratos bilaterais. A modelagem matemática adotada para estas modalidades são detalhadas nas Seções 5.3.2.1 e 5.3.2.2.

5.3.2.1 Mercado de Futuros

O mercado de futuros consiste num ambiente de leilão no qual os participantes compram e vendem energia para entrega em datas futuras. Neste mercado é possível firmar contratos em que são definidos o preço e a quantidade de energia a ser consumida em determinados períodos no futuro. A principal vantagem deste mercado é que, ao assinar um contrato desta modalidade, os custos para a aquisição da energia associada a esse contrato são isentos de risco, tendo em vista que os preços contratuais são fixos.

A modelagem adotada para os preços dos contratos no mercado de futuros é definida por curvas de contratação, conforme ilustrado na Figura 5.2. O eixo vertical corresponde ao preço da energia no contrato f no nível de carregamento l , representado por λ_{fjl}^F , e o eixo horizontal corresponde à potência contratada, representada por p_{fjl}^F .

Figura 5.2 – Curva de contratação (compra) no mercado de futuros.



Fonte: adaptado de Conejo, Carrion e Morales (2010).

Considera-se que um grande consumidor tem a capacidade de alterar o preço da energia nos contratos futuros em função da sua demanda. Ou seja, quanto maior sua demanda, maior será o preço da energia. Esta característica é modelada por blocos de contratação j com patamares crescentes de preços. Os limites de contratação nos blocos de cada contrato são dados pelas restrições em (5.5) e (5.6):

$$\underline{p}_{fjl}^F s_{fjl} \leq p_{fjl}^F \leq \bar{P}_{fjl}^F s_{fjl}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L. \quad (5.5)$$

$$s_{f(j-1)l} \geq s_{fjl}, \forall f \in F, \forall j \in J - \{1\}, \forall l \in L. \quad (5.6)$$

As restrições em (5.5) definem que a potência contratada em um bloco j de um contrato f (p_{fjl}^F) deve estar entre seus limites mínimos (\underline{P}_{fjl}^F) e máximos (\overline{P}_{fjl}^F). As variáveis s_{fjl} representam as decisões binárias que definem se um bloco j de um contrato f será ou não efetivado. Também foi definido que, em um contrato f , um bloco j só pode ser utilizado se o bloco anterior, $j - 1$, tiver sido selecionado, conforme restrito por (5.6).

Nota-se que não existe um índice relacionado ao período t nesta modelagem para o mercado de futuros, apenas os índices f , j e l . Isso significa que as decisões tomadas neste mercado são constantes para toda vigência do contrato, ou seja, ao decidir pela contratação de um montante de potência em um contrato (p_{fjl}^F), este valor é fornecido para o consumidor em todos os períodos t em que este contrato esteja disponível, pela respectiva duração do nível de carregamento l . As informações de quais períodos t estão disponíveis em um contrato f e qual a duração, em horas, do nível de carregamento l nestes períodos estão contidas na matriz C_{ftl}^F . A Figura 5.3 ilustra a estrutura desta matriz.

Figura 5.3 – Estrutura da matriz de disponibilidade dos contratos no mercado de futuros.

| Nível de carregamento | | Período [t] | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------|-----|-------------|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|
| [l] | [f] | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | ... | H |
| leve | 1 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 49 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... | 0 |
| | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| | F | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... |
| [l] | [f] | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | ... | H |
| médio | 1 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | 98 | ... | 0 |
| | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| | F | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... |
| [l] | [f] | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | ... | H |
| pesado | 1 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... | 0 |
| | 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... | 0 |
| | 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | 21 | ... | 0 |
| | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ | ⋮ |
| | F | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | ... |

Fonte: autoria própria.

As informações contidas na Figura 5.3 correspondem a um exemplo em que o período t é de uma semana e há três níveis de carregamento l , leve, médio e pesado, com duração de sete, quatorze e três horas, respectivamente. Visto que esta matriz representa o tempo de contratação, ela é utilizada para calcular a energia contratada em um determinado contrato, multiplicando-a pela variável p_{fjl}^F , que corresponde ao montante de potência contratada. Calculada a energia contratada, seu custo é obtido ao multiplicá-la pelo preço no respectivo contrato: λ_{fjl}^F . Portanto, o custo da aquisição de energia no mercado de futuros no período t e nível de carregamento l é calculado por (5.7).

$$C_{tl}^F = \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{ftl}^F \lambda_{fjl}^F p_{fjl}^F, \forall t \in H, \forall l \in L. \quad (5.7)$$

Para se obter o custo total nessa modalidade de contratação para todo o horizonte de planejamento, basta somar o custo em todos os períodos t e níveis de carregamento l , conforme (5.8).

$$C^F = \sum_{t \in H} \sum_{l \in L} C_{tl}^F. \quad (5.8)$$

5.3.2.2 Contratos Bilaterais

Outra modalidade considerada para a aquisição de energia a médio-prazo são os contratos bilaterais, que consistem em negociações privadas entre consumidores e geradores e ocorrem fora de um ambiente de mercado organizado. Nestas negociações, são definidos os preços, vigência de suprimento e a quantidade de energia a ser fornecida. Tratam-se de transações que ocorrem sem a intervenção do operador do sistema, porém, sua efetivação é condicionada à factibilidade técnica e operacional, como por exemplo, os limites da rede de transmissão (BREGADIOLI, 2015). Essas restrições não são consideradas neste trabalho, ou seja, considera-se que o grande consumidor pode efetivar todo contrato que estiver disponível para contratação.

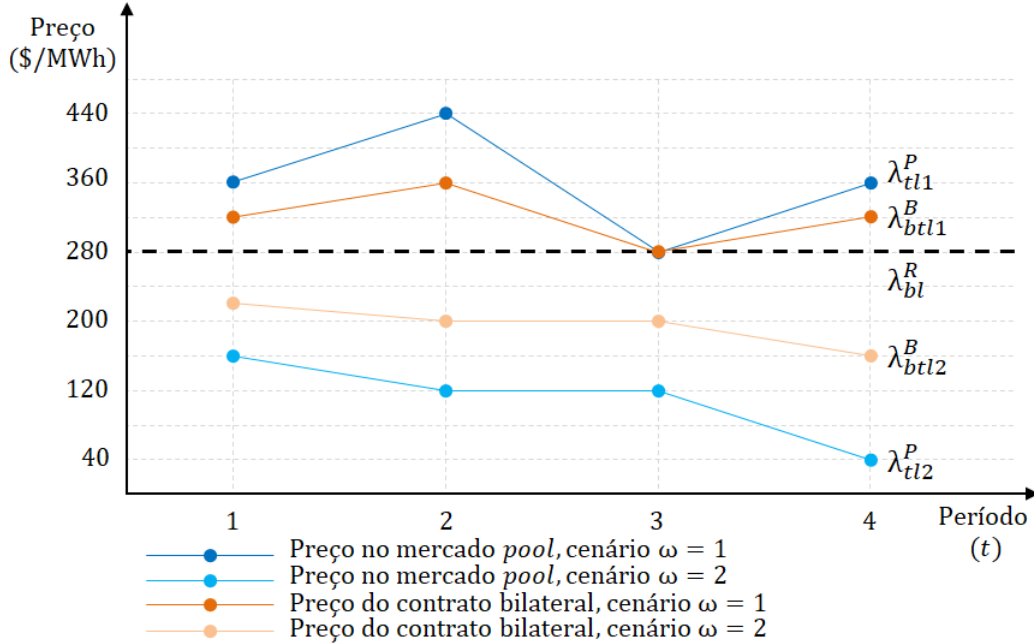
Os contratos bilaterais foram modelados como contrato a diferenças (*contract for differences*), de forma similar à abordagem adotada por Carrion et al. (2007). O preço da energia nesses contratos ($\lambda_{bt\omega}^B$) foi definido como a média entre um valor de referência para o contrato bilateral b e nível de carregamento l (λ_{bl}^R) e o preço da energia no mercado *pool* no período t , nível de carregamento l e cenário ω ($\lambda_{tl\omega}^P$), conforme (5.9). Sendo o valor de referência, λ_{bl}^R , um preço acordado entre o consumidor e o gerador.

$$\lambda_{bt\omega}^B = \frac{\lambda_{bl}^R + \lambda_{tl\omega}^P}{2}. \quad (5.9)$$

Desta forma, apesar das variáveis p_{bl}^B corresponderem a decisões do primeiro estágio (*here-and-now*), o preço dos contratos bilaterais é definido em função dos cenários ω e dependem da variação dos preços futuros do mercado *pool*. No entanto, a incerteza associada ao custo nos contratos bilaterais é menor que no mercado *pool*, visto que o preço

de referência (λ_{bl}^R) independe de cenários e é constante em todos os períodos t em que o contrato está disponível. A Figura 5.4 ilustra estas variações nos preços dos mercados *pool* e bilateral.

Figura 5.4 – Preços dos contratos bilaterais e do mercado *pool*.



Fonte: autoria própria.

Similar à modelagem dos contratos no mercado de futuros, as informações de disponibilidade e vigência dos contratos b estão contidas em uma matriz, C_{bt}^B , que tem a mesma estrutura apresentada na Figura 5.3. Esta matriz também representa o tempo de duração dos contratos bilaterais b , nos períodos t e nível de carregamento l , podendo ser utilizada para calcular a energia contratada, multiplicando-a pela potência contratada, p_{bl}^B .

Já o custo da energia contratada em contratos bilaterais difere-se do mercado de futuros, visto que o preço da energia ($\lambda_{bt\omega}^B$) é dependente dos cenários ω , implicando em custos diferentes para cada cenário de preço do mercado *pool*. Considera-se, então, o valor esperado do custo de aquisição da energia em contratos bilaterais no período t e nível de carregamento l , calculado por (5.10):

$$C_{tl}^B = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \sum_{b \in B} C_{bt}^B \lambda_{bt\omega}^B p_{bl}^B, \forall t \in H, \forall l \in L. \quad (5.10)$$

O custo nessa modalidade de contratação para todo o horizonte de planejamento é a soma do custo em todos os períodos t e níveis de carregamento l , conforme (5.11).

$$C^B = \sum_{t \in H} \sum_{l \in L} C_{tl}^B. \quad (5.11)$$

Os limites de contratação em cada contrato bilateral são restritos em (5.12):

$$\underline{P}_{bl}^B s_{bl} \leq p_{bl}^B \leq \overline{P}_{bl}^B s_{bl}, \forall b \in B, \forall l \in L. \quad (5.12)$$

Essas restrições em (5.12) definem que a potência contratada em um determinado contrato b deve estar entre seus limites mínimos (\underline{P}_{bl}^B) e máximos (\overline{P}_{bl}^B). As variáveis s_{bl} também representam as decisões binárias que estabelecem se um contrato b será ou não firmado.

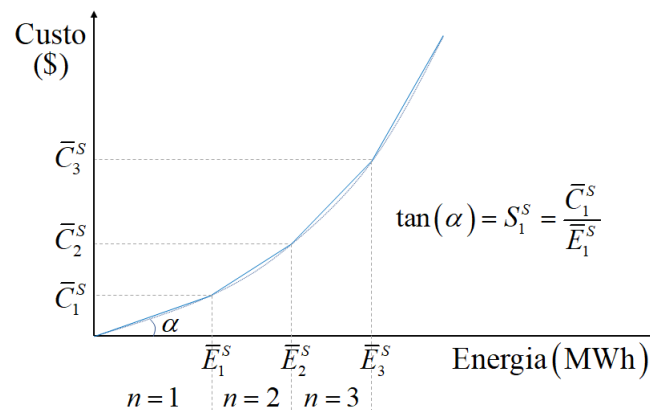
Da mesma forma que ocorre no mercado de futuros, as decisões tomadas em contratos bilaterais são constantes em toda vigência do contrato, ou seja, o montante de potência definido em um contrato (p_{bl}^B) é fornecido em todos os períodos t em que este contrato esteja disponível, no respectivo nível de carregamento l .

5.3.3 Autoprodução

A autoprodução de energia elétrica é uma opção considerada neste trabalho, pois é comum que um grande consumidor possua unidades de geração para suprir parcialmente suas demandas, como por exemplo: unidades de geração termelétricas e sistemas de co-geração associados a processos térmicos. O investimento nesse tipo de infraestrutura se dá principalmente em indústrias eletrointensivas, como em setores de alumínio e aço, papel e celulose e petroquímica. Por serem mais sensíveis ao insumo energia elétrica, buscam com a autoprodução proteger sua atividade industrial dos riscos provenientes das incertezas no preço da energia (ABIAPÉ, 2020).

A quantidade de energia a ser autoproduzida consiste em decisões do segundo estágio (*wait-and-see*), dependentes das realizações dos cenários de preços do mercado *pool* e indexadas em ω . Essas decisões também são definidas para cada período t e nível de carregamento l , então, a energia autoproduzida foi representada pela variável $e_{ntl\omega}^S$. O índice n representa blocos na unidade de autoprodução, utilizados para linearizar o custo da energia autoproduzida, conforme descrito a seguir e exemplificado na Figura 5.5.

Figura 5.5 – Linearização da curva de custo associada à unidade de autoprodução.



Fonte: autoria própria.

Nota-se na Figura 5.5, que o custo da energia (C^S) na unidade de autoprodução foi modelado usando uma função convexa linear por partes, sendo que cada seção identificada

por n representa um bloco de energia da unidade de autoprodução. Assim, a energia total produzida (e^S) pela unidade de autoprodução é dada pela soma da energia produzida em cada bloco n (e_n^S), conforme (5.13):

$$e_{tl\omega}^S = \sum_{n \in N} e_{ntl\omega}^S, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.13)$$

Além disso, o custo da energia autoproduzida para o período t , nível de carregamento l e cenário ω é calculado por (5.14), onde S_n^S representa a inclinação da curva de custo associada ao bloco n , apresentada na Figura 5.5.

$$C_{tl\omega}^S = \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl\omega}^S, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.14)$$

O valor esperado deste custo de autoprodução é calculado por (5.15) e esse custo para todo o horizonte de planejamento é a soma do custo em todos os períodos t e níveis de carregamento l , conforme (5.16).

$$C_{tl}^S = \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega C_{tl\omega}^S, \forall t \in H, \forall l \in L. \quad (5.15)$$

$$C^S = \sum_{t \in H} \sum_{l \in L} C_{tl}^S. \quad (5.16)$$

Os limites da autoprodução são dados pelas restrições em (5.17) e (5.18), em que \bar{E}_{nl}^S representa a capacidade máxima de autoprodução do bloco n , no nível de carregamento l . O índice l fez-se necessário devido a duração de cada nível de carregamento ser diferente.

$$0 \leq e_{1tl\omega}^S \leq \bar{E}_{1l}^S, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.17)$$

$$0 \leq e_{ntl\omega}^S \leq \bar{E}_{nl}^S - \bar{E}_{(n-1)l}^S, \forall n \in N - \{1\}, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.18)$$

Valores mínimos de autoprodução, tempos mínimos e máximos de ligamento e desligamento, restrições de rampa e custo mínimo de operação foram desconsiderados neste trabalho, pois esse tipo de simplificação é típica em estudos de médio-prazo (CONEJO; CARRION; MORALES, 2010).

5.4 Abordagem Adaptada da Literatura

Nesta seção é descrita a abordagem baseada no modelo apresentado em Carrion et al. (2007) e Conejo, Carrion e Morales (2010), utilizada como referência comparativa para os resultados dos modelos propostos. Foram realizadas adaptações às formulações apresentadas nesta literatura para que o problema do grande consumidor fosse aqui

modelado de forma similar aos modelos propostos. As principais alterações foram em relação ao tratamento das incertezas no preço da energia no mercado *pool* e à formulação do mercado de eletricidade.

Na referida literatura as incertezas do mercado *pool* foram modeladas em uma estrutura de árvore de cenários gerados no modelo ARIMA, usando um termo de erro com distribuição de probabilidade. Também se utiliza uma técnica de redução de cenários com base na distância de Kantorovich. No presente trabalho, busca-se incorporar as especificidades do sistema hidrotérmico no tratamento das incertezas nos preços da energia utilizando a técnica de leques de cenários, proposta em Helseth, Mo e Warland (2010). Logo, as formulações aqui apresentadas utilizam os leques de cenários provenientes do MELCPSH, apresentado no Capítulo 4.

Em relação aos mercados de eletricidade, neste trabalho são consideradas duas modalidades de aquisição de energia a médio-prazo: mercado de futuros e contratação bilateral. Logo, na formulação aqui apresentada essas duas modalidades estão presentes, apesar de não serem utilizadas simultaneamente na referida literatura. Os autores modelaram o mercado de curto-prazo como variáveis *wait-and-see*, ou seja, apresentam decisões associadas a processos estocásticos; já o mercado de médio-prazo foi modelado com variáveis *here-and-now*.

A formulação do modelo de aquisição utilizado como referência comparativa, adaptada de Carrion et al. (2007) e Conejo, Carrion e Morales (2010), é descrita em (5.19)–(5.29).

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \sum_{t \in H} \sum_{l \in L} \left(\sum_{b \in B} C_{bt}^B \lambda_{bt\omega}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fj}^F \lambda_{fjl}^F p_{fjl}^F + \lambda_{tl\omega}^P e_{tl\omega}^P \right. \\ & \left. + \sum_{n \in N} S_n^S e_{nt\omega}^S \right) (1 - \beta) + \beta \left(\sum_{t \in H} \sum_{l \in L} \left(\zeta_{tl} + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \eta_{tl\omega} \right) \right) \end{aligned} \quad (5.19)$$

sujeito a:

$$\underline{P}_{bl}^B s_{bl} \leq p_{bl}^B \leq \overline{P}_{bl}^B s_{bl}, \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.20)$$

$$\underline{P}_{fjl}^F s_{fjl} \leq p_{fjl}^F \leq \overline{P}_{fjl}^F s_{fjl}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L; \quad (5.21)$$

$$s_{f(j-1)l} \geq s_{fjl}, \forall f \in F, \forall j \in J - \{1\}, \forall l \in L; \quad (5.22)$$

$$s_{bl} \in \{0, 1\}, \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.23)$$

$$s_{fjl} \in \{0, 1\}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L; \quad (5.24)$$

$$0 \leq e_{1t\omega}^S \leq \overline{E}_{1t}^S, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.25)$$

$$0 \leq e_{ntl\omega}^S \leq \bar{E}_{nl}^S - \bar{E}_{(n-1)l}^S, \forall n \in N - \{1\}, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.26)$$

$$\sum_{b \in B} C_{btl}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fjl}^F p_{fjl}^F + e_{tl\omega}^P + \sum_{n \in N} e_{ntl\omega}^S = E_{tl}^D, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.27)$$

$$\left(\sum_{b \in B} C_{btl}^B \lambda_{btl\omega}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fjl}^F \lambda_{fjl}^F p_{fjl}^F + \lambda_{tl\omega}^P e_{tl\omega}^P + \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl\omega}^S \right) - \zeta_{tl} \leq \eta_{tl\omega}, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.28)$$

$$\eta_{tl\omega} \geq 0, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.29)$$

Na função objetivo (5.19), há dois principais termos: o custo da aquisição de energia e o valor condicional em risco, CVaR. No primeiro termo, as variáveis de decisão (p_{bl}^B , p_{fjl}^F , $e_{tl\omega}^P$ e $e_{ntl\omega}^S$), associadas aos preços/custo da energia (λ_{fjl}^F , $\lambda_{btl\omega}^B$, $\lambda_{tl\omega}^P$ e S_n^S) e à vigência dos contratos (C_{btl}^B e C_{fjl}^F), permitem calcular o custo da aquisição de energia em cada período t , em cada nível de carregamento l e em cada cenário ω . Calcula-se a esperança matemática desse custo para o conjunto de cenários, considerando a probabilidade de ocorrência π_ω . No segundo termo, tem-se o valor condicional em risco, que considera o custo esperado dos piores cenários pertencentes ao percentil $(1 - \alpha)$. O impacto do CVaR na função objetivo é ajustado pelo fator β , de acordo com a estratégia do consumidor quanto à aversão ao risco. Este fator assume valores de 0 a 1, representando desde situações em que o consumidor não considera o risco, risco neutro ($\beta = 0$), até situações de total aversão ao risco ($\beta = 1$). As restrições (5.20)–(5.24) estabelecem os limites de contratação bilateral e no mercado de futuros, enquanto que as restrições (5.25) e (5.26) definem os limites de autoprodução. Em (5.27) são definidas as restrições de atendimento de demanda e em (5.28) e (5.29), definem-se as variáveis ζ_{tl} e $\eta_{tl\omega}$ utilizadas no cálculo do CVaR.

Esta formulação estocástica modela as decisões nos mercados de médio-prazo como *here-and-now*, enquanto que as decisões nas modalidades de contratação de curto-prazo são *wait-and-see*. Assim, para o mercado de curto-prazo, o problema de otimização resulta em conjuntos de decisões associadas aos processos estocásticos, ficando a contratação do consumidor definida pelo valor esperado dessas decisões. Adotar esse valor esperado pode implicar desvantagens, como por exemplo, o valor esperado das decisões para um contrato pode estar fora dos limites de contratação. Assim, a solução encontrada pode, na prática, não ser aplicável ao contrato. Outro importante aspecto é que, ao implementar o valor esperado das decisões, notam-se custo e risco esperados diferentes dos valores resultantes do problema de otimização quando se consideram os conjuntos de decisões associados aos processos estocásticos.

Tendo em vista estes aspectos, buscou-se desenvolver modelos de aquisição que resultassem em decisões provenientes de problemas de otimização que minimizassem o valor esperado do custo e do risco da decisão de contratação realmente tomada. A abordagem apresentada nesta seção minimiza o valor esperado do custo e do risco para um conjunto de decisões *wait-and-see* e carrega, portanto, as deficiências comentadas acima. Na Seção 7.2.3 serão comparados os resultados dos modelos propostos com os obtidos nessa abordagem adaptada da literatura. Nessa análise, implementa-se o valor esperado da decisão, ou seja, considera-se a decisão que seria efetivamente tomada pelo consumidor (valor esperado das decisões) e não o conjunto de decisões.

5.5 Modelo de Aquisição Janela Rolante para Sistemas Hidrotérmicos

Descreve-se nesta seção o Modelo de Aquisição Janela Rolante para Sistemas Hidrotérmicos (MAJRSH). Na Seção 5.5.1 descreve-se a estrutura de tomada de decisões e a dinâmica do modelo e na Seção 5.5.2, sua formulação matemática.

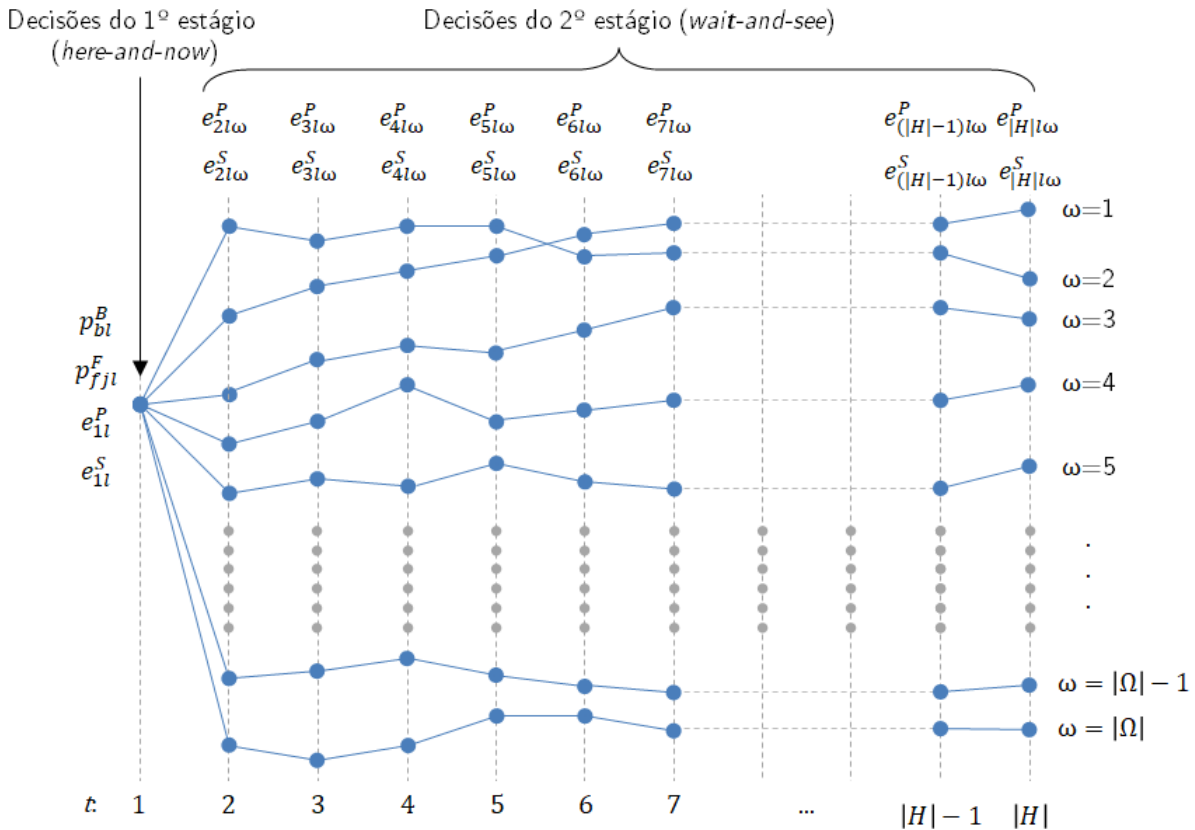
5.5.1 Estrutura de Tomada de Decisões

O MAJRSH propõe resolver, de forma iterativa e interligada, um conjunto de problemas em dois estágios em uma dinâmica de movimento sequencial para frente nos períodos do horizonte de planejamento (janela rolante). Cada iteração resolve um problema em dois estágios, no primeiro estágio as decisões são *here-and-now*, ou seja, independem da realização dos cenários de preços no mercado *pool*. Já no segundo estágio, as variáveis de decisão estão associadas aos processos estocásticos, resultando em conjuntos compostos por $|\Omega|$ possíveis decisões para cada variável em cada período t . Os processos estocásticos adotados neste trabalho são caracterizados por leques de cenários, assim como em Helseth, Mo e Warland (2010), e são provenientes do MELCPSH, apresentado no Capítulo 4. A Figura 5.6 ilustra esta estrutura de tomada de decisões de cada iteração.

No primeiro estágio decide-se o quanto será negociado nos mercados de futuros (p_{fjl}^F) e em contratos bilaterais (p_{bl}^B) para todo o horizonte de planejamento H . Além disso, nesse estágio também se decide, para o primeiro período, quanto de energia será negociada no mercado *pool* (e_{tl}^P) e quanto será autoproduzida (e_{ntl}^S). Os valores das variáveis do segundo estágio, $e_{tl\omega}^P$ e $e_{ntl\omega}^S$, correspondem às possíveis decisões futuras associadas aos cenários de preço no mercado *pool* ($\lambda_{tl\omega}^P$), possibilitando calcular o custo esperado da aquisição de energia no período de planejamento, assim como mensurar o risco.

Ao analisar a estrutura de tomada de decisões em dois estágios, nota-se que apenas as decisões do primeiro estágio correspondem realmente a valores únicos para cada opção de

Figura 5.6 – Estrutura de decisões em dois estágios proposta para o problema de aquisição.



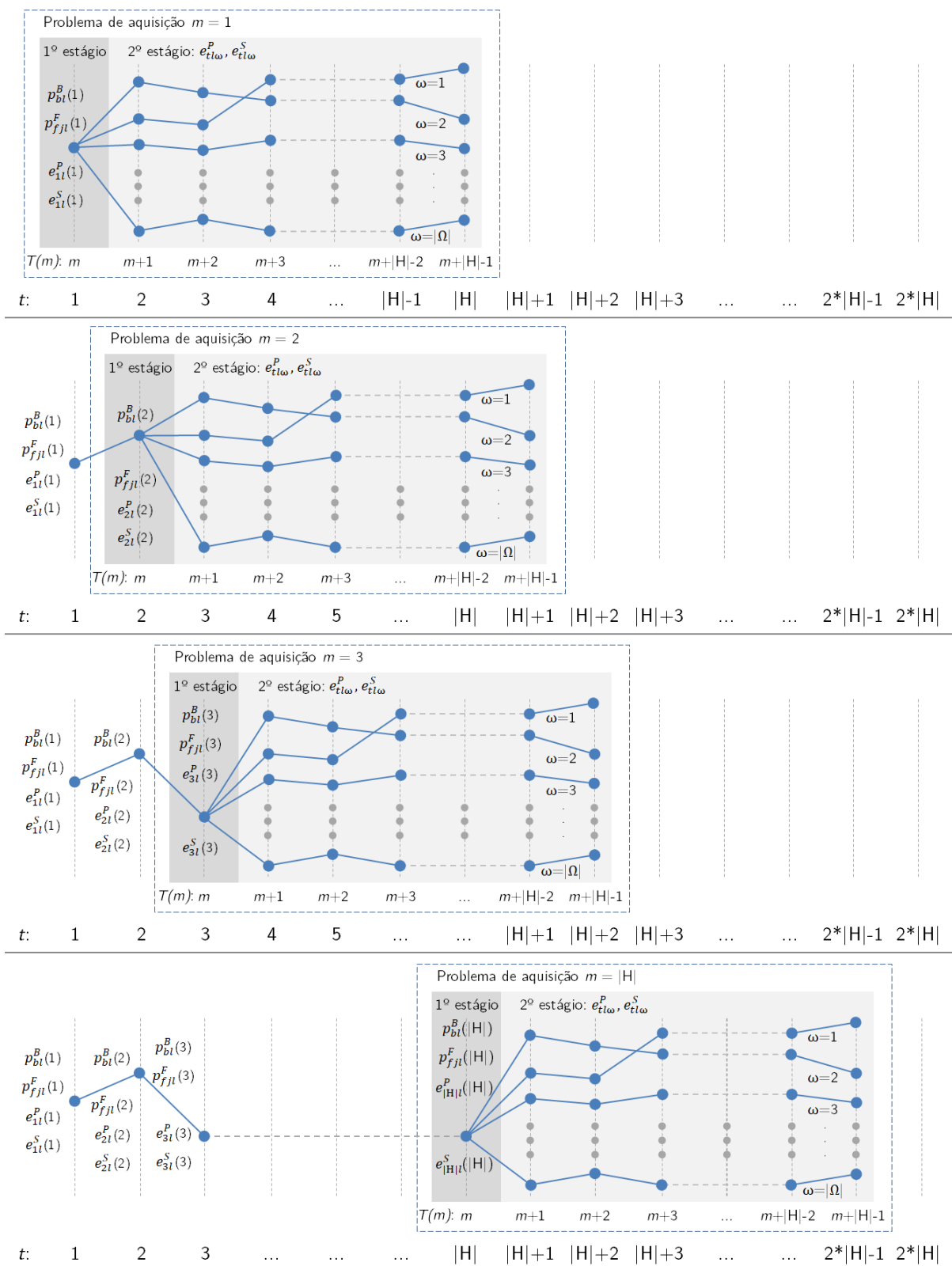
Fonte: autoria própria.

contratação. As decisões de segundo estágio ($e_{tl\omega}^P$ e $e_{ntl\omega}^S$) correspondem a possibilidades de contratação dependentes dos cenários, não caracterizando decisões efetivamente tomadas. Na literatura, esta situação é observada em alguns trabalhos, como em Carrion, Conejo e Arroyo (2007), Carrion, Arroyo e Conejo (2009) e Conejo, Carrion e Morales (2010), nos quais as decisões são associadas aos processos estocásticos, ou seja, são indexadas aos cenários. Assim, o problema de otimização resulta em um conjunto de possíveis decisões e implica ao consumidor, a necessidade de realizar contratações baseadas nos valores esperados de tais conjuntos.

Já o MAJRSH fornece ao consumidor decisões de contratação *here-and-now* em cada mercado e em todos os períodos do seu planejamento, sem deixar de considerar a estocasticidade dos preços da energia nos períodos futuros. Para isso, realiza uma dinâmica que resolve, de forma interligada, uma sequência de problemas em dois estágios. Estes problemas em dois estágios são aqui denominados problema de aquisição m . Cada iteração é associada a um momento de tomada de decisão que, em função de m , avança sequencialmente nos períodos do horizonte de planejamento. A quantidade de iterações é definida pelo número de períodos contidos no conjunto do horizonte de planejamento H . A interligação entre os problemas de aquisição m garante que as decisões já tomadas sejam consideradas nas próximas iterações. A Figura 5.7 ilustra a estrutura de tomada de

decisões do MAJRSH e a dinâmica das decisões em relação aos períodos do horizonte de planejamento.

Figura 5.7 – Estrutura de decisões do MAJRSH.



Fonte: autoria própria.

O processo iterativo inicia-se no problema $m = 1$, para o qual define-se o conjunto de períodos $T(m) = T(1) = \{1, \dots, |H|\}$. Resolve-se o problema de otimização considerando as informações de entrada (dados de mercado, de demanda, de risco etc.) para os períodos $T(m)$ e encontram-se as decisões ótimas nos dois estágios. Tem-se, então, as decisões de contratação *here-and-now*: $p_{fjl}^F(1)$, $p_{bl}^B(1)$, $e_{1l}^P(1)$ e $e_{n1l}^S(1)$, que são adicionadas aos dados de entrada da próxima iteração (problema de aquisição $m + 1$) como informações de energia pré-contratada. As decisões do segundo estágio são importantes para encontrar a solução ótima do primeiro estágio do problema de aquisição m , porém, não são adicionadas ao próximo problema ($m + 1$).

Finalizada a primeira iteração, atualizam-se os dados de entrada para o próximo problema de otimização, $m + 1$. Na segunda iteração, o conjunto de períodos é composto por $T(2) = \{2, \dots, |H| + 1\}$, generalizando para qualquer valor de m , tem-se: $T(m) = \{m, \dots, |H| + m - 1\}$. Nota-se que os períodos que compõem o problema de otimização nesta próxima iteração vão além do último período do horizonte de planejamento H . Desta forma, o consumidor continua tomando suas decisões de contratação considerando a estocasticidade do mercado de energia em um número $|H|$ de períodos futuros ao momento da sua decisão. Esta atualização no conjunto de períodos do problema de aquisição m , $T(m)$, possibilita a dinâmica de janela rolante proposta.

Resolve-se o problema de otimização e encontram-se as decisões ótimas nos dois estágios para o problema de aquisição $m + 1$. Atualizam-se os dados de entrada da próxima iteração considerando as decisões do primeiro estágio. Repete-se o ciclo até que se tenha resolvido o problema de otimização para todos os períodos do horizonte de planejamento H , ou seja, até $m = |H|$. Assim, encontra-se um número $|H|$ de conjuntos de decisões ótimas de primeiro e segundo estágio, correspondentes a cada problema m resolvido ($m \in \{1, \dots, |H|\}$). No final desse processo o grande consumidor tem, para cada período, as decisões de contratação *here-and-now* em suas opções de aquisição de energia.

5.5.2 Formulação Proposta

O MAJRSH resolve o problema de aquisição do grande consumidor em uma sequência de $|H|$ problemas de otimização em dois estágios (problemas de aquisição m) acoplados entre si.

A formulação apresentada a seguir corresponde ao problema de aquisição m , ou seja, corresponde a cada iteração. Nota-se que tanto a função objetivo, $C(m)$, como vários elementos da formulação, tais como $\lambda_{tlw}^P(m)$, $e_{tlw}^P(m)$, $C_{bt}^B(m)$, $\lambda_{btlw}^B(m)$, $p_{bl}^B(m)$, estão parametrizados em m ($m \in \{1, \dots, |H|\}$) para indicar a iteração na dinâmica proposta. Minimiza-se a função objetivo (5.30), sujeita às restrições em (5.31)–(5.46).

$$\begin{aligned}
C(m) = \text{Min} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \sum_{t \in T(m)} \sum_{l \in L} & \left(\sum_{b \in B} C_{bt}^B(m) \lambda_{bt}^B(m) p_{bt}^{BT}(m) \right. \\
& + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fj}^F(m) \lambda_{fj}^F(m) p_{fj}^{FT}(m) + \lambda_{tl}^P(m) e_{tl}^P(m) \\
& \left. + \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl}^S(m) \right) (1 - \beta) + \beta \left(\sum_{t \in T(m)} \sum_{l \in L} \left(\zeta_{tl}(m) + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \eta_{tl\omega}(m) \right) \right)
\end{aligned} \quad (5.30)$$

sujeito a:

$$p_{bt}^{BT}(m) = p_{bt}^B(m) + P_{bt}^{PCB}(m), \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.31)$$

$$p_{fj}^{FT}(m) = p_{fj}^F(m) + P_{fj}^{PCF}(m), \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L; \quad (5.32)$$

$$\underline{P}_{bt}^B(m) s_{bt}(m) \leq p_{bt}^B(m) + P_{bt}^{PCB}(m) s_{bt}(m) \leq \overline{P}_{bt}^B(m) s_{bt}(m), \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.33)$$

$$\begin{aligned}
\underline{P}_{fj}^F(m) s_{fj}(m) \leq p_{fj}^F(m) + P_{fj}^{PCF}(m) s_{fj}(m) \leq \overline{P}_{fj}^F(m) s_{fj}(m), \forall f \in F, \\
\forall j \in J, \forall l \in L;
\end{aligned} \quad (5.34)$$

$$s_{f(j-1)l}(m) \geq s_{fjl}(m), \forall f \in F, \forall j \in J - \{1\}, \forall l \in L; \quad (5.35)$$

$$s_{bt}(m) \in \{0, 1\}, \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.36)$$

$$s_{fj}(m) \in \{0, 1\}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L; \quad (5.37)$$

$$0 \leq e_{1tl}^S(m) \leq \overline{E}_{1l}^S, \forall t \in T(m), \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.38)$$

$$0 \leq e_{ntl}^S(m) \leq \overline{E}_{nl}^S - \overline{E}_{(n-1)l}^S, \forall n \in N - \{1\}, \forall t \in T(m), \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.39)$$

$$\begin{aligned}
e_{tl}^P(m) + \sum_{b \in B} C_{bt}^B(m) p_{bt}^{BT}(m) + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fj}^F(m) p_{fj}^{FT}(m) \\
+ \sum_{n \in N} e_{ntl}^S(m) = E_{tl}^D(m), \forall t \in T(m), \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega;
\end{aligned} \quad (5.40)$$

$$e_{t1}^P(m) = e_{tl}^P(m), t = m, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.41)$$

$$e_{ntl1}^S(m) = e_{ntl\omega}^S(m), \forall n \in N, t = m, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.42)$$

$$\left(\sum_{b \in B} C_{bt}^B(m) \lambda_{bt\omega}^B(m) p_{bt}^{BT}(m) + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{ftl}^F(m) \lambda_{fjl}^F(m) p_{fjl}^{FT}(m) \right. \\ \left. + \lambda_{tl\omega}^P(m) e_{tl\omega}^P(m) + \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl\omega}^S(m) \right) - \zeta_{tl}(m) \leq \eta_{tl\omega}(m), \quad (5.43)$$

$$\forall t \in T(m), \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega;$$

$$\eta_{tl\omega}(m) \geq 0, \forall t \in T(m), \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.44)$$

em que:

$$P_{bl}^{PCB}(m) = \sum_{q=1}^{m-1} p_{bl}^{B*}(q), \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.45)$$

$$P_{fjl}^{PCF}(m) = \sum_{q=1}^{m-1} p_{fjl}^{F*}(q), \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L. \quad (5.46)$$

A função objetivo, equação (5.30), é composta por dois termos: o primeiro consiste no custo efetivo da aquisição de energia; e o segundo no valor condicional em risco, CVaR. No primeiro termo, as variáveis de decisão são os montantes totais de potência adquiridos nos mercados de futuros (p_{fjl}^{FT}) e em contratos bilaterais (p_{bt}^{BT}), assim como os montantes de energia adquiridos através do mercado *pool* ($e_{tl\omega}^P$) e por meio de autoprodução ($e_{ntl\omega}^S$). Associados a essas variáveis, tem-se os preços da energia nos mercados de futuros (λ_{fjl}^F), bilateral ($\lambda_{bt\omega}^B$) e *pool* ($\lambda_{tl\omega}^P$), assim como o custo de autoprodução (S_n^S), para que se possa calcular o custo da energia em cada uma dessas modalidades de aquisição, em cada período t e em cada nível de carregamento l . As variáveis relacionadas ao mercado de futuros e aos contratos bilaterais expressam a potência contratada, logo, para se obter a energia usa-se os termos C_{bt}^B e C_{ftl}^F , que consistem na duração destes contratos no respectivo período e nível de carregamento. Calcula-se a esperança matemática desse custo de aquisição de energia para o conjunto de cenários Ω , considerando a probabilidade de ocorrência, π_ω .

No segundo termo da função objetivo, tem-se o valor condicional em risco, CVaR, que representa o custo esperado do percentil $(1 - \alpha)$ dos piores cenários. Neste termo, as variáveis de decisão são ζ_{tl} e $\eta_{tl\omega}$, conforme apresentado na Seção 3.4. O impacto do CVaR na função objetivo pode ser ajustado pelo fator β , de acordo com a estratégia do consumidor quanto ao risco.

Os montantes totais contratados nos mercados bilateral e de futuros, conforme descrito em (5.31) e (5.32), são dados pela soma das decisões de contratação no problema m ($p_{bt}^B(m)$ e $p_{fjl}^F(m)$) com os valores pré-contratados em problemas de aquisição anteriores a m ($P_{bl}^{PCB}(m)$ e $P_{fjl}^{PCF}(m)$). Os termos $P_{bl}^{PCB}(m)$ e $P_{fjl}^{PCF}(m)$ são valores constantes

definidos em (5.45) e (5.46), respectivamente, e compõem a ligação entre os problemas de aquisição.

As restrições em (5.33) e (5.34) estabelecem os limites mínimos e máximos para o valor da potência contratada em contratos bilaterais e no mercado de futuros, respectivamente. Essas restrições também compõem a ligação entre os problemas de aquisição e garantem que as decisões já tomadas para um contrato (b ou f) sejam consideradas nos limites contratuais do problema m . As decisões tomadas nas variáveis p_{bl}^B e p_{fjl}^F em todos os problemas anteriores a m são armazenadas, respectivamente, em $P_{bl}^{PCB}(m)$ e $P_{fjl}^{PCF}(m)$. As restrições em (5.35) garantem que um bloco (j) de um contrato f só seja utilizado se o bloco anterior ($j - 1$) deste contrato também tiver sido utilizado. As restrições em (5.36) e (5.37) definem que as variáveis $s_{bl}(m)$ e $s_{fjl}(m)$ são binárias. As restrições (5.38) e (5.39) modelam os limites mínimos e máximos de cada bloco na unidade de autoprodução.

As restrições (5.40) definem o atendimento da demanda (i.e., balanço de potência ativa). A demanda a ser atendida corresponde à soma das energias adquiridas no mercado de curto-prazo (*pool*) e no mercado de médio-prazo (mercado de futuros e contratos bilaterais), da energia autoproduzida e da pré-contratada.

As restrições de não-antecipatividade, em (5.41) e (5.42), definem que as decisões sejam independentes do cenário ω nas variáveis $e_{tl\omega}^P(m)$ e $e_{ntl\omega}^S(m)$ quando o período t corresponder ao primeiro período do problema de aquisição m . Assim, para o período inicial, $t = m$, têm-se as decisões *here-and-now* para as aquisições no mercado *pool* e para a autoprodução de energia, conforme descrito na Seção 5.5.1.

As restrições (5.43) e (5.44) definem os valores das variáveis $\zeta_{tl}(m)$ e $\eta_{tl\omega}(m)$ para o cálculo do CVaR. Nas restrições (5.43), os quatro termos entre parênteses correspondem ao custo de aquisição da energia e a variável $\zeta_{tl}(m)$ representa o valor em risco (VaR) para o percentil $(1 - \alpha)$ piores cenários. Neste problema, o VaR é uma grandeza relativa ao custo de aquisição de energia. A variável $\eta_{tl\omega}(m)$ corresponde a quanto o custo de aquisição do cenário ω excede ao VaR. O valor de $\eta_{tl\omega}(m)$ é positivo para os cenários em que o custo da aquisição de energia é maior que $\zeta_{tl}(m)$ e é nulo para os demais cenários, devido as restrições definidas em (5.44).

Os valores pré-contratados em problemas de aquisição anteriores, definidos conforme descrito em (5.45) e (5.46), são constantes e obtidos a partir do somatório dos valores ótimos de aquisição nos mercados bilateral (p_{bl}^{B*}) e de futuros (p_{fjl}^{F*}) em problemas de aquisição q anteriores a m ($\forall q \in \{1, \dots, m - 1\}$).

5.6 Modelo de Aquisição Adaptativo para Sistemas Hidrotérmicos

Descreve-se nesta seção o segundo modelo proposto, denominado de Modelo de Aquisição Adaptativo para Sistemas Hidrotérmicos (MAASH). Esse modelo também dispõe ao consumidor decisões de contratação *here-and-now* em cada mercado e período do seu planejamento, considerando a estocasticidade dos preços da energia nos períodos futuros ao momento de tomada de decisão. Propõe-se uma modelagem em que os múltiplos problemas de otimização em dois estágios, denominados problemas de aquisição m discutidos no MAJRSH, são integrados em um problema de otimização único no modelo aqui proposto, MAASH. Assim, no MAASH, apesar de ser possível identificar os problemas de aquisição m , é importante destacar que esses problemas não são resolvidos de forma sequencial, mas de forma simultânea (integrada). Mesmo os problemas de aquisição m estando integrados, ainda é possível identificar momentos de tomada de decisão que avançam sequencialmente nos períodos do horizonte de planejamento.

No MAASH também são definidas restrições para interligar os problemas de aquisição m . Essa interligação se faz por meio de variáveis de decisão, ao invés de valores constantes, como observado no MAJRSH. Além disso, é importante salientar que o MAASH resolve todos os problemas de aquisição m simultaneamente, permitindo que as decisões de cada problema de aquisição se adaptem conforme avançam os momentos de tomada de decisão. Restrições de não-antecipatividade e de continuidade são utilizadas para garantir a continuidade das decisões entre os problemas de aquisição m .

São analisadas duas abordagens para o MAASH. Uma abordagem visa comparar os resultados deste modelo com os demais modelos de aquisição investigados, utilizando as mesmas premissas de mercado. Para isso, considerou-se a modelagem dos mercados de energia descritas na Seção 5.3. Outra abordagem visou implementar uma dinâmica adaptativa mais flexível nas variáveis relacionadas ao mercado de futuros, permitindo a variação do montante de potência contratada entre os períodos de vigência de um contrato. Então, adicionou-se o índice relacionado ao período, t , na formulação das variáveis de decisão desse mercado (p_{fjt}^F e s_{fjt}).

A primeira abordagem constrói uma dinâmica de continuidade entre os momentos de tomada de decisão nas variáveis dos mercados de curto-prazo, denominada de MAASH com continuidade nos Mercados de Curto-Prazo (MAASH-MCP). A segunda abordagem apresenta essa dinâmica de continuidade também para as variáveis do mercado de futuros, portanto MAASH com continuidade nos Mercados de Curto-Prazo e de Futuros (MAASH-MCPF). Nas Seções 5.6.1 e 5.6.2, descrevem-se a estrutura de tomada de decisões e a formulação para as abordagens MAASH-MCP e MAASH-MCPF, respectivamente.

5.6.1 MAASH-MCP

Descreve-se nesta seção o MAASH-MCP que considera a modelagem para os mercados de energia descrita na Seção 5.3. A dinâmica e estrutura de tomada de decisões são descritas na Seção 5.6.1.1 e a formulação do modelo, na Seção 5.6.1.2.

5.6.1.1 Estrutura de Tomada de Decisões

A dinâmica do MAASH-MCP consiste na solução de um problema de otimização que resolve, de forma simultânea, um conjunto de problemas em dois estágios associados a momentos distintos de tomada de decisão (problemas de aquisição m). Em cada problema de aquisição m , no primeiro estágio tomam-se as decisões *here-and-now* relativas à aquisição no mercados de futuros (p_{fjl}^F) e em contratos bilaterais (p_{bl}^B) para todo o horizonte de planejamento H . Nesse estágio também se decide, para o primeiro período do problema, quanto de energia será negociada no mercado *pool* ($e_{il}^P(m)$) e quanto será autoproduzida ($e_{ntl}^S(m)$). No segundo estágio, definem-se os valores das variáveis *wait-and-see* ($e_{tlw}^P(m)$ e $e_{ntlw}^S(m)$) para os demais períodos ($t \in \{m+1, \dots, |H|\}$).

Os problemas de aquisição m são interligados de forma que o modelo possa atualizar as decisões mantendo a característica de decisões *here-and-now* para os períodos anteriores a m ($t \in \{1, \dots, m-1\}$). A Figura 5.8 ilustra a estrutura de tomada de decisões do MAASH-MCP e a dinâmica das decisões nos períodos do horizonte de planejamento.

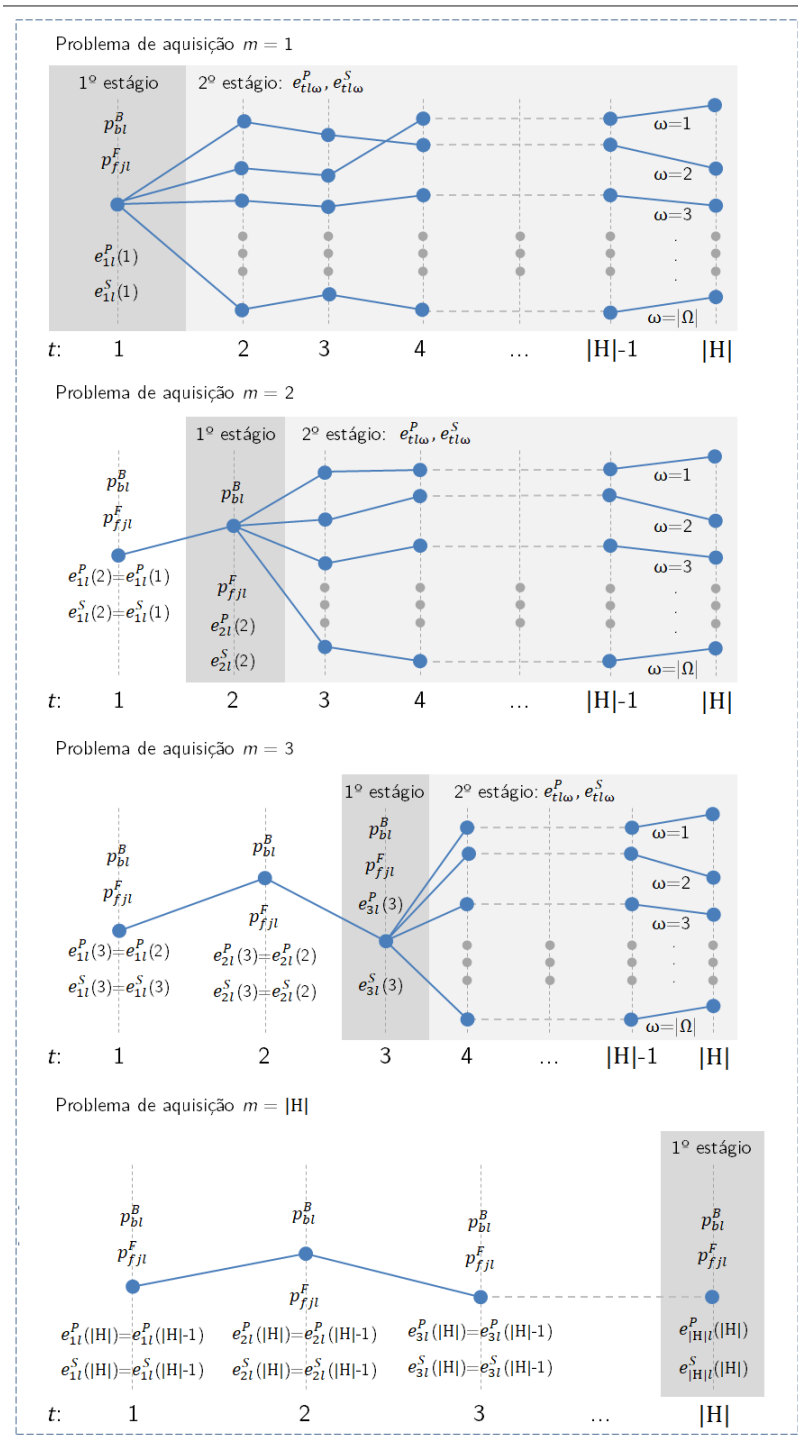
Para o problema de aquisição $m = 1$, relativo ao momento de tomada de decisão para $t = 1$, o conjunto de períodos $T(m)$ fica definido como $T(1) = \{1, \dots, |H|\}$. As decisões ótimas associadas aos dois estágios são dadas pelas decisões de contratação *here-and-now*, p_{fjl}^F , p_{bl}^B , $e_{il}^P(1)$ e $e_{n1l}^S(1)$, e as decisões *wait-and-see*, $e_{tlw}^P(1)$ e $e_{ntlw}^S(1)$. Para o problema de aquisição $m = 2$, o conjunto de períodos para o problema em dois estágios é definido como $T(2) = \{2, \dots, |H|\}$. Generalizando para qualquer m , tem-se: $T(m) = \{m, \dots, |H|\}$. Nota-se que, conforme avançam os momentos de tomada de decisão, a quantidade de períodos que compõem o problema de aquisição m diminui, ou seja, o comprimento do horizonte de planejamento do problema em dois estágios decresce. Apesar dessa dinâmica decrescente quanto ao horizonte de planejamento dos problemas em dois estágios (problemas de aquisição m), o modelo minimiza, para todo m , os custos e riscos considerando todos os períodos do conjunto H , visto que se trata de um problema de otimização resolvido de forma conjunta.

Encontram-se, para $m = 2$, as decisões ótimas nos dois estágios, obtendo as decisões *here-and-now*, $p_{fjl}^F(2)$, $p_{bl}^B(2)$, $e_{2l}^P(2)$ e $e_{n2l}^S(2)$, e as decisões *wait-and-see*, $e_{tlw}^P(2)$ e $e_{ntlw}^S(2)$. As decisões dos mercados de médio-prazo (p_{fjl}^F , p_{bl}^B) são atualizadas, assim como as demais decisões dos períodos anteriores ao momento m de tomada de decisão (no caso, e_{il}^P e e_{n1l}^S). As restrições de continuidade impostas pelo modelo proposto preservam a continuidade

das decisões *here-and-now* entre os problemas de aquisição m para os períodos anteriores a m ($t \in \{1, \dots, m - 1\}$).

Resolve-se o problema de otimização de forma que a tomada de decisão ocorra para todos os períodos do horizonte de planejamento, ou seja, até que $m = |H|$. Por fim, o MAASH-MCP dispõe ao grande consumidor as decisões de contratação *here-and-now* em suas opções de aquisição de energia para cada período.

Figura 5.8 – Estrutura de decisões do MAASH-MCP.



Fonte: autoria própria.

5.6.1.2 Formulação Proposta

Descreve-se a formulação do MAASH-MCP que tem como objetivo minimizar a função (5.47), sujeita às restrições em (5.48)–(5.61). Nota-se similaridades com a formulação do MAJRSH, logo, algumas equações são aqui descritas de forma mais breve, pois já foram discutidas anteriormente. As principais diferenças entre esses dois modelos são em relação à interligação dos problemas de aquisição m , pois no MAASH-MCP não são utilizados termos para energia pré-contratada e sim, uma solução conjunta utilizando restrições de continuidade.

$$C = \text{Min} \sum_{m \in M} \left(\sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \sum_{t \in H} \sum_{l \in L} \left(\sum_{b \in B} C_{bt}^B \lambda_{bt\omega}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{ftl}^F \lambda_{fjl}^F p_{fjl}^F \right. \right. \\ \left. \left. + \lambda_{tl\omega}^P e_{tl\omega}^P(m) + \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl\omega}^S(m) \right) (1 - \beta) \right. \\ \left. + \beta \left(\sum_{t \in H} \sum_{l \in L} \left(\zeta_{tl}(m) + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \eta_{tl\omega}(m) \right) \right) \right) \quad (5.47)$$

sujeito a:

$$\underline{P}_{bl}^B s_{bl} \leq p_{bl}^B \leq \overline{P}_{bl}^B s_{bl}, \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.48)$$

$$\underline{P}_{fjl}^F s_{fjl} \leq p_{fjl}^F \leq \overline{P}_{fjl}^F s_{fjl}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L; \quad (5.49)$$

$$s_{f(j-1)l} \geq s_{fjl}, \forall f \in F, \forall j \in J - \{1\}, \forall l \in L; \quad (5.50)$$

$$s_{bl} \in \{0, 1\}, \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.51)$$

$$s_{fjl} \in \{0, 1\}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall l \in L; \quad (5.52)$$

$$0 \leq e_{tl\omega}^S(m) \leq \overline{E}_{1l}^S, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.53)$$

$$0 \leq e_{ntl\omega}^S(m) \leq \overline{E}_{nl}^S - \overline{E}_{(n-1)l}^S, \forall n \in N - \{1\}, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.54)$$

$$\sum_{b \in B} C_{bt}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{ftl}^F p_{fjl}^F + e_{tl\omega}^P(m) + \sum_{n \in N} e_{ntl\omega}^S(m) = E_{tl}^D, \forall t \in H, \forall l \in L, \\ \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.55)$$

$$e_{tl\omega}^P(m) = e_{tl\omega}^P(m-1), \forall m \in M - \{1\}, \forall t \in \{1, \dots, m-1\}, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.56)$$

$$e_{ntl\omega}^S(m) = e_{ntl\omega}^S(m-1), \forall m \in M - \{1\}, \forall n \in N, \forall t \in \{1, \dots, m-1\}, \forall l \in L, \quad (5.57)$$

$$\forall \omega \in \Omega;$$

$$e_{tl}^P(m) = e_{tl\omega}^P(m), t = m, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.58)$$

$$e_{ntl1}^S(m) = e_{ntl\omega}^S(m), \forall n \in N, t = m, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.59)$$

$$\left(\sum_{b \in B} C_{btl}^B \lambda_{btl\omega}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{ftl}^F \lambda_{fjl}^F p_{fjl}^F + \lambda_{tl\omega}^P e_{tl\omega}^P(m) + \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl\omega}^S(m) \right) \quad (5.60)$$

$$-\zeta_{tl}(m) \leq \eta_{tl\omega}(m), \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M;$$

$$\eta_{tl\omega}(m) \geq 0, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M. \quad (5.61)$$

A função objetivo, equação (5.47), considera, para todo $m \in M$, o custo esperado da aquisição de energia e o valor condicional em risco, CVaR. No primeiro termo, as variáveis de decisão são os montantes de potência/energia adquirida nos mercados (p_{fjl}^F , p_{bl}^B e $e_{tl\omega}^P$) e autoproduzida ($e_{ntl\omega}^S$). Associado a essas variáveis, tem-se os preços/custos da energia (λ_{fjl}^F , $\lambda_{btl\omega}^B$, $\lambda_{tl\omega}^P$ e S_n^S). Os termos C_{btl}^B e C_{ftl}^F consistem na disponibilidade e duração dos contratos. Calcula-se a esperança matemática do custo da aquisição em todos os períodos t e níveis de carregamento l do horizonte de planejamento H . No segundo termo, calcula-se o CVaR por meio das variáveis ζ_{tl} e $\eta_{tl\omega}$. Por fim, somam-se, de forma ponderada pelo fator β , os custos esperados de aquisição e o CVaR de cada problema de aquisição $m \in M$.

As restrições em (5.48) a (5.52) estabelecem os limites de potência contratada em contratos bilaterais e no mercado de futuros. As restrições (5.53) e (5.54) modelam os limites da unidade de autoprodução. As restrições de atendimento da demanda são definidas em (5.55).

As equações (5.56) e (5.57) são as restrições de continuidade que compõem a interligação entre os problemas de aquisição m para as variáveis do mercado de curto-prazo ($e_{tl\omega}^P(m)$ e $e_{ntl\omega}^S(m)$). Estas restrições garantem que a atualização dessas variáveis preserve a continuidade de decisões *here-and-now* para os períodos t anteriores ao momento de tomada de decisão ($t \in \{1, \dots, m-1\}$).

As equações (5.58) e (5.59) são as restrições de não-antecipatividade que definem as decisões *here-and-now* nas variáveis $e_{tl\omega}^P(m)$ e $e_{ntl\omega}^S(m)$, quando t corresponder ao primeiro período do problema de aquisição m ($t = m$). As restrições (5.60) e (5.61) definem os valores das variáveis $\zeta_{tl}(m)$ e $\eta_{tl\omega}(m)$ para o cálculo do CVaR.

5.6.2 MAASH-MCPF

Descreve-se nesta seção o MAASH-MCPF que altera a modelagem do mercado de futuros, permitindo a variação no montante de potência contratada entre os períodos de vigência do contrato. Este modelo difere-se do MAASH-MCP em relação à dinâmica das decisões no mercado de futuros, que aqui contém o índice t relativo a períodos. Essas alterações implicam nova estrutura de tomada de decisões e nova formulação, porém muito similares, conforme é apresentado nas Seções 5.6.2.1 e 5.6.2.2.

5.6.2.1 Estrutura de Tomada de Decisões

Assim como no MAASH-MCP, o MAASH-MCPF também resolve, de forma simultânea, um problema de otimização composto por um conjunto de problemas em dois estágios (problemas de aquisição m) associados a momentos distintos de tomada de decisão. Em cada problema de aquisição m , tomam-se as decisões *here-and-now* para o mercados de futuros ($p_{fjl}^F(m)$) e contratos bilaterais (p_{bl}^B). Também se tomam as decisões no mercado *pool* ($e_{il}^P(m)$) e autoprodução ($e_{ntl}^S(m)$) para o primeiro período do problema em dois estágios. No segundo estágio, definem-se os valores das variáveis *wait-and-see* ($e_{tlw}^P(m)$ e $e_{ntlw}^S(m)$) para os demais períodos ($t \in \{m+1, \dots, |H|\}$).

Os problemas de aquisição m também são interligados de forma que sejam atualizadas as decisões mantendo a característica de decisões *here-and-now* para os períodos anteriores a m ($t \in \{1, \dots, m-1\}$). A Figura 5.9 ilustra a estrutura de tomada de decisões do MAASH-MCPF.

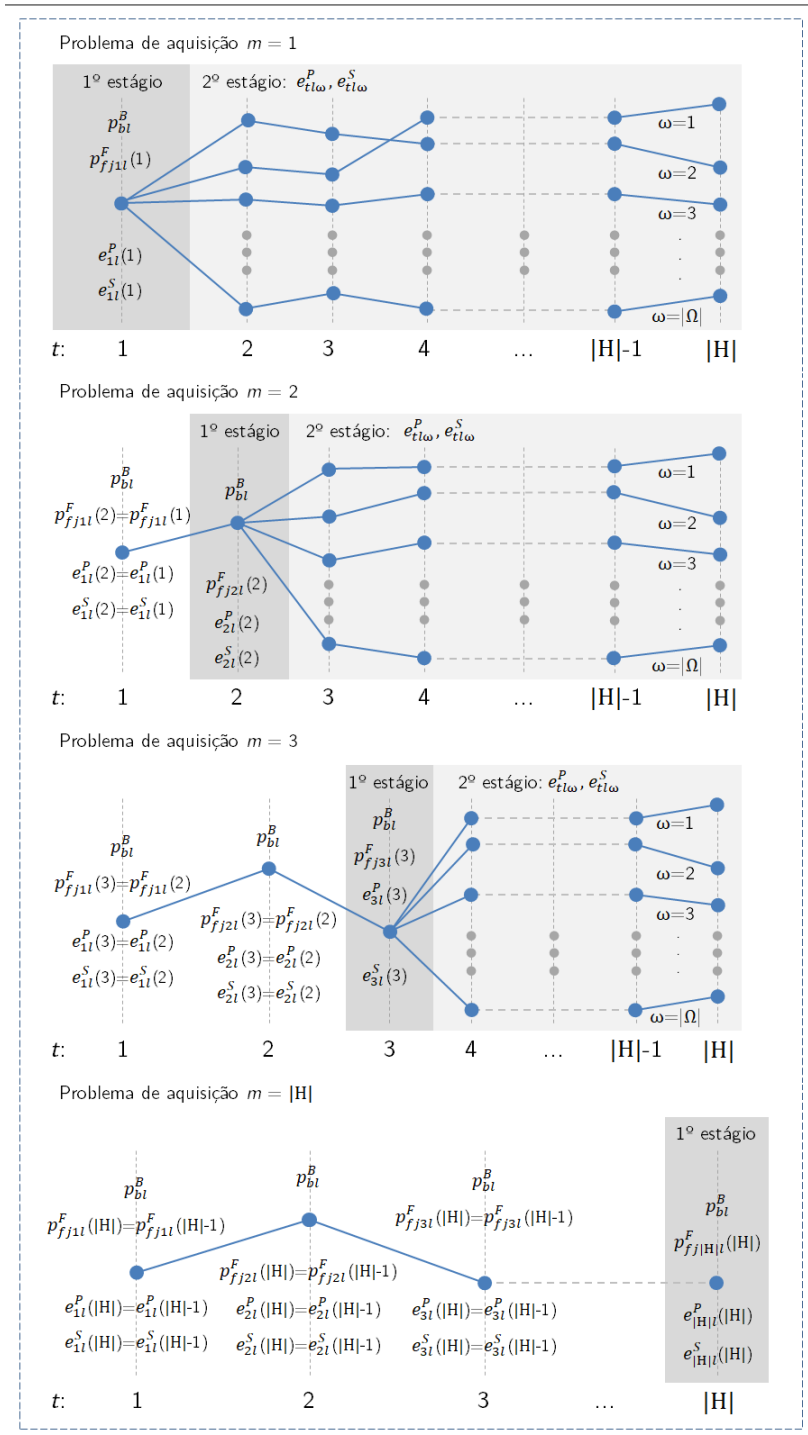
O problema é resolvido de forma similar à abordagem anterior, com diferenças apenas nas variáveis relativas ao mercado de futuros. Para o problema de aquisição $m=1$, com conjunto de períodos, $T(m) = T(1) = \{1, \dots, |H|\}$, as decisões ótimas associadas aos dois estágios são dadas pelas decisões de contratação *here-and-now*, $p_{bl}^B(1)$, $p_{fjl}^F(1)$, $e_{il}^P(1)$ e $e_{n1l}^S(1)$, e as decisões *wait-and-see*, $e_{tlw}^P(1)$ e $e_{ntlw}^S(1)$. No MAASH-MCPF, as decisões para o mercado de futuros são definidas para cada problema de aquisição m .

Para o problema de otimização ($m=2$), o conjunto de períodos do problema de aquisição em dois estágios é composto por $T(2) = \{2, \dots, |H|\}$ e encontram-se as decisões *here-and-now*, $p_{bl}^B(2)$, $p_{fjl}^F(2)$, $e_{2l}^P(2)$ e $e_{n2l}^S(2)$, e as decisões *wait-and-see*, $e_{tlw}^P(2)$ e $e_{ntlw}^S(2)$. As decisões de contratos bilaterais (p_{bl}^B) são atualizadas, assim como as demais decisões dos períodos anteriores ao momento m de tomada de decisão (no caso, p_{fjl}^F , e_{il}^P e e_{n1l}^S). Preserva-se a continuidade das decisões para os períodos anteriores a m ($t \in \{1, \dots, m-1\}$) tanto para as variáveis do mercado de curto-prazo ($e_{1l}^P(2) = e_{1l}^P(1)$ e $e_{n1l}^S(2) = e_{n1l}^S(1)$), quanto para as do mercado de futuros ($p_{fj1l}^F(2) = p_{fj1l}^F(1)$).

Resolve-se o problema para todo $m \in \{1, \dots, |H|\}$ e ao final, o modelo dispõe ao grande consumidor as decisões de contratação *here-and-now* para cada período. Similar ao

MAASH-MCP, o modelo é resolvido de forma conjunta e minimiza, para todo m , os custos e riscos considerando todos os períodos do conjunto H , apesar da dinâmica decrescente quanto ao horizonte de planejamento dos problemas em dois estágios.

Figura 5.9 – Estrutura de decisões do MAASH-MCPF.



Fonte: autoria própria.

5.6.2.2 Formulação Proposta

Descreve-se a formulação do MAASH-MCPF que minimiza a função objetivo, equação (5.62), sujeita às restrições em (5.63)–(5.79). Trata-se de uma formulação similar à do MAASH-MCP com diferenças relacionadas apenas ao mercado de futuros.

$$C = \text{Min} \sum_{m \in M} \left(\sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \sum_{t \in H} \sum_{l \in L} \left(\sum_{b \in B} C_{btl}^B \lambda_{btl\omega}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fjl}^F \lambda_{fjl}^F p_{fjtl}^F(m) \right. \right. \\ \left. \left. + \lambda_{tl\omega}^P e_{tl\omega}^P(m) + \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl\omega}^S(m) \right) (1 - \beta) \right. \\ \left. + \beta \left(\sum_{t \in H} \sum_{l \in L} \left(\zeta_{tl}(m) + \frac{1}{1 - \alpha} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \eta_{tl\omega}(m) \right) \right) \right) \quad (5.62)$$

sujeito a:

$$\underline{P}_{bl}^B s_{bl} \leq p_{bl}^B \leq \overline{P}_{bl}^B s_{bl}, \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.63)$$

$$\underline{P}_{fjl}^F s_{fjtl}(m) \leq p_{fjtl}^F(m) \leq \overline{P}_{fjl}^F s_{fjtl}(m), \forall f \in F, \forall j \in J, \forall t \in H, \\ \forall l \in L, \forall m \in M; \quad (5.64)$$

$$s_{fjtl}(m) \leq C_{fjl}^F, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall m \in M; \quad (5.65)$$

$$s_{f(j-1)tl}(m) \geq s_{fjtl}(m), \forall f \in F, \forall j \in J - \{1\}, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall m \in M; \quad (5.66)$$

$$s_{bl} \in \{0, 1\}, \forall b \in B, \forall l \in L; \quad (5.67)$$

$$s_{fjtl}(m) \in \{0, 1\}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall m \in M; \quad (5.68)$$

$$0 \leq e_{1tl\omega}^S(m) \leq \overline{E}_{1l}^S, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.69)$$

$$0 \leq e_{ntl\omega}^S(m) \leq \overline{E}_{nl}^S - \overline{E}_{(n-1)l}^S, \forall n \in N - \{1\}, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.70)$$

$$\sum_{b \in B} C_{btl}^B p_{bl}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fjl}^F p_{fjtl}^F(m) + e_{tl\omega}^P(m) + \sum_{n \in N} e_{ntl\omega}^S(m) = E_{tl}^D, \forall t \in H, \\ \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.71)$$

$$p_{fjtl}^F(m) = p_{fjtl}^F(m - 1), \forall m \in M - \{1\}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall t \in \{1, \dots, m - 1\}, \\ \forall l \in L; \quad (5.72)$$

$$s_{fjtl}(m) = s_{fjtl}(m-1), \forall m \in M - \{1\}, \forall f \in F, \forall j \in J, \forall t \in \{1, \dots, m-1\}, \quad (5.73)$$

$$\forall l \in L;$$

$$e_{tl\omega}^P(m) = e_{tl\omega}^P(m-1), \forall m \in M - \{1\}, \forall t \in \{1, \dots, m-1\}, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega; \quad (5.74)$$

$$e_{ntl\omega}^S(m) = e_{ntl\omega}^S(m-1), \forall m \in M - \{1\}, \forall n \in N, \forall t \in \{1, \dots, m-1\}, \quad (5.75)$$

$$\forall l \in L, \forall \omega \in \Omega;$$

$$e_{tl1}^P(m) = e_{tl\omega}^P(m), t = m, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.76)$$

$$e_{ntl1}^S(m) = e_{ntl\omega}^S(m), \forall n \in N, t = m, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M; \quad (5.77)$$

$$\left(\sum_{b \in B} C_{bt}^B \lambda_{bt\omega}^B p_{bt}^B + \sum_{f \in F} \sum_{j \in J} C_{fjt}^F \lambda_{fjt}^F p_{fjt}^F(m) + \lambda_{tl\omega}^P e_{tl\omega}^P(m) + \sum_{n \in N} S_n^S e_{ntl\omega}^S(m) \right) \quad (5.78)$$

$$-\zeta_{tl}(m) \leq \eta_{tl\omega}(m), \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M;$$

$$\eta_{tl\omega}(m) \geq 0, \forall t \in H, \forall l \in L, \forall \omega \in \Omega, \forall m \in M. \quad (5.79)$$

Essas equações são praticamente as mesmas da abordagem anterior (Seção 5.6.1.2) com as alterações necessárias para considerar o índice t nas variáveis p_{fjtl}^F e s_{fjtl} . Incluíram-se as restrições em (5.65), que limitam a utilização dos contratos no mercado de futuros nos períodos de sua vigência, assim como as restrições em (5.72) e (5.73), que compõem a interligação entre os problemas de aquisição m com continuidade nas variáveis do mercado de futuros (p_{fjtl}^F e s_{fjtl}). Estas últimas restrições garantem que na atualização dessas variáveis, seja mantida a continuidade das decisões para os períodos t anteriores ao momento de tomada de decisão ($t \in \{1, \dots, m-1\}$).

5.7 Estratégias de Aquisição de Energia

Abordam-se nesta seção dois aspectos que podem influenciar na estratégia a ser adotada pelo consumidor: a aversão ao risco e a afluência futura estimada. Os modelos MAJRSH e MAASH foram formulados como problemas de otimização estocástica que buscam minimizar o custo de aquisição considerando todos os cenários disponíveis. Devido ao preço no mercado *pool* ser incerto, a solução encontrada apresenta custos melhores para alguns cenários e piores para outros. Assim, a realização de um cenário desfavorável pode fazer com que as decisões de contratação da solução encontrada impliquem em altos custos

ao grande consumidor, apesar de ser a solução ótima para todo o conjunto de cenários. No sentido de mensurar esse risco, considera-se a variação do custo dentre os cenários através do Valor Condicional em Risco (CVaR) presente nas funções objetivo dos modelos.

No mercado *pool*, apesar de sua maior volatilidade, os preços esperados são menores que nos mercados de médio-prazo (mercados de futuros e contratos bilaterais), caracterizando um problema multi-objetivo em que a minimização do custo implica em maior risco e vice-versa. Tendo em vista este *trade-off* entre custo e risco, o CVaR apresenta-se como uma métrica para que o consumidor possa planejar sua exposição ao risco, ponderando-a pelo fator β . Através desse fator, o consumidor pode adotar estratégias de aquisição desde as mais arriscadas, em que não se considera o risco ($\beta = 0$), até estratégias de total aversão ao risco ($\beta = 1$).

A maior incerteza enfrentada pelo consumidor no planejamento da aquisição é o preço futuro da energia no mercado *pool*, impactado principalmente pelas incertezas nas afluências incrementais do sistema hidrotérmico. Logo, também se considerou que expectativas por períodos futuros mais secos ou mais chuvosos podem influenciar na estratégia do consumidor. Propõe-se modelar essa influência da estimativa de afluência futura através de distribuições de probabilidade não-equiproáveis. Em função da similaridade do cenário com a estimativa do consumidor quanto à afluência incremental, definiu-se maior probabilidade de ocorrência aos cenários mais similares e vice-versa.

Diversas métricas de similaridade entre séries temporais são discutidas por Liao (2005), Berkhin (2006), Batista, Wang e Keogh (2011), Fu (2011), Wang et al. (2013) e Serrà e Arcos (2014). Na escolha da métrica, considera-se a natureza dos dados, a forma que a série foi gerada, o tipo de análise a ser feita etc., para que se opte, por exemplo, por métricas de similaridade ponto a ponto ou por correlação temporal (BATISTA; WANG; KEOGH, 2011). Adotou-se a Distância de Minkowski como métrica de similaridade, expressa em (5.80). Mais especificamente, adotou-se a Distância de Manhattan, quando se utiliza $p = 1$.

$$Dist(x, y) = \left(\sum_{i \in I} |x_i - y_i|^p \right)^{\frac{1}{p}}, \quad (5.80)$$

onde x_i e y_i são os i -ésimos elementos das séries temporais x e y , I é o conjunto de elementos destas séries, e p é um número inteiro positivo. Trata-se de uma análise ponto a ponto, escolhida em razão das características sazonais das séries que podem influenciar em problemas que envolvem sistemas hidrotérmicos. Além disso, a distância de Minkowski é uma forma precisa, robusta, simples e eficiente de medir a similaridade entre duas séries temporais (SERRÀ; ARCOS, 2014). Esta métrica também é utilizada em técnicas de redução de cenários, como em Morales et al. (2009), Growe-Kuska, Heitsch e Romisch (2003) e Dupačová, Gröwe-Kuska e Römisch (2003).

O cálculo da probabilidade de ocorrência de um cenário foi realizado considerando o

somatório, para todos os períodos $t \in T$, da distância entre o valor de afluência incremental total (de todos os reservatórios) estimada pelo consumidor no período t , Y_t^f , e o valor dessa grandeza observado na série histórica relativa ao cenário ω , $Y_{t\omega}$. Na equação (5.81), é apresentado o cálculo desta distância, D_ω .

$$D_\omega = \sum_{t \in T} |Y_{t\omega} - Y_t^f|, \forall \omega. \quad (5.81)$$

Em (5.81), os valores de D_ω são menores para os cenários mais similares e maiores para os menos similares, então, buscou-se uma métrica inversamente proporcional à distância, ou seja, uma métrica de proximidade, N_ω . Solomatine, Maskey e Shrestha (2008) e Akbari, Overloop e Afshar (2011) discutem essas métricas, das quais se pode citar: a linear, a inversa, a inversa do quadrado, a exponencial e a gaussiana. Adotou-se o método linear, porém adaptado para que o consumidor pudesse definir, por meio de um fator Δ , a intensidade da diferença de probabilidade (não-equiprobabilidade) entre o cenário mais provável e o menos provável. Portanto, definiu-se o cálculo da medida de proximidade, N_ω , por (5.82). Em (5.83), obtêm-se essa métrica normalizada, adotada como a probabilidade de ocorrência do cenário em função da série de afluência estimada pelo consumidor, π_ω .

$$N_\omega = \text{Max}\{D_\omega : \omega = 1, \dots, |\Omega|\} \Delta - D_\omega, \forall \omega. \quad (5.82)$$

$$\pi_\omega = \frac{N_\omega}{\sum_{\omega \in \Omega} N_\omega}, \forall \omega. \quad (5.83)$$

Para esclarecer o impacto do fator Δ na intensidade da não-equiprobabilidade, por exemplo, se os valores estimados pelo consumidor corresponderem exatamente aos valores observados em algum cenário, haverá um $D_\omega = 0$. Assim, a razão entre o valor máximo e mínimo de probabilidades de ocorrência poderá ser calculado por (5.84):

$$\frac{\pi_{max}}{\pi_{min}} = \frac{\text{Max}\{D_\omega : \omega = 1, \dots, |\Omega|\} \Delta - 0}{\text{Max}\{D_\omega : \omega = 1, \dots, |\Omega|\} \Delta - \text{Max}\{D_\omega : \omega = 1, \dots, |\Omega|\}} = \frac{\Delta}{\Delta - 1}, \Delta > 1. \quad (5.84)$$

Visto que não necessariamente os valores estimados pelo consumidor corresponderão aos valores observados nas séries históricas, a razão entre o valor máximo e mínimo de probabilidades de ocorrência será um valor próximo ao encontrado utilizando a equação (5.84). Ao substituir as equações (5.81) e (5.82) em (5.83), a probabilidade de ocorrência do cenário foi calculada por (5.85):

$$\pi_\omega = \frac{\text{Max}\left\{\sum_{t \in T} |Y_{t\omega} - Y_t^f| : \omega = 1, \dots, |\Omega|\right\} \Delta - \sum_{t \in T} |Y_{t\omega} - Y_t^f|}{\sum_{\omega \in \Omega} \left(\text{Max}\left\{\sum_{t \in T} |Y_{t\omega} - Y_t^f| : \omega = 1, \dots, |\Omega|\right\} \Delta - \sum_{t \in T} |Y_{t\omega} - Y_t^f| \right)}, \forall \omega. \quad (5.85)$$

6 Resultados e Simulações do MELCPSH

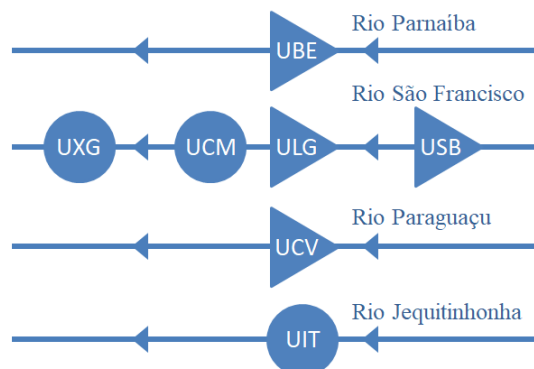
Neste capítulo, são apresentados os resultados das simulações utilizando o Modelo de Estimção de Leques de Cenários Preços em Sistemas Hidrotérmicos (MELCPSH), descrito no Capítulo 4. Realizou-se um estudo do modelo considerando um sistema real de médio porte, o sistema hidrotérmico da região nordeste do Brasil. Foram utilizados dados reais de capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica, de afluências e de demanda. Discutem-se os resultados quanto aos leques de cenários de preços gerados no modelo, assim como os resultados operacionais nas diferentes situações simuladas.

Na Seção 6.1 são apresentadas as características do sistema hidrotérmico simulado e os dados utilizados. Na Seção 6.2 apresentam-se os resultados da estimção dos leques de cenários de preços.

6.1 Sistema Hidrotérmico Estudado

O sistema de geração hidrelétrica da região nordeste do Brasil é composto pelas seguintes usinas, cujos dados são extraídos de Cicogna (2008): Boa Esperança (UBE), Complexo Paulo Afonso - Moxotó (UCM), Itaparica (ULG), Itapebi (UIT), Pedra do Cavalo (UCV), Sobradinho (USB) e Xingó (UXG). A Figura 6.1 apresenta a cascata desse sistema, sendo as usinas de reservatório representadas por triângulos e por círculos, as usinas a fio d'água. Dados destas hidrelétricas são apresentados nas Tabelas 6.1 e 6.2, extraídos de Cicogna (2008) e ANA (2019).

Figura 6.1 – Cascata de usinas hidrelétricas da região nordeste.



Fonte: autoria própria.

Tabela 6.1 – Dados de vazões e produtividade das hidrelétricas da região.

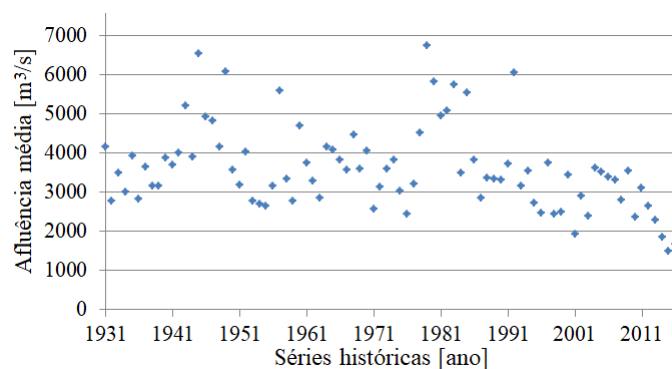
| Hidrelétrica | K_h [$\frac{MW}{m^3/s}$] | Q_r [$\frac{m^3}{s}$] | \bar{Q}_r [$\frac{m^3}{s}$] | U_h [$\frac{m^3}{s}$] | \bar{U}_h [$\frac{m^3}{s}$] |
|--------------|---------------------------------|------------------------------|------------------------------------|------------------------------|------------------------------------|
| UBE | 0,38037350 | 0 | 624 | 240 | 1600 |
| USB | 0,24542560 | 0 | 4278 | 1100 | 8000 |
| ULG | 0,45369480 | 0 | 3306 | - | - |
| UCM | 1,01914800 | 0 | 4199 | - | - |
| UXG | 1,06145160 | 0 | 2976 | 1300 | 8000 |
| UCV | 0,88422435 | 0 | 180 | 10 | 1500 |
| UIT | 0,69973410 | 0 | 660 | 38 | - |

Tabela 6.2 – Dados de volume dos reservatórios da região.

| Hidrelétrica | X_r [hm^3] | \bar{X}_r [hm^3] | X_r^0 [hm^3] | X_r^F [hm^3] |
|--------------|---------------------|---------------------------|-----------------------|-----------------------|
| UBE | 3173,0 | 5085,0 | 4101,1 | 4101,1 |
| USB | 5448,0 | 34117,0 | 8254,7 | 8254,7 |
| ULG | 7233,0 | 10782,0 | 7683,0 | 7683,0 |
| UCM | 1084,2 | 1303,5 | 1303,5 | 1303,5 |
| UXG | 3759,0 | 3800,0 | 3800,0 | 3800,0 |
| UCV | 2761,6 | 3804,8 | 3346,9 | 3346,9 |
| UIT | 1445,3 | 1633,6 | 1633,6 | 1633,6 |

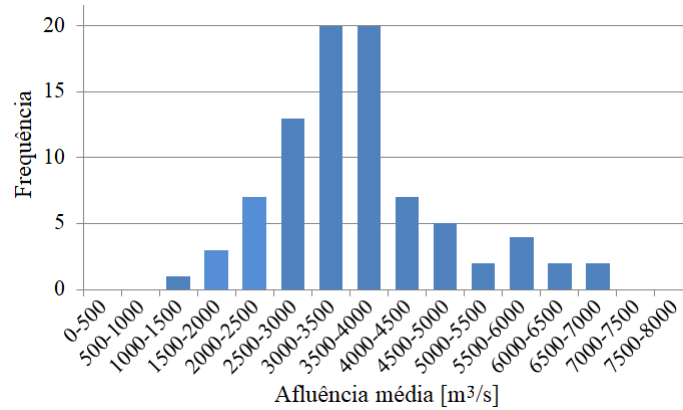
A afluência incremental nas usinas hidrelétricas da região nordeste foi representada de forma estocástica, através de leques de cenários de afluências, como em [Helseth, Mo e Warland \(2010\)](#). Os cenários foram construídos com dados históricos de afluência incremental média mensal disponível de 1931 a 2016 na plataforma HYDRODATA XP ([CICOGNA, 2008](#)). As Figuras 6.2 e 6.3 apresentam, respectivamente, o valor das vazões afluentes incrementais médias, em m^3/s , em cada ano do histórico e a sua distribuição.

Figura 6.2 – Afluências incrementais médias em cada ano das séries históricas.



Fonte: autoria própria.

Figura 6.3 – Histograma das afluências incrementais médias.



Fonte: autoria própria.

Devido à infactibilidade de algumas situações simuladas no MELCPSH, alguns anos do histórico de afluências incrementais foram excluídos da base de dados considerada (1971, 2001, 2014, 2015 e 2016). Assim, restaram 81 séries históricas para construir os cenários de afluências incrementais. Considerou-se um horizonte de planeamento bianual, com discretização semanal, logo, o conjunto T de períodos foi definido como $T = \{1, \dots, 104\}$, sendo cada período t correspondente a uma semana. Portanto, cada cenário ω de afluência incremental contém os dados de 104 semanas, correspondentes a dois anos consecutivos das séries históricas. Por exemplo: o primeiro cenário, $\omega = 1$, foi construído utilizando os dados de 1931 e 1932; e o segundo cenário, $\omega = 2$, utilizando os dados de 1932 e 1933. Seguindo esta metodologia, foram definidos 80 cenários de afluência incremental.

Os dados das séries históricas correspondem à média mensal da vazão afluyente incremental, em m^3/s , porém cada período t do horizonte de planeamento considerado consiste em uma semana. Então, utilizou-se os dados mensais como dados de vazão diários e assim calculou-se a média ponderada de afluência incremental em cada semana.

Quanto à geração termelétrica, a região dispõe das usinas apresentadas na Tabela 6.3. Nota-se a expressiva variação no custo de operação dessas termelétricas, demonstrando que quanto maior a necessidade de utilizar essa modalidade, maior será o custo marginal de operação. As termelétricas foram modeladas considerando a sua capacidade máxima de geração e seu custo linear de operação, utilizando dados disponíveis no Programa Mensal de Operação Energética (ONS, 2018) e considerando o CVU de cada termelétrica como um valor constante para todos os períodos do horizonte de planeamento.

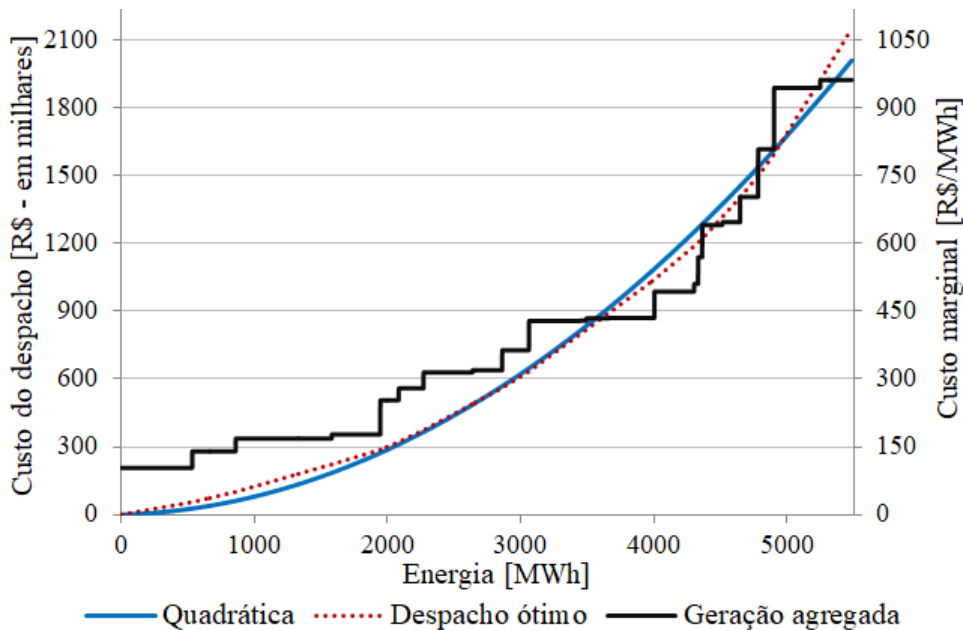
Na Figura 6.4 é apresentada a curva de geração termelétrica agregada, em preto, formada pela capacidade de geração de cada termelétrica do sistema estudado e o respectivo CVU adotado. Também são apresentados os valores de custo do despacho ótimo termelétrico por ordem de mérito, em vermelho. Ao calcular o custo do despacho, foi possível encontrar a curva de custo da termelétrica equivalente, apresentada em azul. Aplicando-se um ajuste

quadrático com coeficiente linear positivo e termo independente nulo, foram calculados os coeficientes da função objetivo, definida em (4.10): $A_t = 0,0638598388352609$ [R\$/MW²]; $B_t = 15,9396102216687$ [R\$/MW]; e $C_t = 0,0$ [R\$].

Tabela 6.3 – Dados das termelétricas da região.

| Termelétrica | \bar{P}_j^T [MW] | CVU [$\frac{R\$}{MWh}$] | Termelétrica | \bar{P}_j^T [MW] | CVU [$\frac{R\$}{MWh}$] |
|--------------|--------------------|---------------------------|--------------|--------------------|---------------------------|
| Termope | 533 | 103,39 | Arembepe | 150 | 640,30 |
| Fortaleza | 327 | 139,88 | Altos | 13 | 646,34 |
| P.Pecem1 | 720 | 168,31 | Aracati | 11 | 646,34 |
| P.Pecem2 | 365 | 177,27 | Baturite | 11 | 646,34 |
| R.Almeida | 138 | 252,87 | C.Maior | 13 | 646,34 |
| C. Furtado | 186 | 279,04 | Caucaia | 15 | 646,34 |
| JSPereira | 368 | 314,63 | Crato | 13 | 646,34 |
| Termoceara | 223 | 319,16 | Iguatu | 15 | 646,34 |
| Pernambu3 | 201 | 363,67 | JuazeiroN | 15 | 646,34 |
| Suape2 | 381 | 428,14 | Nazaria | 13 | 646,34 |
| Termocabo | 50 | 428,84 | Pecem | 15 | 646,34 |
| CampinaGr | 169 | 433,89 | Petrolina | 136 | 702,50 |
| Termone | 171 | 434,83 | Potiguar3 | 66 | 807,62 |
| TermoPB | 171 | 434,83 | Potiguar | 53 | 807,63 |
| Global1 | 149 | 493,24 | Camacari | 347 | 943,88 |
| Global2 | 149 | 493,24 | PauFerro | 94 | 961,30 |
| Sykue1 | 30 | 510,12 | Termomanau | 143 | 961,30 |
| Bahia1 | 31 | 569,02 | | | |

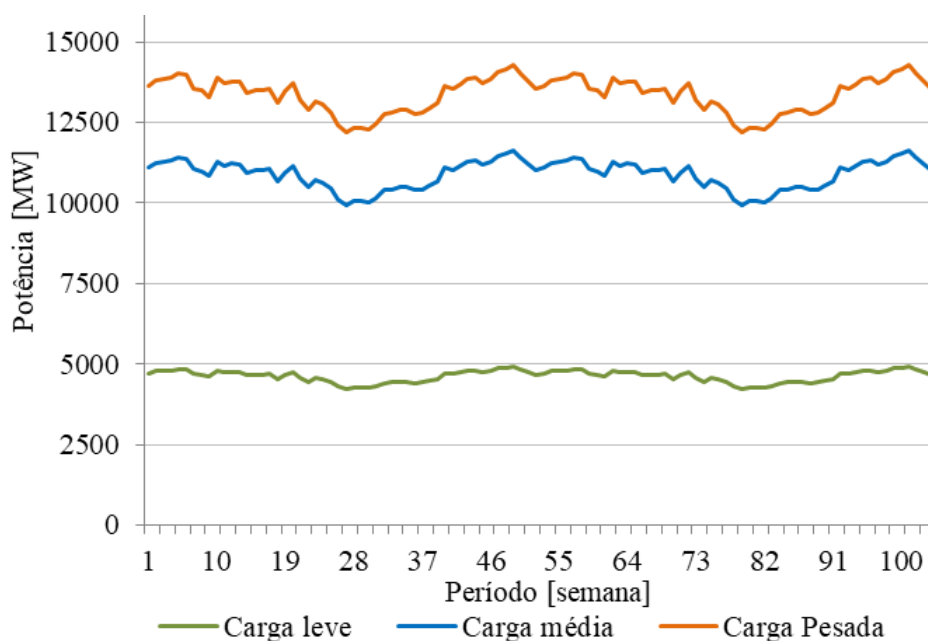
Figura 6.4 – Curva de custo da termelétrica equivalente.



Fonte: autoria própria.

Para a potência demandada, considerou-se o perfil de consumo dos três patamares de carga (leve, média e pesada) da região nordeste no ano de 2017, disponível em [CCEE \(2019\)](#). Visando acentuar a diferença nos níveis de carga, ajustaram-se os valores da potência média semanal, multiplicando as cargas leve e pesada pelos fatores 0,5 e 1,28. Na Figura 6.5 pode-se observar o perfil dos valores ajustados de potência demandada.

Figura 6.5 – Perfil dos valores ajustados de potência demandada.



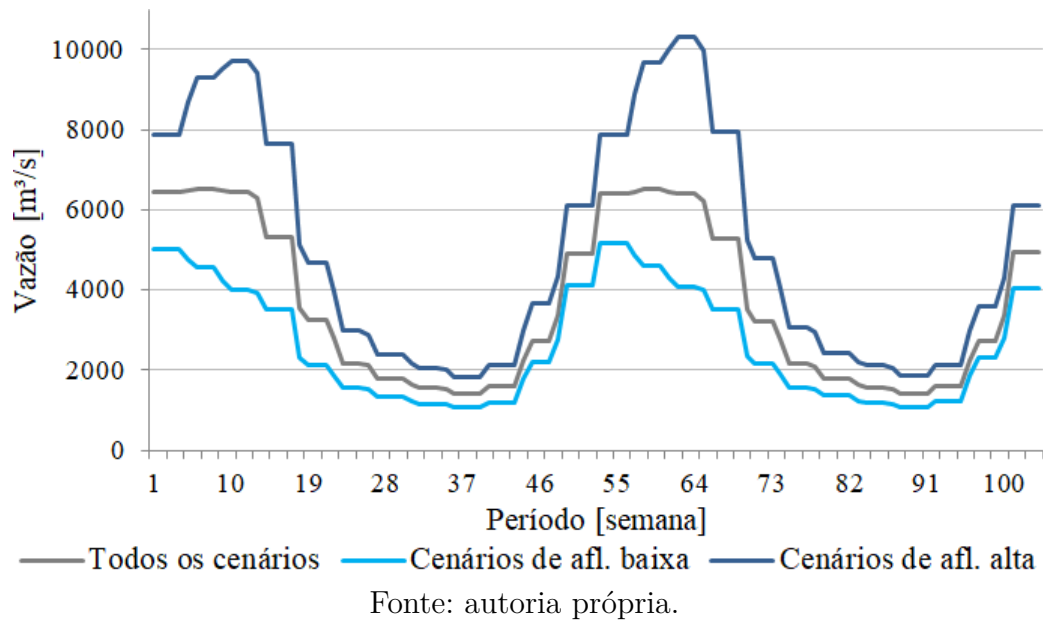
Fonte: autoria própria.

6.2 Resultados do MELCPSH

O MELCPSH foi simulado em diferentes estudos de caso, sendo que o principal consistiu na simulação do sistema hidrotérmico utilizando todas as informações disponíveis (80 cenários de afluências incrementais). Assim, foi possível gerar os oitenta leques de cenários de preço da energia a ser utilizado nos modelos de aquisição, apresentados na Seção 6.2.1. Outro estudo de caso realizado, apresentado na Seção 6.2.2, buscou comparar simulações com níveis de baixa e de alta afluência incremental. Visou-se analisar o impacto de situações hidrológicas secas ou chuvosas nos preços da energia, assim como nos resultados operacionais do sistema hidrotérmico.

Portanto, das séries históricas consideradas, foram definidas três situações a serem simuladas no MELCPSH: uma geral, utilizando todos os cenários disponíveis; e outras duas simulando períodos secos e chuvosos, utilizando, respectivamente, os 20 cenários com os menores valores de afluência média anual, caracterizando uma situação de baixa afluência; e os 20 cenários de maiores valores, caracterizando uma situação de alta afluência. A Figura 6.6 apresenta os perfis de afluência média incremental nas três situações simuladas.

Figura 6.6 – Perfis de afluência incremental média dos cenários simulados.



A modelagem matemática foi implementada no *software* IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.6, utilizando a linguagem OPL (*Optimization Programming Language*) e um computador com processador Intel i7-4500U de 2,8GHz e memória RAM de 8GB. O MELCPSH para o sistema hidrotérmico estudado, considerando as oitenta séries históricas de afluência, apresentou 782.080 variáveis e 1.215.280 restrições; e o tempo de resolução foi de 75 segundos, aproximadamente.

6.2.1 Simulação com Todos os Cenários de Afluência

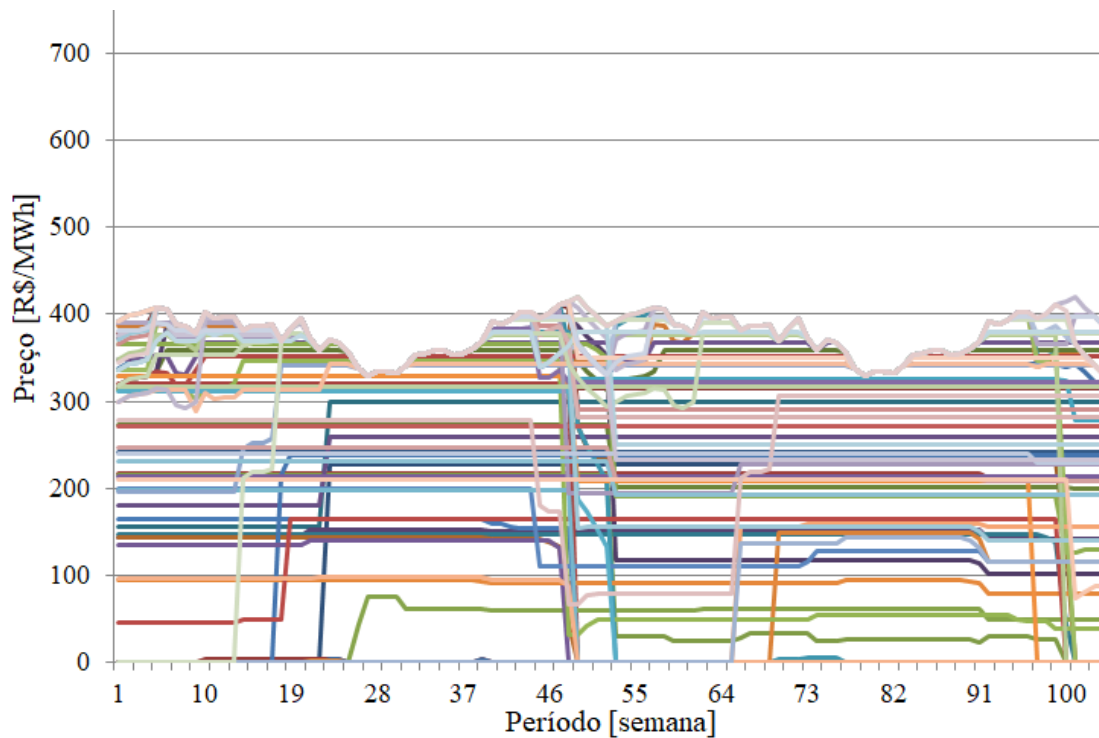
Os resultados do MELCPSH para a simulação de todos os cenários de afluência são apresentados nesta seção. As variáveis de decisão deste modelo são dependentes dos cenários de afluência incremental, ou seja, são indexadas aos cenários ω . O mesmo ocorre para os resultados, tais como os preços da energia, o despacho, a operação hidráulica etc., os quais possuem uma decisão para cada cenário. Isto possibilita obter os leques de cenários de preços da energia, objetivo deste modelo.

Os preços da energia são gerados para todos os períodos t do horizonte de planejamento e são distintos por nível de carregamento l . As Figuras 6.7, 6.8 e 6.9 apresentam os leques de cenários para os três níveis de carregamento (leve, médio e pesado), sendo cada linha correspondente a um cenário. Já os valores esperados para o preço da energia são apresentados na Figura 6.10, também distintos por nível de carregamento.

Nas Figuras 6.7, 6.8 e 6.9 pode-se observar a expressiva variação no preço da energia entre os diferentes cenários de afluência incremental. Nota-se também, na Figura 6.10, que o nível de carregamento influencia o preço, e como era esperado, quanto maior a potência demandada, maior o preço. Essa influência está relacionada ao despacho termelétrico

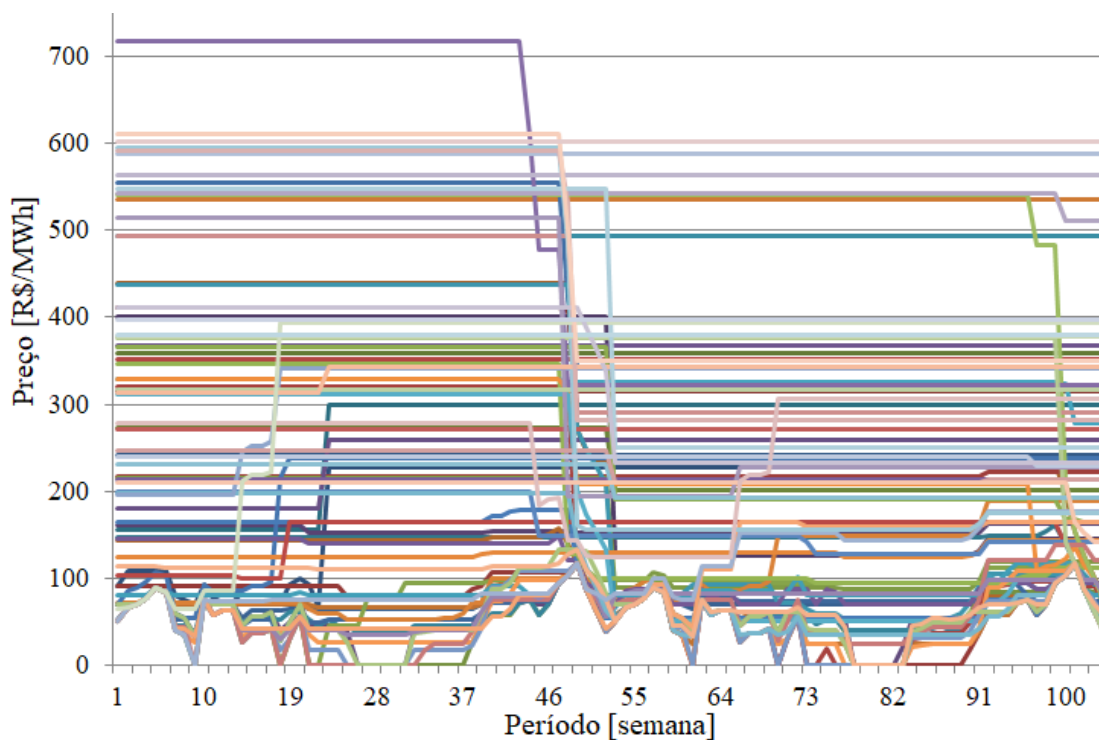
necessário para atender a restrição de balanço de potência, pois, quanto maior o nível de carregamento, maior o despacho termelétrico e, conseqüentemente, maior o preço.

Figura 6.7 – Leques de cenários de preços da energia - nível de carregamento leve.



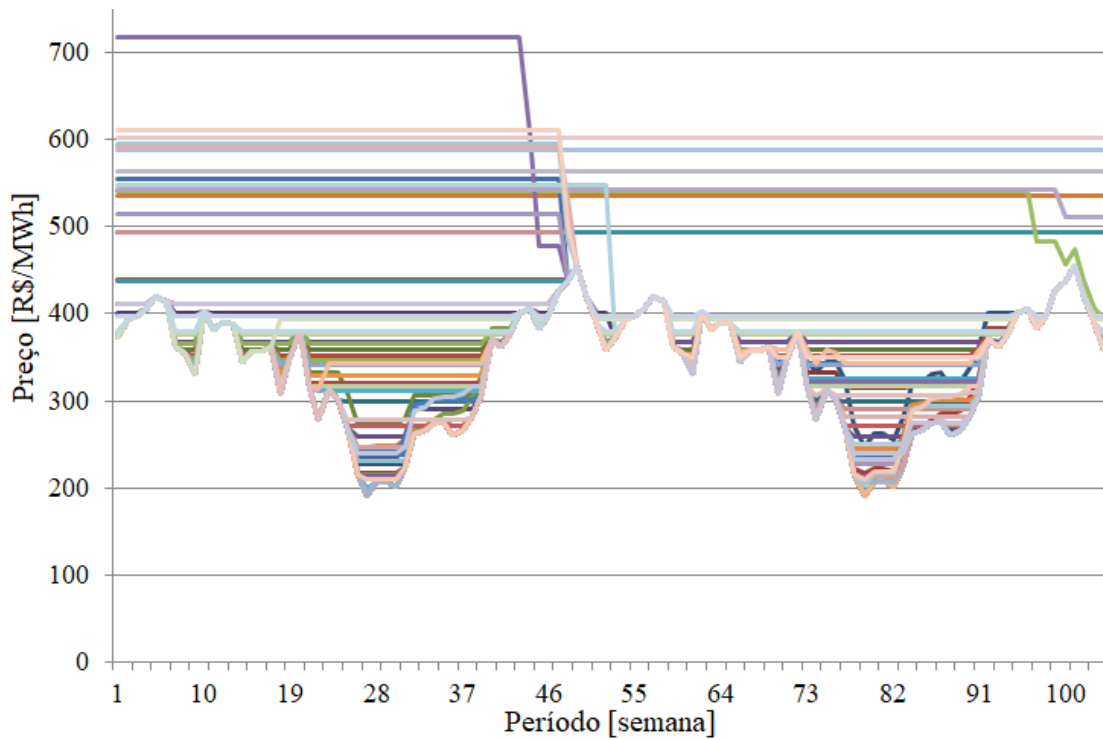
Fonte: autoria própria.

Figura 6.8 – Leques de cenários de preços da energia - nível de carregamento médio.



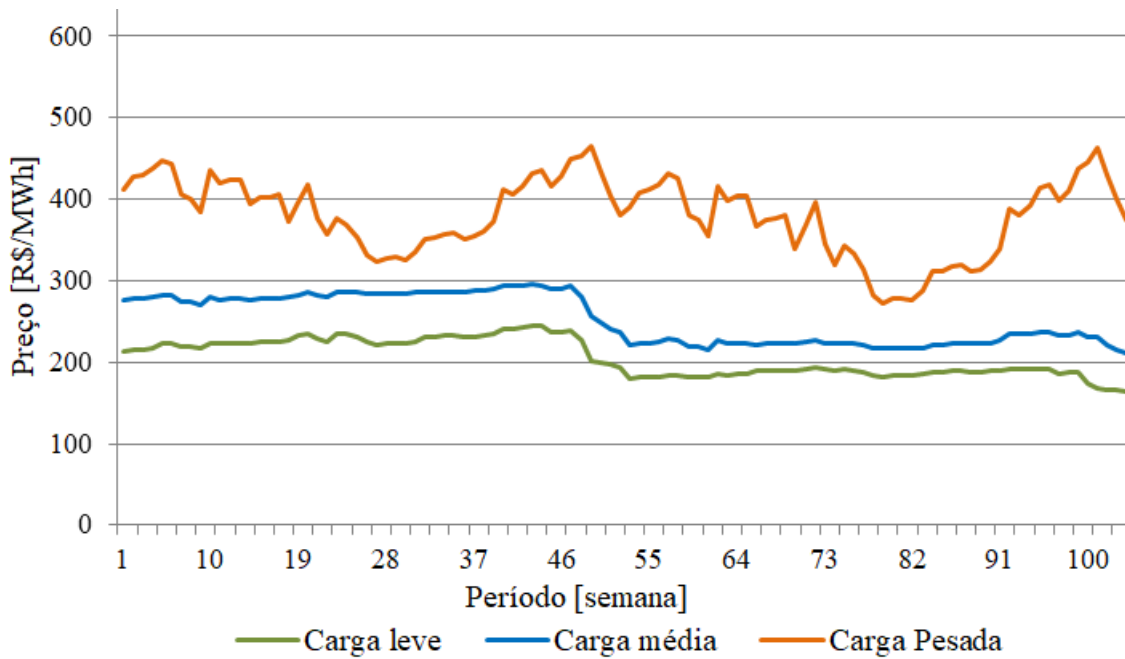
Fonte: autoria própria.

Figura 6.9 – Leques de cenários de preços da energia - nível de carregamento pesado.



Fonte: autoria própria.

Figura 6.10 – Preço esperado da energia.



Fonte: autoria própria.

Nas Figuras 6.11 e 6.12 são apresentados, respectivamente, os valores esperados para o despacho termelétrico na unidade equivalente; e a soma dos valores esperados de

despacho hidrelétrico nas sete unidades do sistema. As decisões de despacho termelétrico e hidrelétrico em cada cenário são apresentadas no Apêndice A.

Figura 6.11 – Despacho termelétrico esperado.

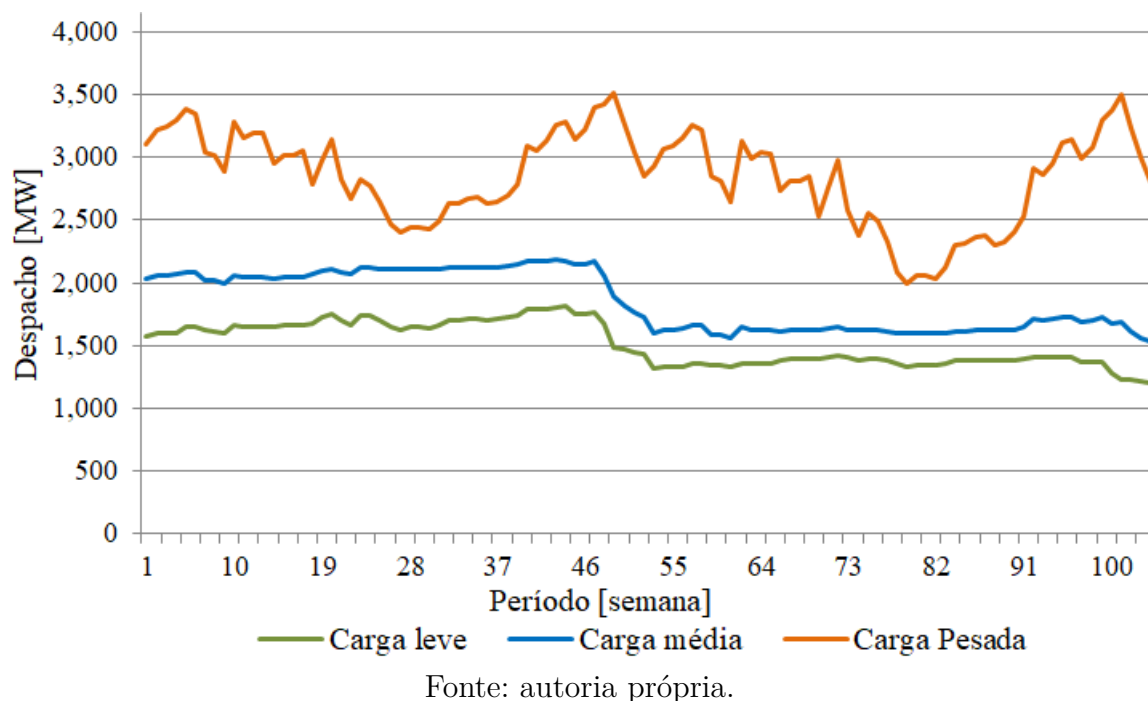
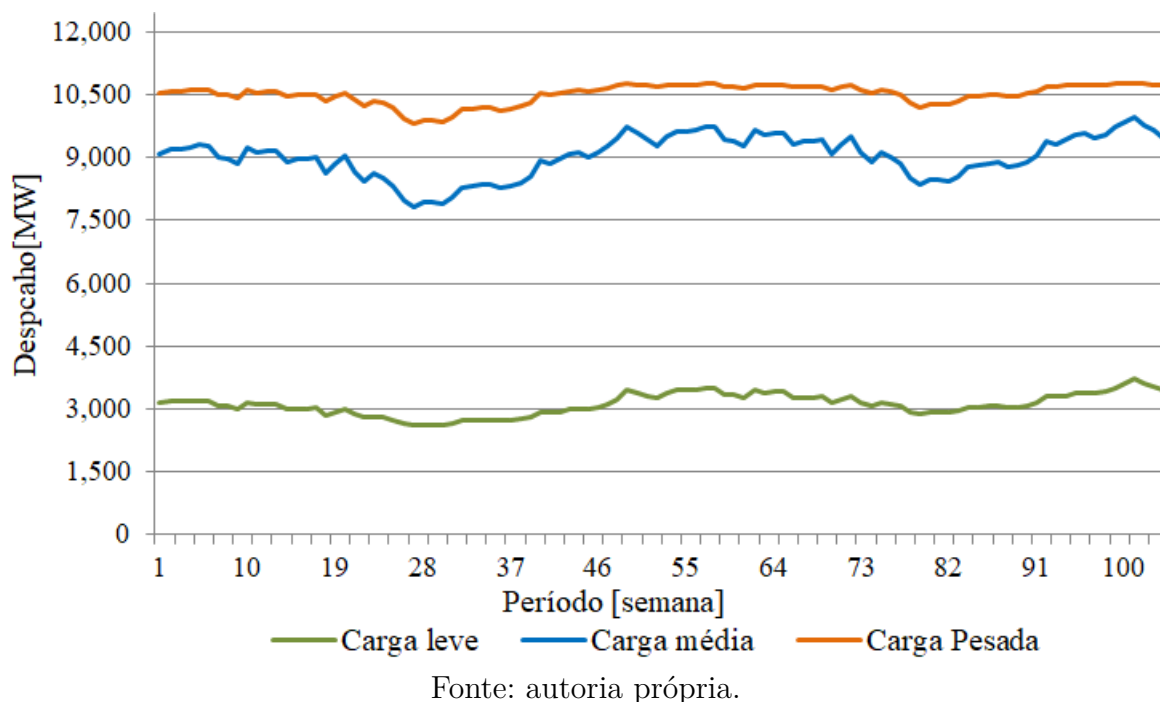


Figura 6.12 – Despacho hidrelétrico esperado.

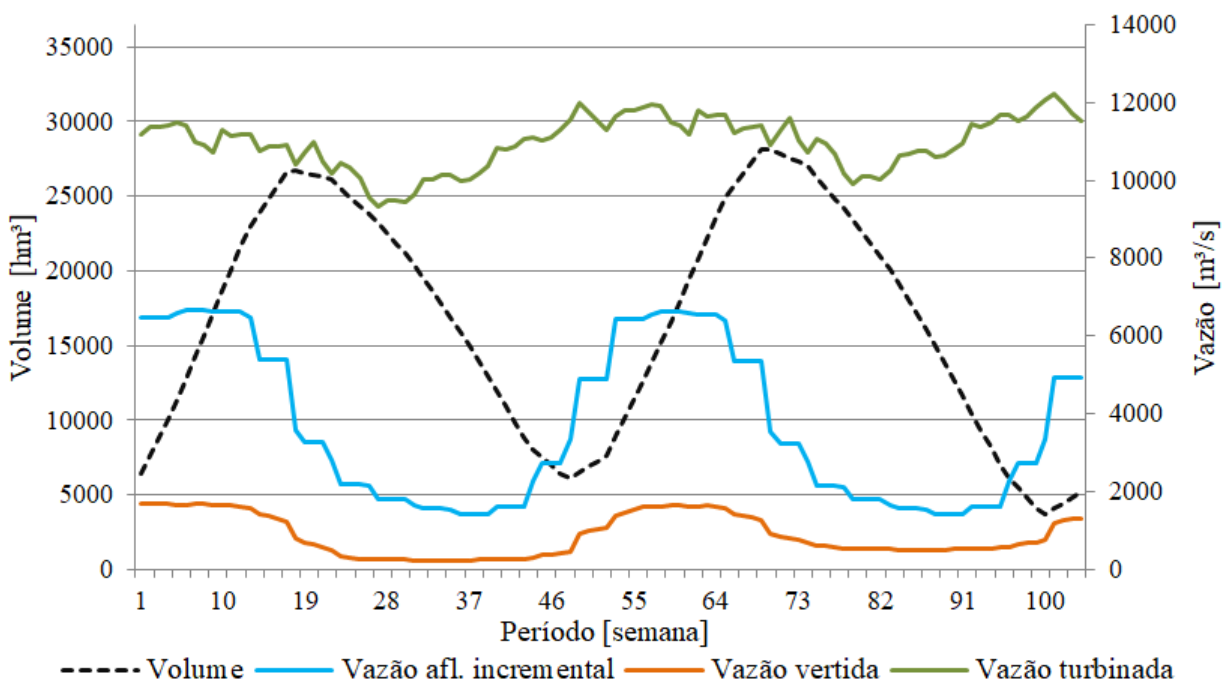


Ao comparar os gráficos de despacho termelétrico (Figura 6.11) com os de preço (Figura 6.10), observa-se que o preço segue a complementação termelétrica, visto que o

custo marginal da operação depende exclusivamente do custo da operação termelétrica. Ao comparar o despacho hidrelétrico (Figura 6.12) com a potência demandada (Figura 6.5), nota-se que é a operação hidrelétrica que responde às variações da demanda. Esta semelhança da demanda com o despacho hidrelétrico só não é observada no nível de carregamento pesado, pois, neste patamar são atingidos os limites operacionais das hidrelétricas, não permitindo que o despacho hidrelétrico pudesse acompanhar a demanda em alguns períodos. Nota-se que neste patamar, o despacho termelétrico apresentou variação maior que as observadas nas cargas leve e média, afim de atender as oscilações da demanda.

Na Figura 6.13 estão apresentados os resultados da operação do volume e vazões nos reservatórios do sistema no horizonte de planejamento. Os gráficos representam a soma dos valores esperados das grandezas em todos os reservatórios, sendo que os valores das vazões turbinada e vertida são a média ponderada entre os três níveis de carregamento. Nota-se que em períodos de maior afluência, a operação hidráulica decide armazenar água nos reservatórios para viabilizar a geração hidrelétrica nos períodos de menor afluência.

Figura 6.13 – Volume e vazões esperadas nos reservatórios do sistema.



Os resultados do MELCPSH quanto às decisões operacionais de despacho e operação hidráulica são analisados de forma mais detalhada na Seção 6.2.2, onde é avaliado o impacto da afluência nas decisões operacionais.

6.2.2 Simulação com Cenários de Baixa e Alta Afluência

Nesta seção são apresentados os resultados do MELCPSH ao simular situações hidrológicas correspondente aos períodos secos, utilizando cenários de afluência baixa, e de períodos chuvosos, com cenários de afluência alta. Os resultados para o preço da energia, custo de operação, despacho e operação hidráulica permitem avaliar a coerência do modelo quanto ao comportamento esperado de um sistema hidrotérmico em diferentes situações de afluência.

Os valores apresentados nesta seção correspondem à esperança matemática das variáveis de decisão em cada período. Resultados do despacho hidrelétrico e termelétrico, assim como o preço da energia em cada cenário, nos três níveis de carregamento, podem ser visualizados no Apêndice B.

Na Tabela 6.4, são apresentados, para as duas situações de afluência simuladas, os valores do custo de operação para todo o horizonte de planejamento, assim como o preço médio da energia no horizonte de planejamento, nos três patamares de carga. Os valores do preço da energia podem ser observados na Figura 6.14, também para os três patamares de carga e nas duas situações de afluência. Nas Figuras 6.15 e 6.16 são apresentados os resultados do despacho termelétrico e hidrelétrico, respectivamente. Os resultados da operação hidráulica são apresentados na Figura 6.17.

Tabela 6.4 – Custo de operação e preço da energia.

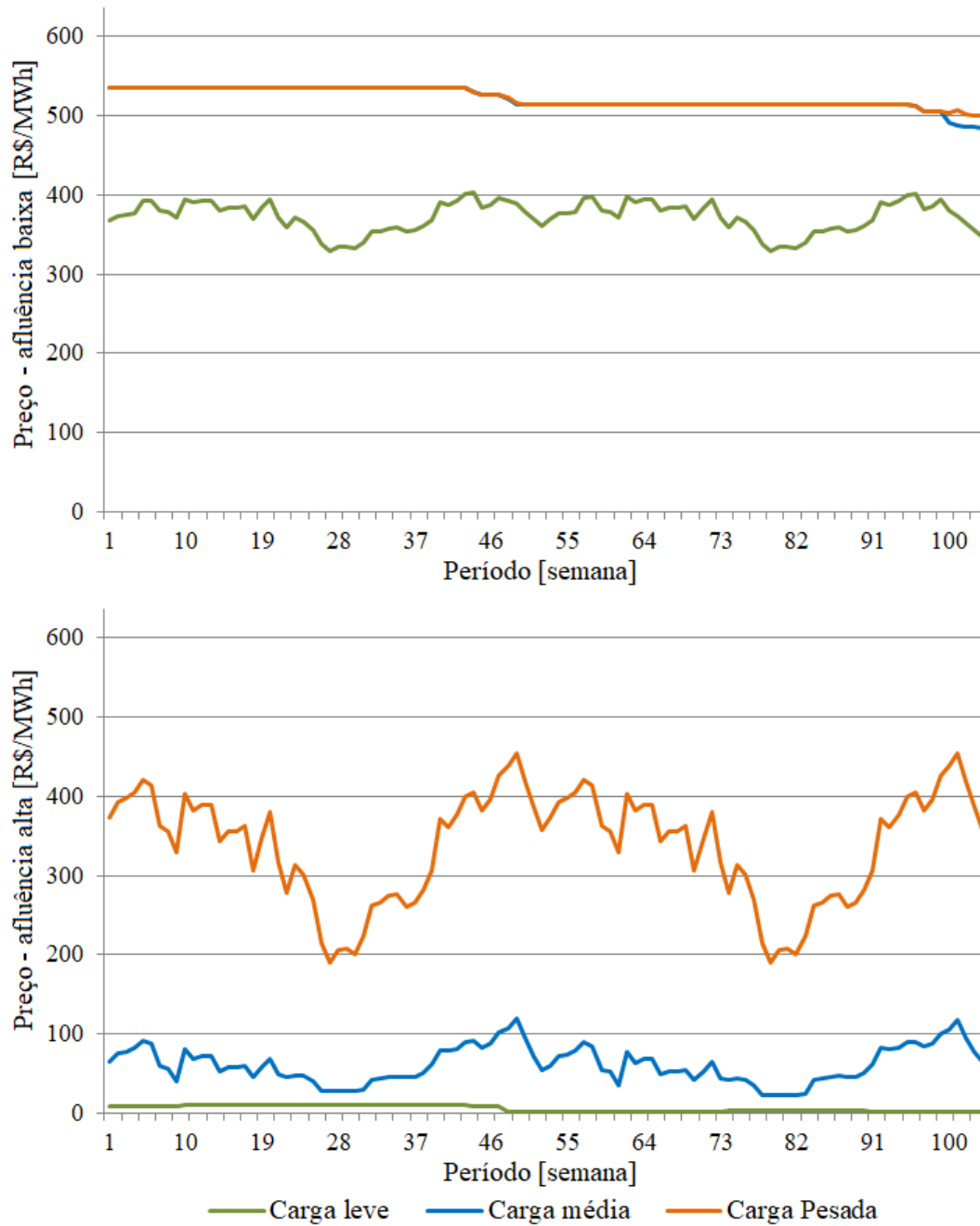
| | Custo de operação (em milhões) | Preço médio da energia | | |
|-----------------|-----------------------------------|------------------------|-------------|--------------|
| | | Carga leve | Carga média | Carga Pesada |
| Afluência baixa | R\$ 16.277,2 | R\$ 372,50 | R\$ 522,33 | R\$ 523,11 |
| Afluência alta | R\$ 1.209,6 | R\$ 5,77 | R\$ 61,47 | R\$ 337,77 |

Nota-se a importância da afluência incremental na operação de um sistema hidrotérmico, pois, em situações mais chuvosas observam-se reduções consideráveis no custo de operação e nos preços da energia. O custo de operação diminuiu 92,6% e os preços médios da energia nos níveis de carregamento leve, médio e pesado reduziram, respectivamente, 98,5%, 88,2% e 35,4%. Essa redução deve-se à diminuição da complementação termelétrica nos cenários de maior afluência incremental, como pode ser observado na Figura 6.15.

Ao analisar o perfil do preço esperado da energia (Figura 6.14) com o perfil do despacho termelétrico (Figura 6.15), observa-se a semelhança na variação do preço e do despacho termelétrico, como já visto na Seção 6.2.1. Nota-se também, que na situação de alta afluência, houve maior variação no preço e no despacho termelétrico, apesar de serem valores menores se comparados àqueles obtidos na situação de baixa afluência. Essa maior variação ocorreu devido ao despacho hidrelétrico ter atingido seus limites nas cargas média e pesada, na simulação de alta afluência, conforme mostrado na Figura 6.16. Essa

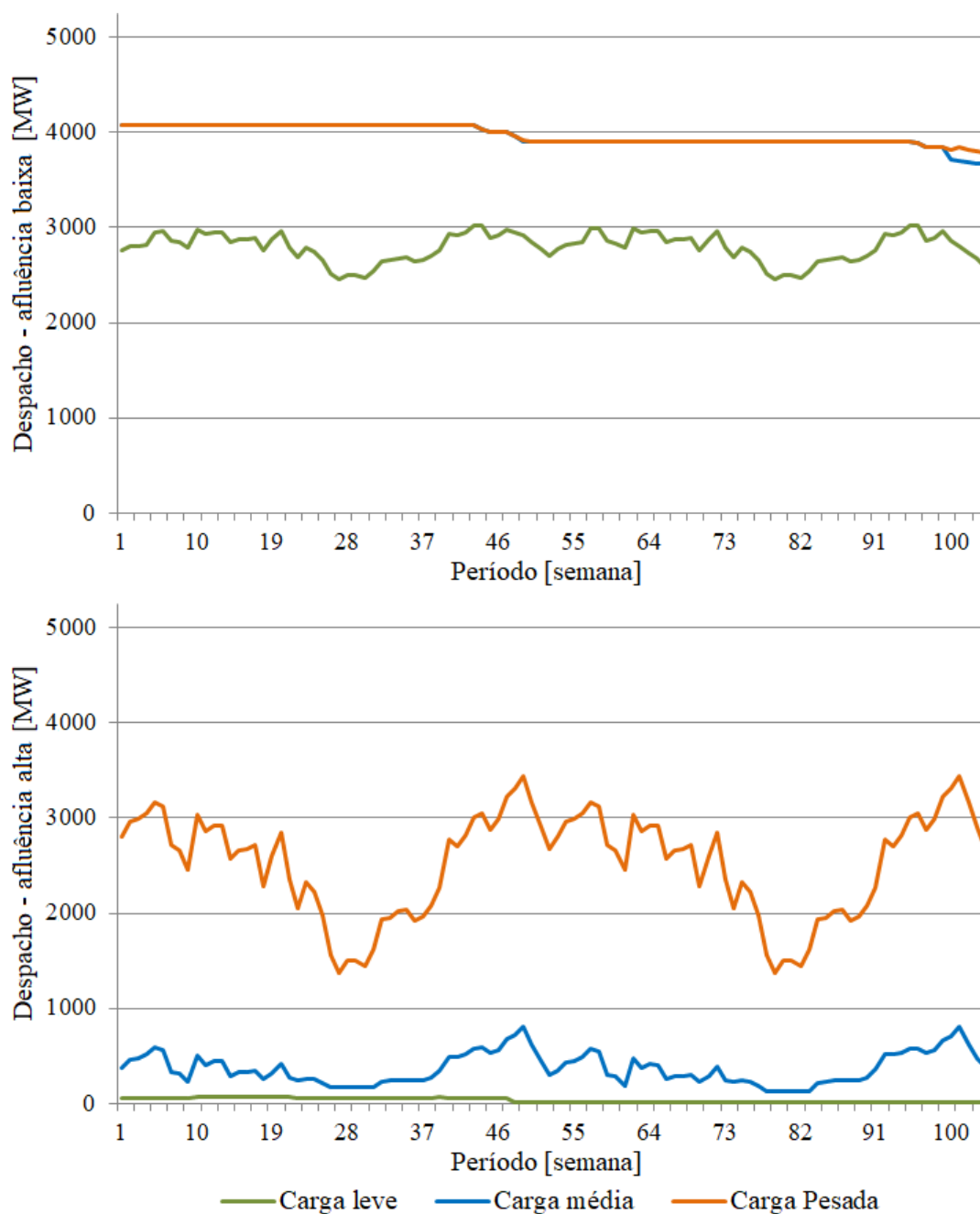
restrição no despacho hidrelétrico exigiu maior variação no despacho termelétrico para atender à potência demandada. Portanto, nessa situação, o perfil do despacho termelétrico ficou semelhante ao perfil da demanda (Figura 6.5).

Figura 6.14 – Preço esperado da energia.



Fonte: autoria própria.

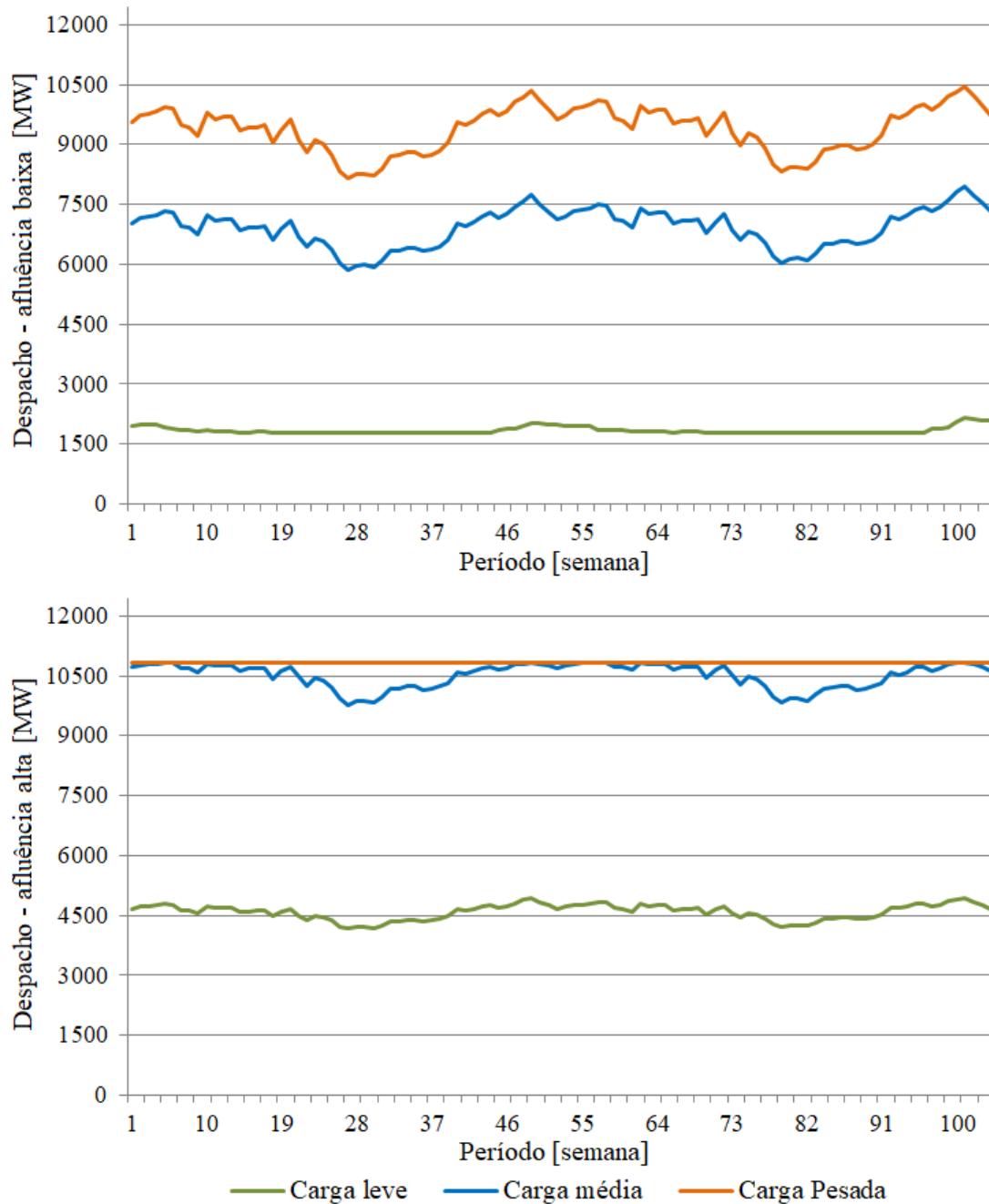
Figura 6.15 – Despacho termelétrico esperado.



Fonte: autoria própria.

Percebe-se na Figura 6.16, que o despacho hidrelétrico aumentou na condição de maior afluência, chegando a atingir seus limites operacionais nos níveis de carregamento médio e pesado. Este aspecto impediu resultados ainda mais baixos para o despacho termelétrico nesses níveis de carregamento. Também se pôde observar a similaridade entre o perfil da potência demandada (Figura 6.5) com a potência hidrelétrica despachada, mostrando que é o despacho hidrelétrico que mais acompanha a variação da demanda, exceto nas ocasiões em que os limites operacionais foram atingidos.

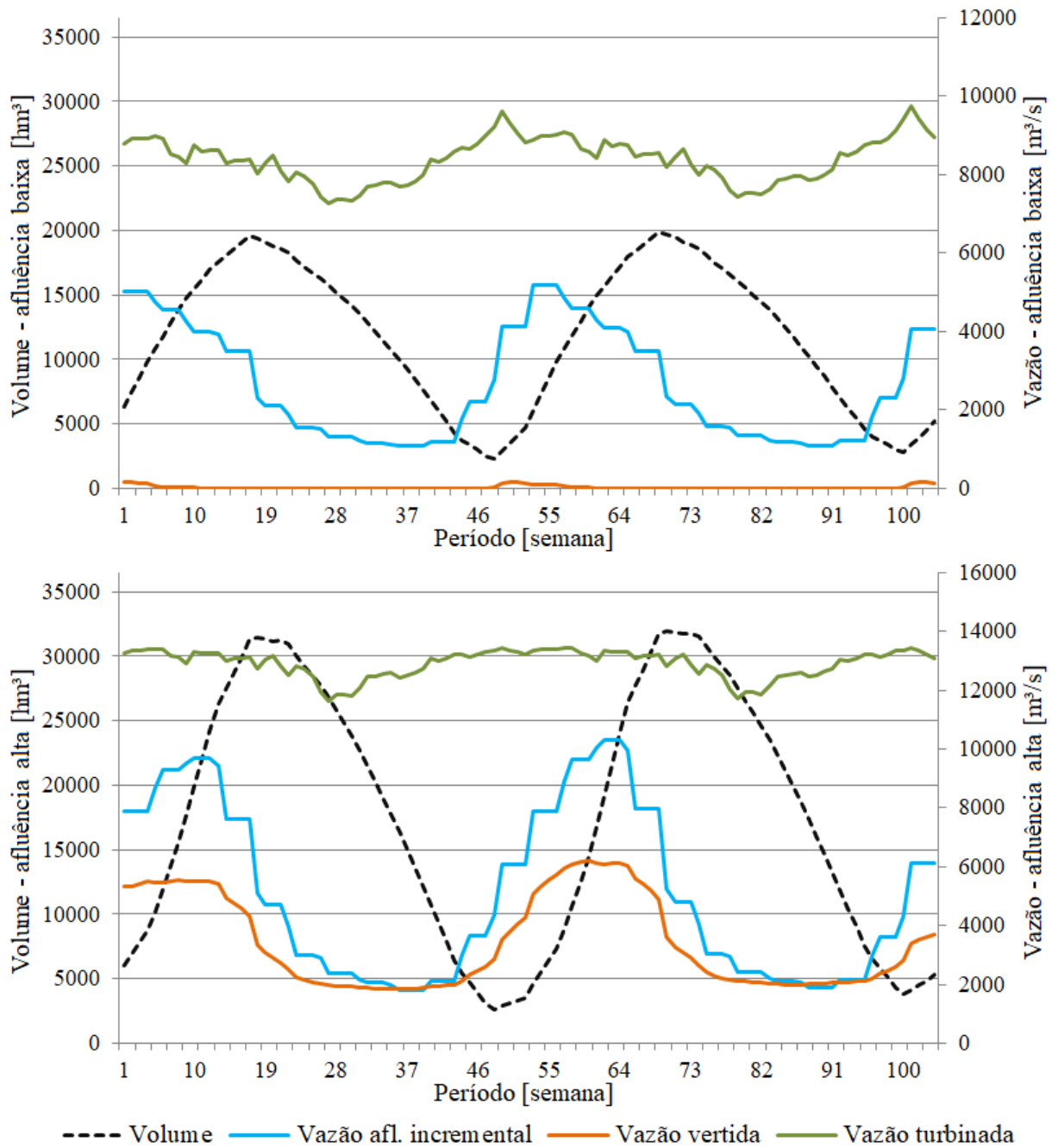
Figura 6.16 – Despacho hidrelétrico esperado.



Fonte: autoria própria.

Os resultados destas simulações também mostram que na situação de alta afluência, mais água pôde ser armazenada e maiores foram as vazões turbinadas e vertidas, conforme pode ser visto na Figura 6.17. Apesar de se configurar como desperdício, nota-se a presença de vazão vertida devida às restrições operacionais, que não permitem armazenar toda a água disponível, seja por limite de volume máximo nos reservatórios, seja por limites de vazão defluente ou turbinada.

Figura 6.17 – Operação hidráulica esperada.



Fonte: autoria própria.

7 Resultados e Simulações das Abordagens de Aquisição

O estudo das abordagens de aquisição propostas se deu através de simulações do planejamento da participação de um grande consumidor nas diferentes opções de contratação do mercado. As características para esse consumidor, para o período de planejamento e para o mercado são descritas na Seção 7.1. Os resultados das simulações são apresentados na Seção 7.2.

Os modelos foram implementados no *software* IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.6, utilizando a linguagem OPL (*Optimization Programming Language*) e um computador com processador Intel i7-4500U de 2,8GHz e memória RAM de 8GB. A Tabela 7.1 apresenta as dimensões computacionais das simulações realizadas com os dados apresentados na Seção 7.1 para as diferentes abordagens propostas. O tempo de resolução apresentado corresponde ao valor aproximado para uma única simulação, ou seja, para uma determinada situação de política de aversão ao risco e distribuição de probabilidade.

Tabela 7.1 – Dimensões computacionais das simulações.

| | Abordagem proposta | | |
|----------------------|--------------------|-----------|------------|
| | MAJRSH | MAASH-MCP | MAASH-MCPF |
| Número de variáveis | 50.976 | 2.604.852 | 4.226.652 |
| Número de restrições | 64.620 | 4.238.010 | 7.872.060 |
| Tempo de resolução | 105 min. | 85 min. | 80 min. |

7.1 Dados para as Simulações

O horizonte de planejamento considerado para as simulações foi de um ano, discretizado semanalmente e utilizando três níveis de carregamento: leve, médio e pesado. Portanto, cada período t corresponde a uma semana e o conjunto de períodos deste planejamento corresponde a: $H = \{1, \dots, 52\}$. A duração diária, em horas, de cada nível de carregamento foi definida como 7 horas para a carga leve, 14 horas para a carga média e 3 horas para a carga pesada, conforme a metodologia adotada pelo ONS (2016) para os dias de semana no período fora do horário de verão. No MAJRSH, cada problema de aquisição m possui um número $|H|$ de períodos t pertencentes ao conjunto $T(m) = \{m, \dots, |H| + m - 1\}$. Logo, apesar do horizonte de planejamento ser de 52 semanas, é necessário que algumas informações sejam disponibilizadas para 103 semanas, tais como potência demandada, disponibilidade e preço dos contratos de aquisição de energia, e custo de autoprodução.

Foram consideradas as opções de aquisição de energia apresentadas nas Seções 5.3.1 e 5.3.2. Para o mercado *pool*, os preços foram definidos através de processos estocásticos, $\lambda_{t\omega}^P$, com informações provenientes do MELCPSH, que resultou em 80 cenários de preços de energia para as 103 semanas, nos três níveis de carregamento, conforme apresentado nas Figuras 6.7, 6.8 e 6.9 da Seção 6.2. As opções de aquisição de energia a médio-prazo, por meio do mercado de futuros e contratos bilaterais, foram modeladas conforme apresentado na Tabela 7.2. Tanto para o mercado de futuros, quanto para contratação bilateral, foram definidas cinquenta opções de contratos, sendo: três anuais (duração de 52 períodos); oito semestrais (duração de 26 períodos); treze bimestrais (duração de 8 períodos); e vinte e seis mensais (duração de 4 períodos).

Tabela 7.2 – Contratos no mercado de futuros e contratos bilaterais.

| Contrato [f] ou [b] | Tipo | Períodos [t] | Contrato [f] ou [b] | Tipo | Períodos [t] |
|--------------------------------|-----------|---------------------|--------------------------------|--------|---------------------|
| 1 | Anual | 1 a 52 | 26 | Mensal | 5 a 8 |
| 2 | Anual | 27 a 78 | 27 | Mensal | 9 a 12 |
| 3 | Anual | 53 a 103 | 28 | Mensal | 13 a 16 |
| 4 | Semestral | 1 a 26 | 29 | Mensal | 17 a 20 |
| 5 | Semestral | 14 a 39 | 30 | Mensal | 21 a 24 |
| 6 | Semestral | 27 a 52 | 31 | Mensal | 25 a 28 |
| 7 | Semestral | 40 a 65 | 32 | Mensal | 29 a 32 |
| 8 | Semestral | 53 a 78 | 33 | Mensal | 33 a 36 |
| 9 | Semestral | 66 a 91 | 34 | Mensal | 37 a 40 |
| 10 | Semestral | 79 a 103 | 35 | Mensal | 41 a 44 |
| 11 | Semestral | 92 a 103 | 36 | Mensal | 45 a 48 |
| 12 | Bimestral | 1 a 8 | 37 | Mensal | 49 a 52 |
| 13 | Bimestral | 9 a 16 | 38 | Mensal | 53 a 56 |
| 14 | Bimestral | 17 a 24 | 39 | Mensal | 57 a 60 |
| 15 | Bimestral | 25 a 32 | 40 | Mensal | 61 a 64 |
| 16 | Bimestral | 33 a 40 | 41 | Mensal | 65 a 68 |
| 17 | Bimestral | 41 a 48 | 42 | Mensal | 69 a 72 |
| 18 | Bimestral | 49 a 56 | 43 | Mensal | 73 a 76 |
| 19 | Bimestral | 57 a 64 | 44 | Mensal | 77 a 80 |
| 20 | Bimestral | 65 a 72 | 45 | Mensal | 81 a 84 |
| 21 | Bimestral | 73 a 80 | 46 | Mensal | 85 a 88 |
| 22 | Bimestral | 81 a 88 | 47 | Mensal | 89 a 92 |
| 23 | Bimestral | 89 a 96 | 48 | Mensal | 93 a 96 |
| 24 | Bimestral | 97 a 103 | 49 | Mensal | 97 a 100 |
| 25 | Mensal | 1 a 4 | 50 | Mensal | 101 a 103 |

A disponibilidade dos contratos também está informada na Tabela 7.2 na coluna “Períodos”, sendo idêntica nesses dois tipos de contratação. Por exemplo: o primeiro contrato do mercado de futuros, $f = 1$, está disponível nos períodos 1 a 52, assim como o contrato bilateral, $b = 1$. Esta disponibilidade foi modelada visando distribuir balanceadamente os contratos entre os períodos, evitando assim, a escassez de opções de contratação em

determinados períodos. A contratação no mercado de futuros foi modelada com dois blocos, $j \in \{1, 2\}$, em cada contrato f . Os limites mínimos (\underline{P}_{fjl}^F e \underline{P}_{bl}^B) e máximos (\overline{P}_{fjl}^F e \overline{P}_{bl}^B) de contratação estão descritos na Tabela 7.3. Foram definidos os mesmos limites contratuais para dois blocos em cada contrato no mercado de futuros.

Tabela 7.3 – Limites contratuais nos mercados a médio-prazo.

| \underline{P}_{fjl}^F | \overline{P}_{fjl}^F | \underline{P}_{bl}^B | \underline{P}_{bl}^B |
|-----------------------------------|-----------------------------------|------------------------|------------------------|
| $\forall f, \forall j, \forall l$ | $\forall f, \forall j, \forall l$ | $\forall b, \forall l$ | $\forall b, \forall l$ |
| 50 MW | 500 MW | 50 MW | 1000 MW |

Para a definição dos preços da energia no mercado de futuros e dos preços de referência dos contratos bilaterais, considerou-se a premissa de que a contratação em mercados de médio-prazo está sujeita a preços mais elevados que o esperado no mercado de curto-prazo (BIERBRAUER et al., 2007; CONEJO et al., 2008; BOTTERUD; KRISTIANSEN; ILIC, 2010). Logo, os contratos no mercado de futuros foram definidos com preços superiores ao esperado no mercado *pool*. O mesmo ocorreu para os preços de referência dos contratos bilaterais, inclusive com acréscimos mais acentuados, considerando que nesta modalidade o consumidor tem custos adicionais vinculados aos trâmites de contratação.

Portanto, na definição dos preços para os contratos no mercado de futuros ou para os contratos bilaterais, em cada nível de carregamento l , tomou-se por base o valor médio, para todo o horizonte de planejamento, dos preços esperados da energia no mercado *pool*. Estes valores são apresentados na Tabela 7.4. Multiplicou-se esses valores médios pelos fatores de ajuste contidos na Tabela 7.5 em função da modalidade de contratação e da duração do contrato. Nota-se que o preço esperado da energia no mercado *pool* para o nível de carregamento pesado é expressivamente mais elevado. Então, para esse patamar de carga, optou-se ainda, por ajustar os preços nos contratos bilaterais e do mercado de futuros, multiplicando-os por 0,95 e 0,90, respectivamente.

Tabela 7.4 – Preço esperado da energia no mercado *pool*.

| Nível de carregamento l | Preço esperado [R\$/MW] |
|---------------------------|-------------------------|
| Leve ($l = 1$) | R\$ 205,55 |
| Médio ($l = 2$) | R\$ 252,57 |
| Pesado ($l = 3$) | R\$ 380,06 |

Tabela 7.5 – Fatores de ajuste para definição do preço base dos contratos.

| Modalidade | Tipo de duração do contrato | | | |
|----------------------|-----------------------------|-----------|-----------|--------|
| | Anual | Semestral | Bimestral | Mensal |
| Mercado de futuros | 1,35 | 1,30 | 1,25 | 1,20 |
| Contratos bilaterais | 1,70 | 1,65 | 1,60 | 1,55 |

Por meio desse procedimento, definiram-se os preços dos primeiros contratos de cada tipo de duração, ou seja, os contratos $f \in \{1, 4, 12, 25\}$ e $b \in \{1, 4, 12, 25\}$. Já os preços dos demais contratos foram definidos de forma crescente em função do início de sua disponibilidade, sendo calculados com base no preço do contrato imediatamente anterior. A Tabela 7.6 apresenta a metodologia utilizada para definir os preços dos contratos. Por exemplo, o preço de referência do contrato bilateral $b = 6$, λ_{6l}^R , é 1% maior que o preço de referência do contrato bilateral $b = 5$, λ_{5l}^R , para todos os níveis de carregamento.

Visto que os contratos no mercado de futuros foram modelados com dois blocos ($j \in \{1, 2\}$) e seguindo a metodologia da sua curva de contratação apresentada na Seção 5.3.2.1, definiu-se o preço do segundo bloco sendo 10% maior que o preço do primeiro bloco, ou seja, $\lambda_{fjl}^F = 1,1 \cdot \lambda_{f(j-1)l}^F$.

Tabela 7.6 – Método de definição do preço dos demais contratos.

| Modalidade | Duração | Contrato | Método de definição |
|----------------------|-----------|---------------------------|---|
| Mercado de futuros | Anual | $f \in \{2, 3\}$ | $\lambda_{fjl}^F = \lambda_{(f-1)jl}^F * 1,020$ |
| | Semestral | $f \in \{5, \dots, 11\}$ | $\lambda_{fjl}^F = \lambda_{(f-1)jl}^F * 1,010$ |
| | Bimestral | $f \in \{13, \dots, 24\}$ | $\lambda_{fjl}^F = \lambda_{(f-1)jl}^F * 1,005$ |
| | Mensal | $f \in \{26, \dots, 50\}$ | $\lambda_{fjl}^F = \lambda_{(f-1)jl}^F * 1,003$ |
| Contratos bilaterais | Anual | $b \in \{2, 3\}$ | $\lambda_{bl}^R = \lambda_{(b-1)l}^R * 1,020$ |
| | Semestral | $b \in \{5, \dots, 11\}$ | $\lambda_{bl}^R = \lambda_{(b-1)l}^R * 1,010$ |
| | Bimestral | $b \in \{13, \dots, 24\}$ | $\lambda_{bl}^R = \lambda_{(b-1)l}^R * 1,005$ |
| | Mensal | $b \in \{26, \dots, 50\}$ | $\lambda_{bl}^R = \lambda_{(b-1)l}^R * 1,003$ |

Finalmente, seguindo o procedimento descrito, pôde-se calcular os preços apresentados nas Tabelas 7.7 e 7.8.

Tabela 7.7 – Preços da energia nos contratos do mercado de futuros.

| Contrato [f] | Preço λ_{fjl}^F [R\$/MW] | | | | | |
|-----------------|----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| | λ_{f11}^F | λ_{f21}^F | λ_{f12}^F | λ_{f22}^F | λ_{f13}^F | λ_{f23}^F |
| 1 | 277,49 | 305,24 | 340,96 | 375,06 | 461,77 | 507,95 |
| 2 | 283,04 | 311,35 | 347,78 | 382,56 | 471,01 | 518,11 |
| 3 | 288,71 | 317,58 | 354,74 | 390,21 | 480,43 | 528,47 |
| 4 | 267,22 | 293,94 | 328,34 | 361,17 | 444,67 | 489,14 |
| 5 | 269,89 | 296,88 | 331,62 | 364,78 | 449,12 | 494,03 |
| 6 | 272,59 | 299,85 | 334,94 | 368,43 | 453,61 | 498,97 |
| 7 | 275,31 | 302,85 | 338,28 | 372,11 | 458,15 | 503,96 |
| 8 | 278,07 | 305,87 | 341,67 | 375,83 | 462,73 | 509,00 |
| 9 | 280,85 | 308,93 | 345,08 | 379,59 | 467,35 | 514,09 |
| 10 | 283,66 | 312,02 | 348,54 | 383,39 | 472,03 | 519,23 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.7

| | | | | | | |
|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 11 | 286,49 | 315,14 | 352,02 | 387,22 | 476,75 | 524,42 |
| 12 | 256,94 | 282,63 | 315,71 | 347,28 | 427,57 | 470,33 |
| 13 | 258,22 | 284,05 | 317,29 | 349,01 | 429,71 | 472,68 |
| 14 | 259,51 | 285,47 | 318,87 | 350,76 | 431,86 | 475,04 |
| 15 | 260,81 | 286,89 | 320,47 | 352,51 | 434,01 | 477,42 |
| 16 | 262,12 | 288,33 | 322,07 | 354,28 | 436,18 | 479,80 |
| 17 | 263,43 | 289,77 | 323,68 | 356,05 | 438,37 | 482,20 |
| 18 | 264,74 | 291,22 | 325,30 | 357,83 | 440,56 | 484,61 |
| 19 | 266,07 | 292,67 | 326,92 | 359,62 | 442,76 | 487,04 |
| 20 | 267,40 | 294,14 | 328,56 | 361,41 | 444,97 | 489,47 |
| 21 | 268,74 | 295,61 | 330,20 | 363,22 | 447,20 | 491,92 |
| 22 | 270,08 | 297,09 | 331,85 | 365,04 | 449,43 | 494,38 |
| 23 | 271,43 | 298,57 | 333,51 | 366,86 | 451,68 | 496,85 |
| 24 | 272,79 | 300,07 | 335,18 | 368,70 | 453,94 | 499,33 |
| 25 | 246,66 | 271,33 | 303,08 | 333,39 | 410,47 | 451,51 |
| 26 | 247,40 | 272,14 | 303,99 | 334,39 | 411,70 | 452,87 |
| 27 | 248,14 | 272,96 | 304,90 | 335,39 | 412,93 | 454,23 |
| 28 | 248,89 | 273,78 | 305,82 | 336,40 | 414,17 | 455,59 |
| 29 | 249,63 | 274,60 | 306,73 | 337,41 | 415,41 | 456,96 |
| 30 | 250,38 | 275,42 | 307,65 | 338,42 | 416,66 | 458,33 |
| 31 | 251,13 | 276,25 | 308,58 | 339,43 | 417,91 | 459,70 |
| 32 | 251,89 | 277,08 | 309,50 | 340,45 | 419,16 | 461,08 |
| 33 | 252,64 | 277,91 | 310,43 | 341,47 | 420,42 | 462,46 |
| 34 | 253,40 | 278,74 | 311,36 | 342,50 | 421,68 | 463,85 |
| 35 | 254,16 | 279,58 | 312,30 | 343,52 | 422,95 | 465,24 |
| 36 | 254,92 | 280,42 | 313,23 | 344,56 | 424,22 | 466,64 |
| 37 | 255,69 | 281,26 | 314,17 | 345,59 | 425,49 | 468,04 |
| 38 | 256,46 | 282,10 | 315,11 | 346,63 | 426,77 | 469,44 |
| 39 | 257,23 | 282,95 | 316,06 | 347,67 | 428,05 | 470,85 |
| 40 | 258,00 | 283,80 | 317,01 | 348,71 | 429,33 | 472,26 |
| 41 | 258,77 | 284,65 | 317,96 | 349,75 | 430,62 | 473,68 |
| 42 | 259,55 | 285,50 | 318,91 | 350,80 | 431,91 | 475,10 |
| 43 | 260,33 | 286,36 | 319,87 | 351,86 | 433,21 | 476,53 |
| 44 | 261,11 | 287,22 | 320,83 | 352,91 | 434,51 | 477,96 |
| 45 | 261,89 | 288,08 | 321,79 | 353,97 | 435,81 | 479,39 |
| 46 | 262,68 | 288,94 | 322,76 | 355,03 | 437,12 | 480,83 |
| 47 | 263,46 | 289,81 | 323,73 | 356,10 | 438,43 | 482,27 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.7

| | | | | | | |
|----|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 48 | 264,25 | 290,68 | 324,70 | 357,17 | 439,74 | 483,72 |
| 49 | 265,05 | 291,55 | 325,67 | 358,24 | 441,06 | 485,17 |
| 50 | 265,84 | 292,43 | 326,65 | 359,31 | 442,39 | 486,62 |

Tabela 7.8 – Preços de referência nos contratos bilaterais.

| Contrato [b] | Preço λ_{bl}^R [R\$/MW] | | | Contrato [b] | Preço λ_{bl}^R [R\$/MW] | | |
|-----------------|---------------------------------|------------------|------------------|-----------------|---------------------------------|------------------|------------------|
| | λ_{b1}^R | λ_{b2}^R | λ_{b3}^R | | λ_{b1}^R | λ_{b2}^R | λ_{b3}^R |
| 1 | 349,44 | 429,36 | 613,80 | 26 | 319,56 | 392,65 | 561,32 |
| 2 | 356,43 | 437,95 | 626,07 | 27 | 320,52 | 393,83 | 563,00 |
| 3 | 363,55 | 446,71 | 638,60 | 28 | 321,48 | 395,01 | 564,69 |
| 4 | 339,16 | 416,73 | 595,75 | 29 | 322,45 | 396,20 | 566,39 |
| 5 | 342,55 | 420,90 | 601,70 | 30 | 323,41 | 397,38 | 568,09 |
| 6 | 345,98 | 425,11 | 607,72 | 31 | 324,38 | 398,58 | 569,79 |
| 7 | 349,44 | 429,36 | 613,80 | 32 | 325,36 | 399,77 | 571,50 |
| 8 | 352,93 | 433,65 | 619,94 | 33 | 326,33 | 400,97 | 573,21 |
| 9 | 356,46 | 437,99 | 626,14 | 34 | 327,31 | 402,17 | 574,93 |
| 10 | 360,02 | 442,37 | 632,40 | 35 | 328,29 | 403,38 | 576,66 |
| 11 | 363,63 | 446,80 | 638,72 | 36 | 329,28 | 404,59 | 578,39 |
| 12 | 328,88 | 404,11 | 577,69 | 37 | 330,27 | 405,81 | 580,12 |
| 13 | 330,53 | 406,13 | 580,58 | 38 | 331,26 | 407,02 | 581,86 |
| 14 | 332,18 | 408,16 | 583,48 | 39 | 332,25 | 408,24 | 583,61 |
| 15 | 333,84 | 410,20 | 586,40 | 40 | 333,25 | 409,47 | 585,36 |
| 16 | 335,51 | 412,25 | 589,33 | 41 | 334,25 | 410,70 | 587,12 |
| 17 | 337,19 | 414,31 | 592,28 | 42 | 335,25 | 411,93 | 588,88 |
| 18 | 338,87 | 416,38 | 595,24 | 43 | 336,26 | 413,16 | 590,64 |
| 19 | 340,57 | 418,46 | 598,22 | 44 | 337,26 | 414,40 | 592,42 |
| 20 | 342,27 | 420,56 | 601,21 | 45 | 338,28 | 415,65 | 594,19 |
| 21 | 343,98 | 422,66 | 604,22 | 46 | 339,29 | 416,89 | 595,98 |
| 22 | 345,70 | 424,77 | 607,24 | 47 | 340,31 | 418,15 | 597,76 |
| 23 | 347,43 | 426,90 | 610,27 | 48 | 341,33 | 419,40 | 599,56 |
| 24 | 349,17 | 429,03 | 613,32 | 49 | 342,35 | 420,66 | 601,36 |
| 25 | 318,60 | 391,48 | 559,64 | 50 | 343,38 | 421,92 | 603,16 |

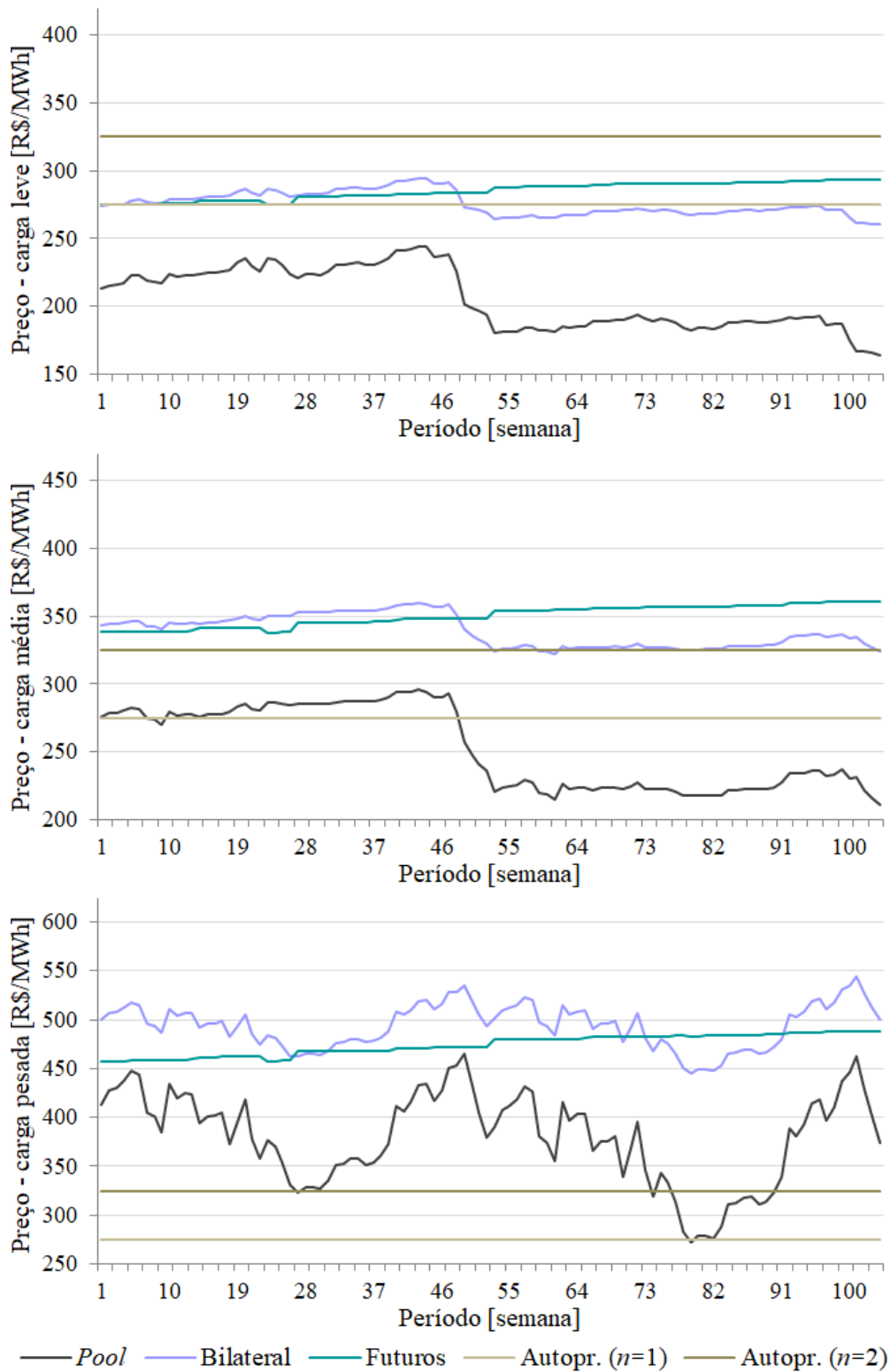
Outra modalidade considerada como fonte de energia para o consumidor foi a sua unidade de autoprodução. Neste trabalho, a opção de autoprodução foi definida com dois blocos, $n \in \{1, 2\}$, conforme parâmetros especificados na Tabela 7.9.

Tabela 7.9 – Especificações da unidade de autoprodução.

| Bloco [n] | \bar{E}_{n1}^S [MWh] | \bar{E}_{n2}^S [MWh] | \bar{E}_{n3}^S [MWh] | S_n^S [R\$/MWh] |
|--------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|----------------------|
| 1 | 10500 | 21000 | 4500 | 275 |
| 2 | 24500 | 49000 | 10500 | 325 |

Na Figura 7.1 são apresentados os preços esperados da energia nas modalidades disponíveis ao consumidor, sendo possível observar maiores preços nas modalidades com menor volatilidade.

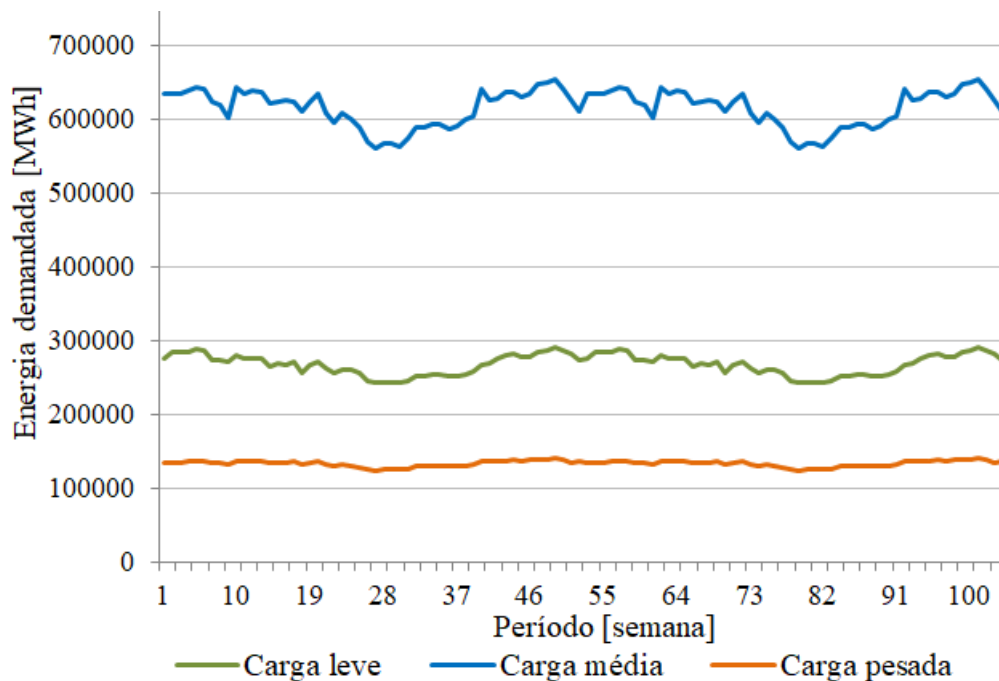
Figura 7.1 – Preços esperados da energia.



Fonte: autoria própria.

Quanto à demanda do consumidor, considerou-se o perfil de um grande distribuidor de energia que atendesse 60% do consumo da região nordeste do Brasil. Então, os dados adotados para a demanda, E_{it}^D , consistiram nesta proporção do consumo total de energia da região, disponível em CCEE (2019). A Figura 7.2 apresenta o perfil desta demanda. Ressalta-se que estas informações correspondem à energia demandada pelo consumidor durante cada nível de carregamento. Visto que a duração em cada patamar de carga não é a mesma, justifica-se o maior consumo na carga média, que corresponde a maior duração diária (14 horas), assim como o menor consumo ser na carga pesada (duração diária de 3 horas) apesar da maior potência demandada, conforme já apresentado na Figura 6.5.

Figura 7.2 – Energia demandada pelo consumidor em cada nível de carregamento.



Fonte: autoria própria.

Em relação à estimativa do consumidor para as afluências incrementais futuras, foram construídas séries de vazões afluentes que representassem expectativas de períodos mais secos ou de períodos mais chuvosos. Os valores de vazão incremental destas séries foram definidos utilizando como referência a média mensal de todas as séries históricas observadas (MLT¹), multiplicada por fatores que resultassem em séries com valores menores ou maiores de afluência média mensal, conforme ilustrado na Figura 7.3. Foram construídas onze séries em que a Série 1 representou a estimativa mais seca, enquanto que a Série 11, a mais chuvosa. Os fatores utilizados para as Séries 1 a 11 foram, respectivamente: 0,60, 0,68, 0,76, 0,84, 0,92, 1,00, 1,08, 1,16, 1,24, 1,32 e 1,40.

Para definir a probabilidade de ocorrência dos cenários em função da afluência estimada pelo consumidor, considerou-se a equação (5.85) apresentada na Seção 5.7.

¹ Média de Longo Termo.

Portanto, considerando as onze séries estimadas apresentadas na Figura 7.3 e as oitenta séries de afluência incremental observadas, foram calculadas as probabilidades de ocorrência para os cenários. Utilizou-se para o fator de não-equiprobabilidade o valor $\Delta = 1,25$. Visando ilustrar a distribuição de probabilidade em função das séries estimadas, na Figura 7.4 apresentam-se as curvas de distribuição de probabilidade relativas às onze séries estimadas, ordenadas pela afluência média anual dos cenários.

Figura 7.3 – Séries estimadas de vazões afluentes incrementais.

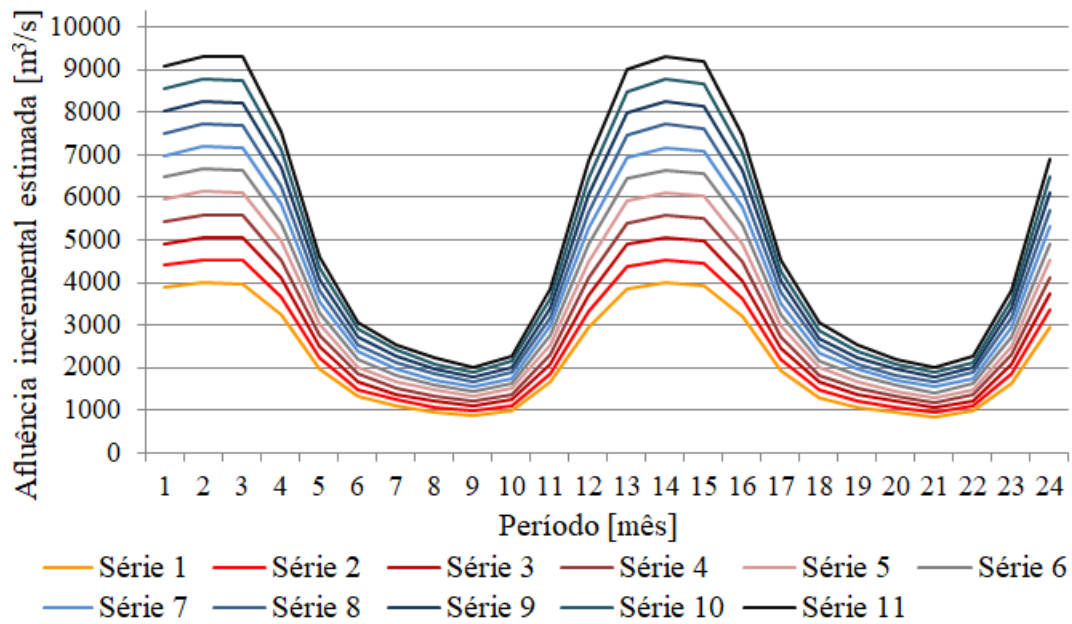
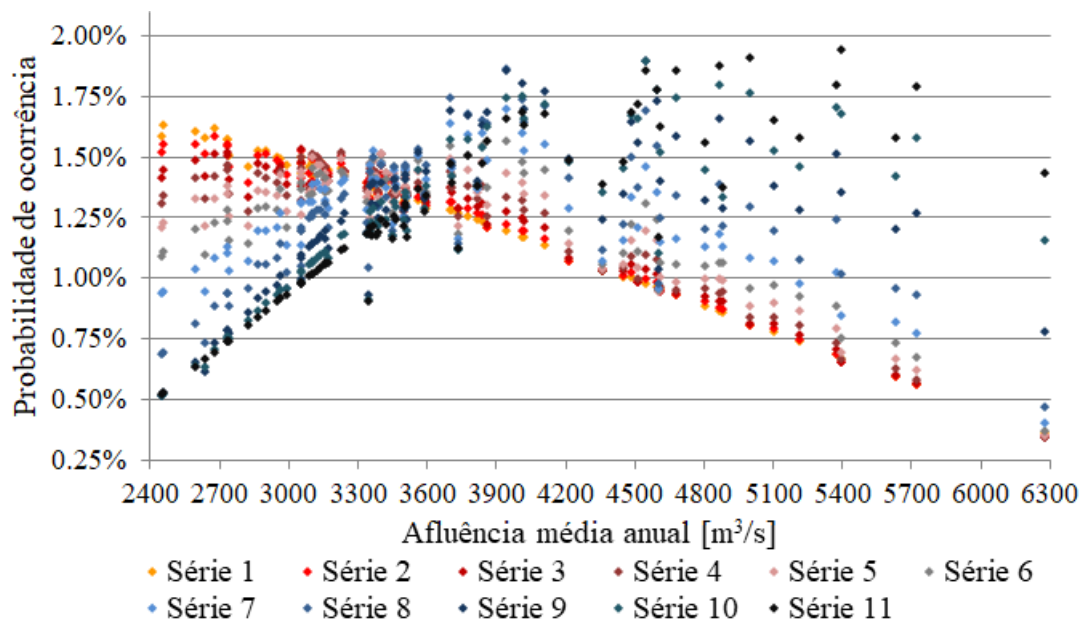


Figura 7.4 – Distribuições de probabilidade em função da afluência média anual dos cenários.



Nota-se na Figura 7.4 que ao estimar períodos mais secos (Séries de 1 a 5), os valores de probabilidade dos cenários decrescem conforme aumenta-se o valor de afluência média anual do cenário. O contrário ocorre quando se estima períodos mais chuvosos (Séries de 7 a 11), ou seja, os valores de probabilidade dos cenários aumentam conforme aumenta-se o valor de afluência média anual do cenário. Estas distribuições de probabilidade eram esperadas, visto que se buscava atribuir maior probabilidade de ocorrência aos cenários mais similares ao previsto pelo consumidor.

7.2 Resultados

Nesta seção são discutidos os resultados das simulações do planejamento da aquisição de energia por um grande consumidor. Consideram-se as características de mercado e o perfil de consumidor descrito na seção anterior. São apresentados os resultados obtidos nas duas abordagens para aquisição de energia em sistemas hidrotérmicos: na Seção 7.2.1 apresentam-se os resultados da abordagem estocástica janela rolante em dois estágios e na Seção 7.2.2 apresentam-se os resultados da abordagem estocástica adaptativa em dois estágios. Um comparativo dos resultados das diferentes simulações é apresentado na Seção 7.2.3.

7.2.1 Abordagem Estocástica Janela Rolante em Dois Estágios para a Aquisição de Energia em Sistemas Hidrotérmicos

Os resultados das simulações da abordagem estocástica janela rolante em dois estágios, composta pelos modelos MELCPSH e MAJRSH, são apresentados em três seções. Na Seção 7.2.1.1 são apresentadas as decisões de aquisição *here-and-now* em cada modalidade disponível e em cada período do horizonte de planejamento. Já nas Seções 7.2.1.2 e 7.2.1.3 são analisados os resultados do planejamento do consumidor em função das diferentes estratégias quanto à aversão ao risco e quanto à afluência estimada.

7.2.1.1 Decisões *Here-And-Now* para Todo o Horizonte de Planejamento

Esta abordagem resolve, de forma interligada, $|H|$ problemas de otimização em dois estágios e, após todas as iterações, resulta em decisões de contratação *here-and-now* para todos os períodos do horizonte de planejamento. Nesta seção, são exemplificadas essas decisões *here-and-now* considerando o fator de aversão ao risco $\beta = 0,5$ e uma distribuição equiprovável para a probabilidade de ocorrência dos cenários.

Foi considerado um horizonte de planejamento de 52 semanas, logo, há decisões *here-and-now* para os períodos $t \in \{1, \dots, 52\}$, para os três níveis de carregamento e para as quatro modalidades de aquisição: mercado de futuros (p_{fjl}^F), contratos bilaterais (p_{bl}^B), mercado *pool* (e_{tl}^P) e autoprodução (e_{ntl}^S).

As Tabelas 7.10 a 7.13 mostram as decisões de aquisição nas quatro modalidades disponíveis, sendo a Tabela 7.10 para o mercado de futuros, a Tabela 7.11 para os contratos bilaterais, a Tabela 7.12, para o mercado *pool* e a Tabela 7.13 para a autoprodução.

Tabela 7.10 – Decisões de contratação no mercado de futuros.

| Contrato [f] | Potência contratada p_{fjl}^F [MW] | | | | | |
|---------------------|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | p_{f11}^F | p_{f21}^F | p_{f12}^F | p_{f22}^F | p_{f13}^F | p_{f23}^F |
| 1 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 2 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 3 | 500 | 0 | 500 | 478,64 | 500 | 0 |
| 4 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 5 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 6 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 7 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 8 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 9 | 500 | 0 | 500 | 365,32 | 500 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 500 | 500 | 0 | 0 |
| 11 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 12 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 13 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 14 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 15 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 16 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 17 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 18 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 19 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 20 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 21 | 500 | 0 | 500 | 372,30 | 500 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 500 | 500 | 0 | 0 |
| 23 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 24 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 25 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 26 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 27 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 28 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 29 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 30 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 31 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.10

| | | | | | | |
|----|-----|-----|-----|--------|-----|-----|
| 32 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 33 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 34 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 35 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 36 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 37 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 38 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 39 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 40 | 500 | 500 | 500 | 498,81 | 500 | 500 |
| 41 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 42 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 43 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 44 | 500 | 0 | 500 | 305,62 | 500 | 0 |
| 45 | 500 | 0 | 500 | 500 | 0 | 0 |
| 46 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 47 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 48 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 49 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 50 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |

Tabela 7.11 – Decisões de contratação em contratos bilaterais.

| Contrato [b] | Potência p_{bl}^B [MW] | | | Contrato [b] | Potência p_{bl}^B [MW] | | |
|-----------------|--------------------------|------------|------------|-----------------|--------------------------|------------|------------|
| | p_{b1}^B | p_{b2}^B | p_{b3}^B | | p_{b1}^B | p_{b2}^B | p_{b3}^B |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 26 | 0 | 1.000 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 27 | 0 | 1.000 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.000 | 0 | 29 | 0 | 731,13 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 432,52 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 31 | 0 | 587,09 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 32 | 0 | 574,09 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 33 | 0 | 825,54 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 1.000 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 35 | 0 | 967,46 | 0 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 36 | 0 | 1.000 | 0 |
| 12 | 0 | 1.000 | 0 | 37 | 0 | 1.000 | 0 |
| 13 | 0 | 783,98 | 0 | 38 | 0 | 0 | 0 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.11

| | | | | | | | |
|----|---|--------|---|----|---|---|---|
| 14 | 0 | 0 | 0 | 39 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 40 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 0 | 220,02 | 0 | 41 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 864,48 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 0 | 43 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 47 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 48 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 49 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | 0 | 1.000 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 |

Tabela 7.12 – Decisões de contratação no mercado *pool*.

| Período [t] | Energia e_{it}^P [MWh] | | | Período [t] | Energia e_{it}^P [MWh] | | |
|----------------|--------------------------|------------|------------|----------------|--------------------------|------------|------------|
| | e_{t1}^P | e_{t2}^P | e_{t3}^P | | e_{t1}^P | e_{t2}^P | e_{t3}^P |
| 1 | 69.991 | -100.093 | 39.886 | 27 | 60.795 | -28.767 | 18.924 |
| 2 | 78.342 | -99.225 | 40.672 | 28 | 61.870 | -28.767 | 20.643 |
| 3 | 78.952 | -98.831 | 41.194 | 29 | 62.318 | -28.130 | 20.669 |
| 4 | 79.630 | -95.825 | 42.053 | 30 | 60.881 | -28.130 | 20.456 |
| 5 | 83.662 | -90.328 | 42.438 | 31 | 62.986 | -19.778 | 22.212 |
| 6 | 81.728 | -93.494 | 42.674 | 32 | 69.890 | -6.232 | 25.049 |
| 7 | 68.421 | -110.866 | 40.413 | 33 | 46.250 | -51.233 | 25.021 |
| 8 | 67.484 | -113.774 | 39.845 | 34 | 47.915 | -46.463 | 25.450 |
| 9 | 66.022 | -109.822 | 38.535 | 35 | 47.495 | -46.388 | 25.962 |
| 10 | 73.381 | -69.376 | 43.060 | 36 | 45.905 | -51.233 | 24.945 |
| 11 | 69.737 | -79.039 | 41.982 | 37 | 45.474 | -59.781 | 25.092 |
| 12 | 70.046 | -74.361 | 42.533 | 38 | 47.490 | -58.021 | 26.079 |
| 13 | 70.378 | 22.927 | 42.401 | 39 | 52.214 | -53.513 | 28.452 |
| 14 | 34.761 | -87.415 | 19.882 | 40 | 37.088 | -17.346 | 31.114 |
| 15 | 38.512 | -87.415 | 20.349 | 41 | 39.011 | -89.765 | 31.312 |
| 16 | 37.245 | -87.415 | 20.560 | 42 | 45.058 | -89.765 | 31.569 |
| 17 | 40.801 | -84.825 | 20.863 | 43 | 49.572 | -81.449 | 33.217 |
| 18 | 25.807 | -84.825 | 17.657 | 44 | 51.718 | -81.126 | 33.312 |
| 19 | 36.315 | -84.628 | 19.387 | 45 | 47.282 | -91.360 | 31.744 |
| 20 | 40.590 | -71.878 | 22.191 | 46 | 48.292 | -86.100 | 33.368 |
| 21 | 32.808 | -70.193 | 17.166 | 47 | 53.176 | -73.203 | 35.147 |
| 22 | 25.090 | -70.193 | 14.800 | 48 | 56.863 | -70.367 | 35.420 |
| 23 | 79.512 | 28.300 | 38.298 | 49 | 60.314 | 18.247 | 37.007 |
| 24 | 80.173 | 20.527 | 36.844 | 50 | 55.828 | 4.833 | 33.802 |
| 25 | 98.914 | -6.390 | 34.799 | 51 | 52.876 | -9.462 | 31.043 |
| 26 | 89.356 | -27.201 | 31.348 | 52 | 44.017 | -25.357 | 31.592 |

Tabela 7.13 – Decisões de autoprodução de energia.

| Período [t] | Energia autoproduzida e_{ntl}^S , para $\beta = 0,5$ [MWh] | | | | | |
|----------------|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | e_{1t1}^S | e_{2t1}^S | e_{1t2}^S | e_{2t2}^S | e_{1t3}^S | e_{2t3}^S |
| 1 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 2 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 3 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 4 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 5 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 6 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 7 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 8 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 9 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 10 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 11 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 12 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 13 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 14 | 10.500 | 0 | 21.000 | 23.293 | 4.500 | 6.000 |
| 15 | 10.500 | 0 | 21.000 | 25.905 | 4.500 | 6.000 |
| 16 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 17 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 18 | 10.500 | 0 | 21.000 | 15.478 | 4.500 | 6.000 |
| 19 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 20 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 21 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 22 | 10.500 | 0 | 21.000 | 14.229 | 4.500 | 6.000 |
| 23 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 24 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 25 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 26 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 27 | 10.500 | 0 | 21.000 | 21.012 | 4.500 | 6.000 |
| 28 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 29 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 30 | 10.500 | 0 | 21.000 | 24.755 | 4.500 | 6.000 |
| 31 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 32 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 33 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 34 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.13

| | | | | | | |
|----|--------|---|--------|--------|-------|-------|
| 35 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 36 | 10.500 | 0 | 21.000 | 25.005 | 4.500 | 6.000 |
| 37 | 10.500 | 0 | 21.000 | 22.063 | 4.500 | 6.000 |
| 38 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 39 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 40 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 41 | 10.500 | 0 | 21.000 | 26.129 | 4.500 | 6.000 |
| 42 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 43 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 44 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 45 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 46 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 47 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 48 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 49 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 50 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 51 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 52 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |

7.2.1.2 Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Aversão ao Risco

Tendo em vista o *trade-off* entre custo e risco enfrentado pelo grande consumidor, nesta seção visa-se identificar o efeito do fator de aversão ao risco, β , no planejamento da aquisição de energia. São apresentados, em função desse fator, o custo de aquisição da energia, assim como a participação do consumidor nas diferentes modalidades de contratação. Foram realizadas simulações variando o fator de aversão ao risco, de forma a representar desde a situação de risco neutro ($\beta = 0$), em que o consumidor não considera o risco, até situações de total aversão ao risco ($\beta = 1$).

Estas simulações resultaram nos custos de aquisição e nos valores de CVaR apresentados na Tabela 7.14. Essas informações também são apresentadas na Figura 7.5, onde é mostrada a curva da fronteira eficiente desse problema. Nota-se que para os menores valores de β , obtiveram-se os menores custos de aquisição de energia, visto que nesses casos o modelo prioriza a contratação com menores custos, mesmo que a volatilidade seja maior. Já em valores maiores do fator de aversão ao risco, observa-se um maior custo de aquisição de energia e menor CVaR, priorizando as modalidades com menor variação no custo. Observa-se o aspecto multi-objetivo do problema, quanto menor o custo de aquisição, maior é o risco associado e vice-versa.

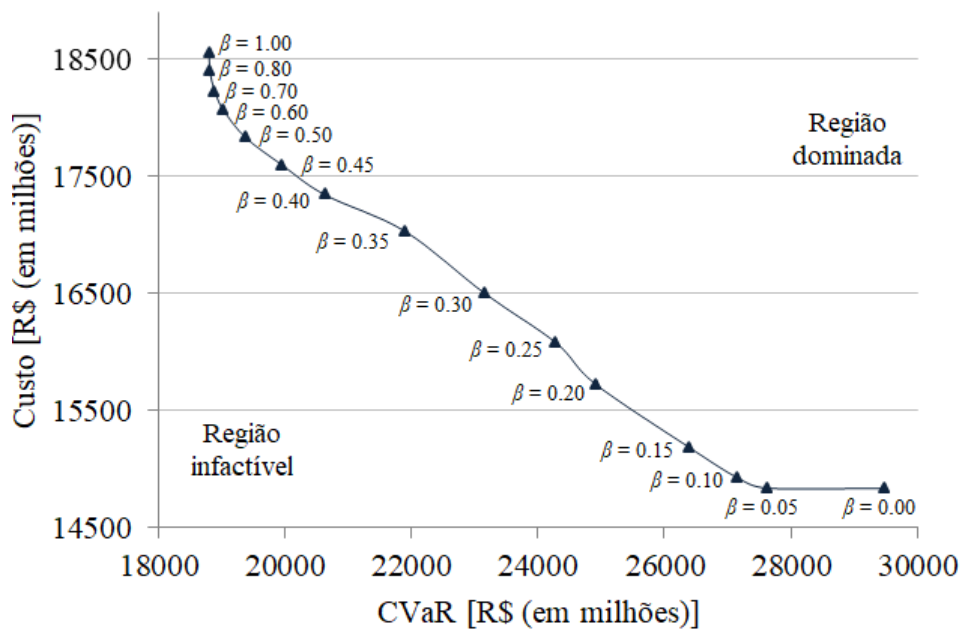
Na Figura 7.5 também se nota a não convexidade na curva da fronteira eficiente,

justificada pelo fato do problema envolver variáveis inteiras e apresentar descontinuidades nas modalidades de contratação, tanto pela disponibilidade dos contratos quanto pelos limites mínimos de contratação.

Tabela 7.14 – Custo de aquisição e CVaR em função de β .

| β | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR | β | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR |
|---------|--------------------------|-----------|---------|--------------------------|-----------|
| 0,00 | 14.837,62 | 29.486,30 | 0,40 | 17.343,21 | 20.636,61 |
| 0,05 | 14.839,91 | 27.620,69 | 0,45 | 17.596,35 | 19.963,82 |
| 0,10 | 14.928,28 | 27.157,35 | 0,50 | 17.833,46 | 19.381,10 |
| 0,15 | 15.189,29 | 26.389,04 | 0,60 | 18.070,37 | 19.029,19 |
| 0,20 | 15.728,08 | 24.912,14 | 0,70 | 18.226,48 | 18.897,42 |
| 0,25 | 16.081,36 | 24.286,33 | 0,80 | 18.393,98 | 18.819,89 |
| 0,30 | 16.498,35 | 23.170,70 | 0,90 | 18.448,68 | 18.815,07 |
| 0,35 | 17.030,97 | 21.904,78 | 1,00 | 18.556,05 | 18.810,58 |

Figura 7.5 – Fronteira eficiente do problema.

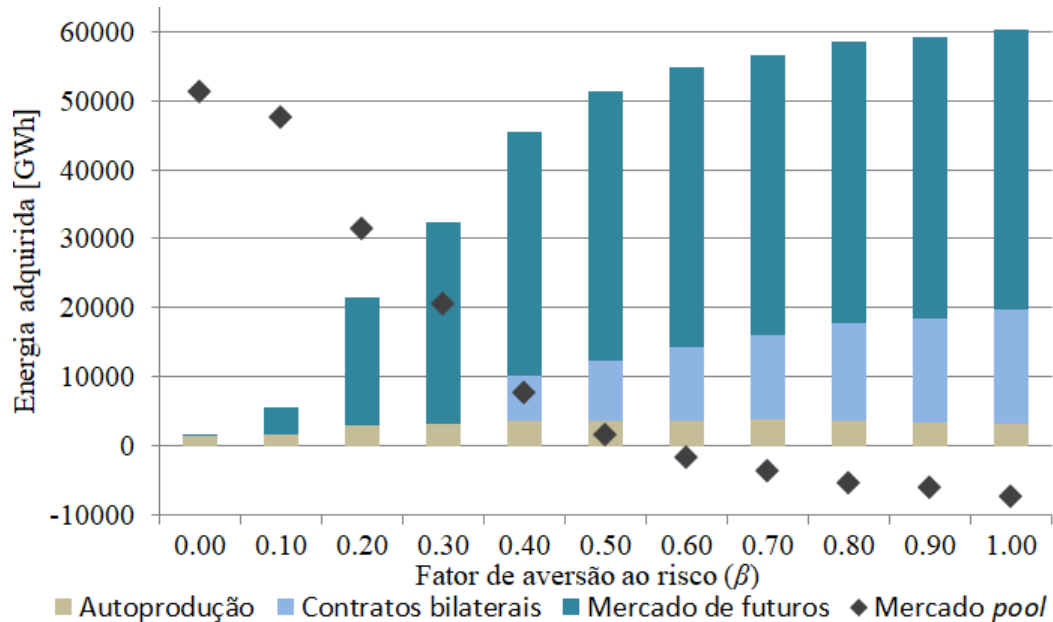


Fonte: autoria própria.

A participação do grande consumidor nas diferentes modalidades de contratação em função da aversão ao risco é apresentada nas Figuras 7.6 e 7.7. Nesta análise foi considerado o montante de energia adquirida para todo o horizonte de planejamento, destacando o mercado *pool* das demais opções com menor volatilidade, que foram apresentadas de forma agrupada. Na Figura 7.6 são apresentados os valores totais de contratação em cada modalidade e na Figura 7.7, apresenta-se o montante de contratação por nível de carregamento. Pode-se notar nas Figuras 7.6 e 7.7, que ao aumentar o valor de β , aumenta-se a aquisição de energia pelo consumidor em mercados com menor volatilidade, apesar dos preços esperados nessas modalidades serem maiores, como já visto na Figura 7.1. Já

em situações de menor aversão ao risco, o consumidor adquire mais energia no mercado *pool*, modalidade em que os preços esperados são menores, porém mais voláteis.

Figura 7.6 – Composição da aquisição total de energia.



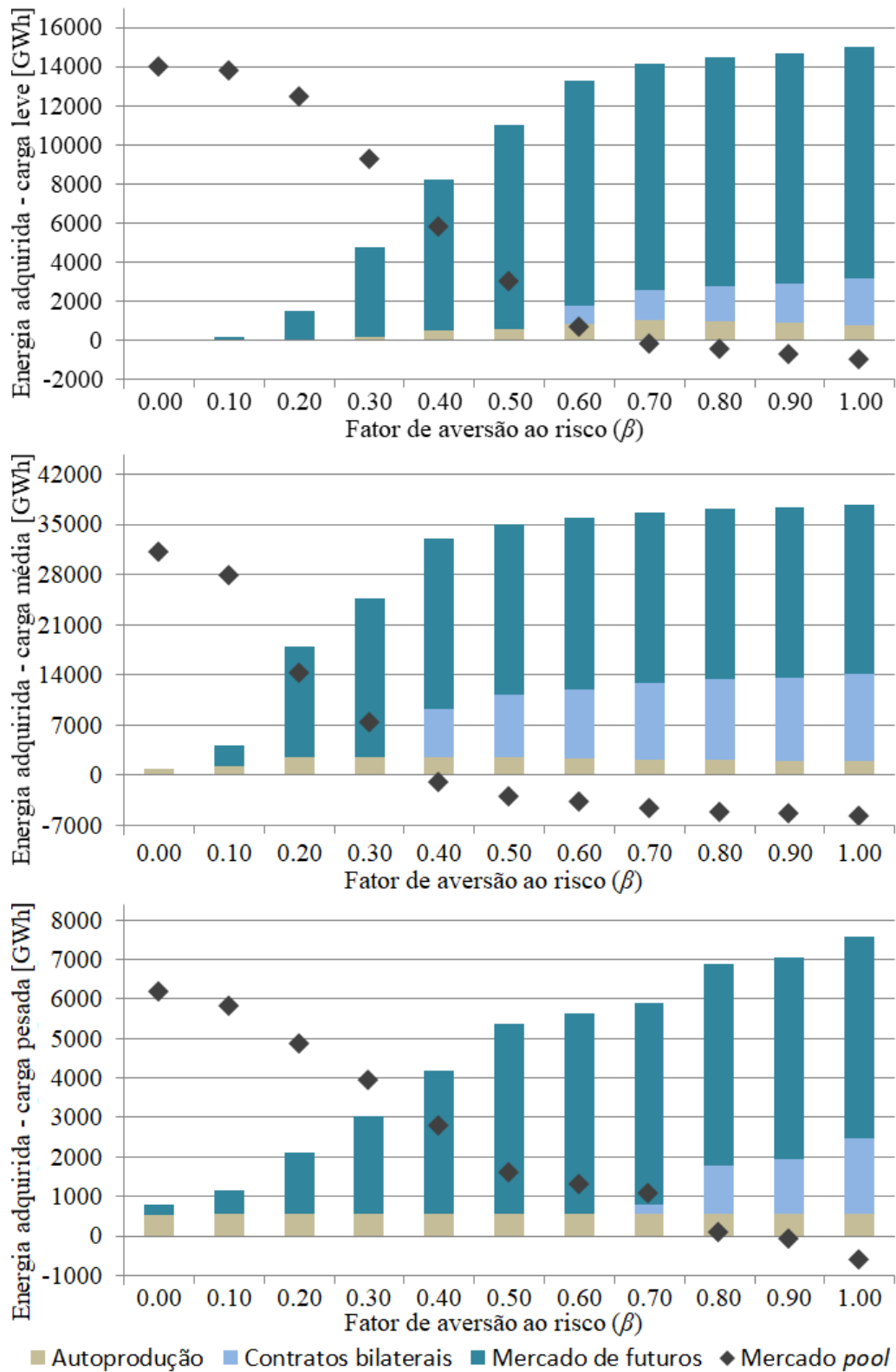
Fonte: autoria própria.

Estes resultados com diferentes estratégias de aversão ao risco possibilita ao consumidor analisar a sua participação em cada modalidade e nos diferentes níveis de carregamento. Por exemplo, visando ilustrar esta possível análise, nos parágrafos seguintes são descritos resultados mais detalhados das diferentes estratégias de participação no mercado em função do fator de aversão ao risco. Nas demais simulações este detalhamento não é feito, pois busca-se comparar os resultados das diferentes abordagens de uma forma mais geral.

Percebe-se nessas simulações que o mercado *pool* é mais utilizado em estratégias com menor aversão ao risco. Destaca-se a simulação com $\beta = 0$, em que a contratação nesta modalidade corresponde a 100% da demanda no nível de carregamento leve e a 97% no nível médio, sendo a demanda restante (3%) atendida pela autoprodução. Nesta simulação de risco neutro, contratos bilaterais não foram utilizados e o mercado de futuros atendeu a apenas 0,5% da demanda total, visto que os mercados de médio-prazo apresentam preço esperado maior.

Em estratégias com maior aversão ao risco, o mercado *pool* foi evitado devido a sua volatilidade. Então, aumentou-se a participação da autoprodução e dos mercados de médio-prazo. Por exemplo, o mercado de futuros, que na estratégia com risco neutro correspondeu a apenas 0,5% da demanda, teve sua participação aumentada para 35% quando β foi definido em 0,2. Nas estratégias com maior aversão ao risco, este mercado representou mais de dois terços da demanda: sendo 66%, 76% e 77% para β igual a 0,4, 0,7 e 1,0, respectivamente.

Figura 7.7 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento.



Fonte: autoria própria.

Os contratos bilaterais, por apresentarem custos elevados e também volatilidade, foram pouco utilizados nas estratégias de baixa a média aversão ao risco. Nas simulações de risco neutro e com $\beta = 0,2$ não houve contratação nesta modalidade. E para $\beta =$

0,4, apenas 12,5% da demanda foi atendida com contratos bilaterais. Em situações de alta aversão ao risco, buscou-se aumentar a contratação no mercado de médio-prazo para diminuir a dependência do mercado *pool*. Logo, o montante de energia contratada bilateralmente aumentou para 23,4% e 31,0% para β igual a 0,7 e 1,0, respectivamente.

Quanto a autoprodução, devido a ausência de volatilidade, ela foi utilizada praticamente em sua capacidade máxima em estratégias de alta aversão ao risco. Já em estratégias de baixa aversão ao risco, sua utilização diminuiu, principalmente no nível de carregamento leve, pois seu custo é bem superior aos de outras modalidades. Já devido ao seu custo ser vantajoso no nível de carregamento pesado, a autoprodução foi amplamente utilizada nesse patamar de carga, inclusive na estratégia de risco neutro.

7.2.1.3 Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Afluência Estimada

Esta seção apresenta as decisões de contratação da abordagem janela rolante em função da estimativa do consumidor quanto a afluência incremental futura. Conforme apresentado na Seção 7.1, esta estimativa do consumidor foi modelada através da atribuição de diferentes probabilidades de ocorrência aos cenários, que até então foram consideradas equiprováveis. Foram realizadas as simulações para as onze séries estimadas, adotando uma política intermediária de aversão ao risco, considerando $\beta = 0,3$. São apresentados, em função destas estimativas, o custo de aquisição da energia, assim como a participação nas diferentes modalidades de contratação. As simulações resultaram nos custos de aquisição e nos valores de CVaR apresentados na Tabela 7.15.

Tabela 7.15 – Custo de aquisição e CVaR em função da afluência estimada.

| Série estimada | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR | Série estimada | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR |
|----------------|-----------------------------|-----------|----------------|-----------------------------|-----------|
| Série 1 | 17.401,37 | 21.634,09 | Série 7 | 16.458,22 | 23.295,32 |
| Série 2 | 17.378,17 | 21.724,37 | Série 8 | 16.052,47 | 23.621,43 |
| Série 3 | 17.337,17 | 21.924,15 | Série 9 | 15.439,59 | 23.720,73 |
| Série 4 | 17.277,63 | 22.094,88 | Série 10 | 15.094,00 | 23.884,01 |
| Série 5 | 17.089,86 | 22.431,69 | Série 11 | 14.802,49 | 24.080,70 |
| Série 6 | 16.858,32 | 22.626,43 | | | |

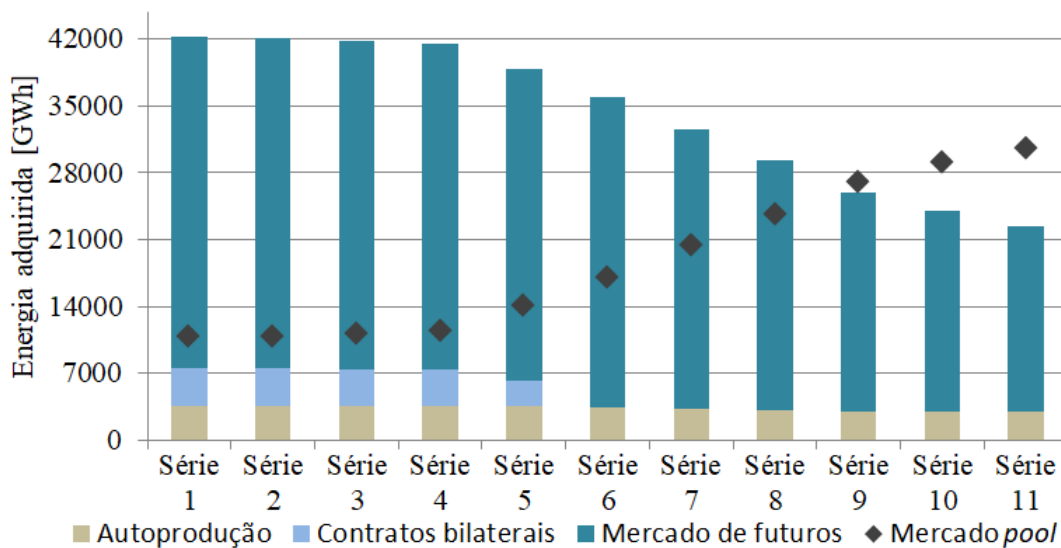
Nota-se que para as séries que estimam períodos mais secos (Séries 1 a 5), obtiveram-se os maiores custos de aquisição de energia, visto que nesses casos foi atribuída maior probabilidade aos cenários mais secos, que apresentam maiores preços da energia no mercado *pool*. Também se notam os menores valores do CVaR para estas estimativas, pois, priorizou-se a contratação nos mercados bilaterais e futuros, como se pode observar nas Figuras 7.8 e 7.9. Já para as séries que estimam períodos mais chuvosos (Séries 7 a 11), observam-se menores custos de aquisição de energia e maiores valores de CVaR, priorizando

a contratação de energia no mercado *pool*. Nesta análise do impacto da afluência estimada, também se observa o aspecto multi-objetivo do problema.

De forma semelhante à apresentação dos resultados na seção anterior, nas Figuras 7.8 e 7.9 mostra-se o planejamento da participação do grande consumidor nas diferentes modalidades de contratação em função da estimativa de afluência incremental. Na Figura 7.8 são apresentados os valores totais de contratação em cada modalidade e na Figura 7.9, apresenta-se o montante de contratação por nível de carregamento.

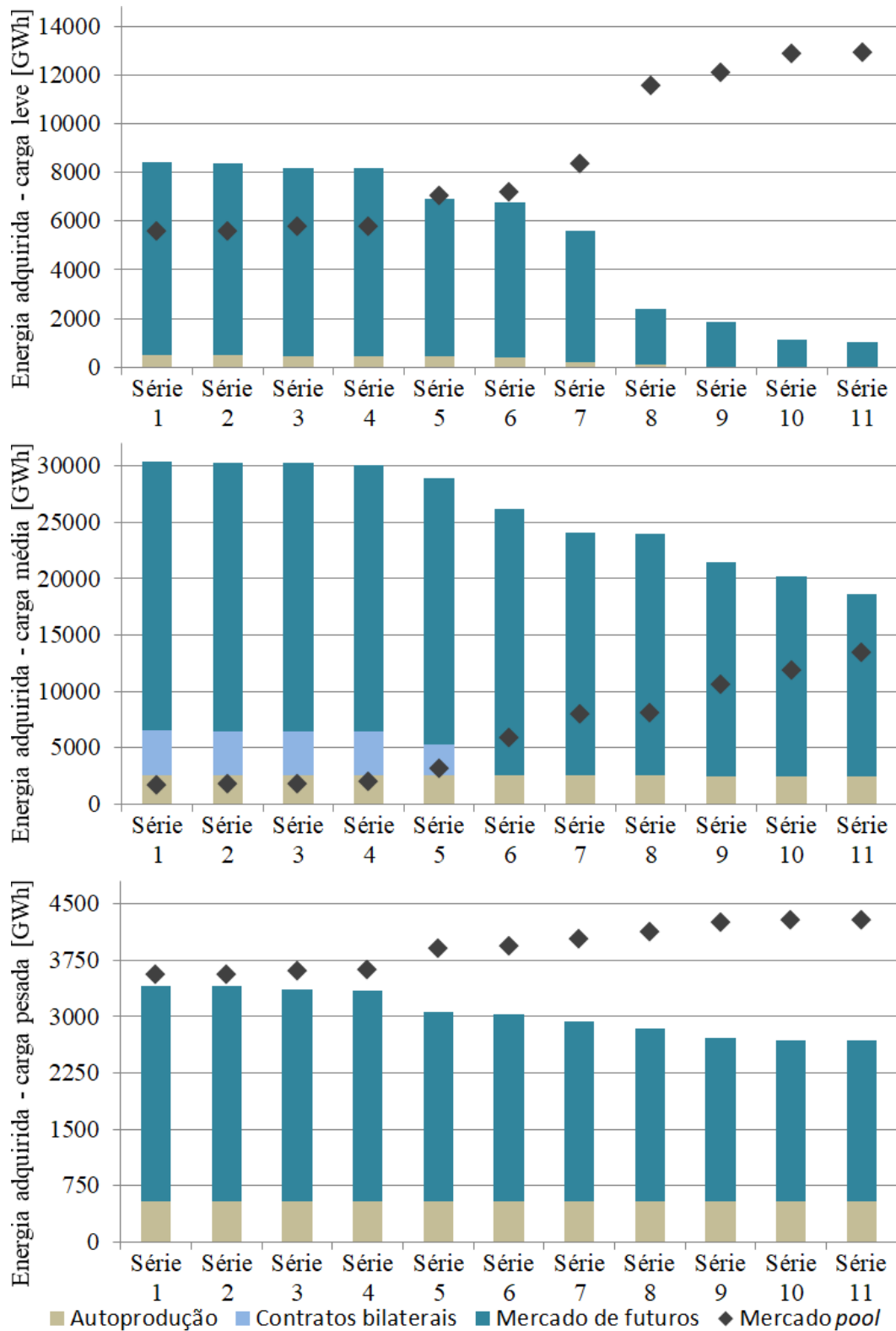
Pode-se notar nas Figuras 7.8 e 7.9, que as simulações com séries que estimam períodos mais chuvosos apresentam estratégias com maior participação no mercado *pool*, já ao simular séries que estimam períodos mais secos, aumenta-se a aquisição de energia nos mercados futuros e bilaterais. Portanto, esse impacto no planejamento da aquisição de energia demonstra a sensibilidade da abordagem janela rolante quanto às afluências incrementais estimadas.

Figura 7.8 – Composição da aquisição total de energia.



Fonte: autoria própria.

Figura 7.9 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento.



Fonte: autoria própria.

7.2.2 Abordagem Estocástica Adaptativa em Dois Estágios para a Aquisição de Energia em Sistemas Hidrotérmicos

Descreve-se nesta seção os resultados das simulações com a abordagem estocástica adaptativa em dois estágios, composta pelos modelos MELCPSH e MAASH. Duas modalidades para as modalidades de mercado de eletricidade foram analisadas, conforme descrito nas Seções 5.6.1 e 5.6.2. Logo, apresentam-se, na Seção 7.2.2.1 os resultados utilizando o MAASH-MCP, e na Seção 7.2.2.2, utilizando o MAASH-MCPF.

7.2.2.1 Abordagem Utilizando o MELCPSH e MAASH-MCP

Os resultados das simulações utilizando o MELCPSH e MAASH-MCP também são apresentados em três seções. Na 7.2.2.1.1 são apresentadas as decisões de aquisição *here-and-now* em cada modalidade disponível e em cada período do horizonte de planejamento. Já nas Seções 7.2.2.1.2 e 7.2.2.1.3 são analisados os resultados do planejamento em função das diferentes estratégias quanto à aversão ao risco e quanto à afluência estimada.

7.2.2.1.1 Decisões *Here-And-Now* para Todo o Horizonte de Planejamento

O MAASH consiste em um problema de otimização que resolve, de forma simultânea, um conjunto de problemas em dois estágios e resulta em decisões de contratação *here-and-now* para todos os períodos do horizonte de planejamento. Nesta seção, são exemplificadas essas decisões *here-and-now* considerando o fator de aversão ao risco $\beta = 0,5$ e distribuição equiprovável. Foi considerado um horizonte de planejamento de 52 semanas, logo, há decisões *here-and-now* para os períodos $t \in \{1, \dots, 52\}$, para os três níveis de carregamento e para as quatro modalidades de aquisição: mercado de futuros (p_{fjl}^F), contratos bilaterais (p_{bl}^B), mercado *pool* (e_u^P) e autoprodução (e_{ntl}^S). As Tabelas 7.16 a 7.19 apresentam as decisões de aquisição *here-and-now* nas quatro modalidades disponíveis, sendo a Tabela 7.16 para o mercado de futuros, a Tabela 7.17 para contratos bilaterais, a Tabela 7.18, para o mercado *pool* e, finalmente, a Tabela 7.19 para as decisões de autoprodução.

Tabela 7.16 – Decisões de contratação no mercado de futuros.

| Contrato [f] | Potência contratada p_{fjl}^F [MW] | | | | | |
|-----------------|--------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | p_{f11}^F | p_{f21}^F | p_{f12}^F | p_{f22}^F | p_{f13}^F | p_{f23}^F |
| 1 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 2 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 0 |
| 3 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 4 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 5 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.16

| | | | | | | |
|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 6 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 7 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 8 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 9 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 10 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 11 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 12 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 13 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 14 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 15 | 500 | 0 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 16 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 17 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 18 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 19 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 20 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 21 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 22 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 23 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 24 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 25 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 26 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 27 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 28 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 29 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 30 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 31 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 32 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 33 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 34 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 35 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 36 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 37 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| 38 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 39 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 40 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 41 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 42 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.16

| | | | | | | |
|----|-----|---|-----|---|-----|---|
| 43 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 44 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 45 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 46 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 47 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 48 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 49 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |
| 50 | 500 | 0 | 500 | 0 | 500 | 0 |

Tabela 7.17 – Decisões de contratação em contratos bilaterais.

| Contrato [b] | Potência p_{bl}^B [MW] | | | Contrato [b] | Potência p_{bl}^B [MW] | | |
|-----------------|--------------------------|------------|------------|-----------------|--------------------------|------------|------------|
| | p_{b1}^B | p_{b2}^B | p_{b3}^B | | p_{b1}^B | p_{b2}^B | p_{b3}^B |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 26 | 0 | 1.000 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 27 | 0 | 1.000 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.000 | 0 | 29 | 0 | 731,13 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 432,52 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 31 | 0 | 587,09 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 32 | 0 | 574,09 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 33 | 0 | 789,63 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 1000 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 35 | 0 | 967,46 | 0 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 36 | 0 | 1.000 | 0 |
| 12 | 0 | 1.000 | 0 | 37 | 0 | 1.000 | 0 |
| 13 | 0 | 783,98 | 0 | 38 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 39 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 40 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 0 | 255,93 | 0 | 41 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 864,48 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 0 | 43 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 47 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 48 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 49 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | 0 | 1.000 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 |

Tabela 7.18 – Decisões de contratação no mercado *pool*.

| Período [t] | Energia e_{it}^P [MWh] | | | Período [t] | Energia e_{it}^P [MWh] | | |
|----------------|--------------------------|------------|------------|----------------|--------------------------|------------|------------|
| | e_{t1}^P | e_{t2}^P | e_{t3}^P | | e_{t1}^P | e_{t2}^P | e_{t3}^P |
| 1 | 69.991 | -100.093 | 39.886 | 27 | 60.795 | -28.767 | 18.924 |
| 2 | 78.342 | -99.225 | 40.672 | 28 | 61.870 | -28.767 | 20.643 |
| 3 | 78.952 | -98.831 | 41.194 | 29 | 62.318 | -28.130 | 20.669 |
| 4 | 79.630 | -95.825 | 42.053 | 30 | 60.881 | -28.130 | 20.456 |
| 5 | 83.662 | -90.328 | 42.438 | 31 | 62.986 | -19.778 | 22.212 |
| 6 | 81.728 | -93.494 | 42.674 | 32 | 69.890 | -6.232 | 25.049 |
| 7 | 68.421 | -110.866 | 40.413 | 33 | 46.250 | -51.233 | 25.021 |
| 8 | 67.484 | -113.774 | 39.845 | 34 | 47.915 | -46.463 | 25.450 |
| 9 | 66.022 | -109.822 | 38.535 | 35 | 47.495 | -46.388 | 25.962 |
| 10 | 73.381 | -69.376 | 43.060 | 36 | 45.905 | -51.233 | 24.945 |
| 11 | 69.737 | -79.039 | 41.982 | 37 | 45.474 | -61.541 | 25.092 |
| 12 | 70.046 | -74.361 | 42.533 | 38 | 47.490 | -61.541 | 26.079 |
| 13 | 70.378 | 22.927 | 42.401 | 39 | 52.214 | -57.033 | 28.452 |
| 14 | 34.761 | -87.415 | 19.882 | 40 | 37.088 | -20.866 | 31.114 |
| 15 | 38.512 | -87.415 | 20.349 | 41 | 39.011 | -89.765 | 31.312 |
| 16 | 37.245 | -87.415 | 20.560 | 42 | 45.058 | -89.765 | 31.569 |
| 17 | 40.801 | -84.825 | 20.863 | 43 | 49.572 | -81.449 | 33.217 |
| 18 | 25.807 | -84.825 | 17.657 | 44 | 51.718 | -81.126 | 33.312 |
| 19 | 36.315 | -84.628 | 19.387 | 45 | 47.282 | -91.360 | 31.744 |
| 20 | 40.590 | -71.878 | 22.191 | 46 | 48.292 | -86.100 | 33.368 |
| 21 | 32.808 | -70.193 | 17.166 | 47 | 53.176 | -73.203 | 35.147 |
| 22 | 25.090 | -70.193 | 14.800 | 48 | 56.863 | -70.367 | 35.420 |
| 23 | 79.512 | 28.300 | 38.298 | 49 | 60.314 | 18.247 | 37.007 |
| 24 | 80.173 | 20.527 | 36.844 | 50 | 55.828 | 4.833 | 33.802 |
| 25 | 98.914 | -6.390 | 34.799 | 51 | 52.876 | -9.462 | 31.043 |
| 26 | 89.356 | -27.201 | 31.348 | 52 | 44.017 | -25.357 | 31.592 |

Tabela 7.19 – Decisões de autoprodução de energia.

| Período [t] | Energia autoproduzida e_{nt}^S , para $\beta = 0,5$ [MWh] | | | | | |
|----------------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | e_{1t1}^S | e_{2t1}^S | e_{1t2}^S | e_{2t2}^S | e_{1t3}^S | e_{2t3}^S |
| 1 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 2 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 3 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 4 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 5 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 6 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 7 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 8 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 9 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.19

| | | | | | | |
|----|--------|---|--------|--------|-------|-------|
| 10 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 11 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 12 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 13 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 14 | 10.500 | 0 | 21.000 | 23.293 | 4.500 | 6.000 |
| 15 | 10.500 | 0 | 21.000 | 25.905 | 4.500 | 6.000 |
| 16 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 17 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 18 | 10.500 | 0 | 21.000 | 15.478 | 4.500 | 6.000 |
| 19 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 20 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 21 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 22 | 10.500 | 0 | 21.000 | 14.229 | 4.500 | 6.000 |
| 23 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 24 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 25 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 26 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 27 | 10.500 | 0 | 21.000 | 21.012 | 4.500 | 6.000 |
| 28 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 29 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 30 | 10.500 | 0 | 21.000 | 24.755 | 4.500 | 6.000 |
| 31 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 32 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 33 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 34 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 35 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 36 | 10.500 | 0 | 21.000 | 25.005 | 4.500 | 6.000 |
| 37 | 10.500 | 0 | 21.000 | 20.304 | 4.500 | 6.000 |
| 38 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 39 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 40 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 41 | 10.500 | 0 | 21.000 | 26.129 | 4.500 | 6.000 |
| 42 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 43 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 44 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 45 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 46 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.19

| | | | | | | |
|----|--------|---|--------|--------|-------|-------|
| 47 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 48 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 49 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 50 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 51 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |
| 52 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |

7.2.2.1.2 Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Aversão ao Risco

Nesta seção visa-se identificar o efeito do fator de aversão ao risco, β , no planejamento da aquisição de energia. São apresentados, em função desse fator, o custo de aquisição da energia, assim como a participação do consumidor nas diferentes modalidades de contratação. Foram realizadas simulações variando o fator de aversão ao risco desde a estratégia de risco neutro ($\beta = 0$) até a de total aversão ao risco ($\beta = 1$).

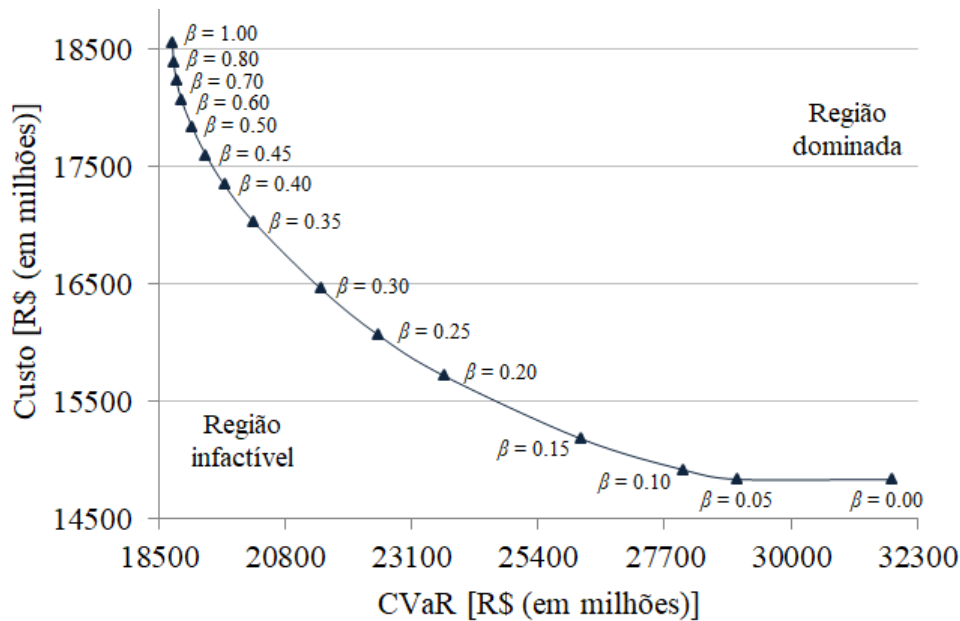
Estas simulações resultaram nos custos de aquisição e nos valores de CVaR apresentados na Tabela 7.20 e na Figura 7.10 é mostrada a curva da fronteira eficiente desse problema. Esse resultados apresentaram a mesma lógica observada na abordagem janela rolante. Ou seja, para os menores valores de β , obtiveram-se os menores custos de aquisição de energia e maior CVaR. Já em valores maiores do fator de aversão ao risco, observa-se maior custo de aquisição de energia e menor CVaR.

Tabela 7.20 – Custo de aquisição e CVaR em função de β .

| β | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR | β | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR |
|---------|-----------------------------|-----------|---------|-----------------------------|-----------|
| 0,00 | 14.837,96 | 31.852,97 | 0,40 | 17.343,21 | 19.703,77 |
| 0,05 | 14.839,63 | 29.023,24 | 0,45 | 17.596,35 | 19.368,26 |
| 0,10 | 14.918,70 | 28.055,23 | 0,50 | 17.834,33 | 19.115,26 |
| 0,15 | 15.182,38 | 26.194,91 | 0,60 | 18.065,81 | 18.922,52 |
| 0,20 | 15.719,10 | 23.697,19 | 0,70 | 18.233,70 | 18.829,10 |
| 0,25 | 16.066,49 | 22.501,78 | 0,80 | 18.393,03 | 18.778,03 |
| 0,30 | 16.461,38 | 21.452,66 | 0,90 | 18.448,44 | 18.766,08 |
| 0,35 | 17.030,97 | 20.230,32 | 1,00 | 18.554,56 | 18.758,04 |

Nota-se na Figura 7.10, que esta abordagem adaptativa apresentou uma curva com maior convexidade ao ser comparada à curva da fronteira eficiente da abordagem janela rolante (Figura 7.5).

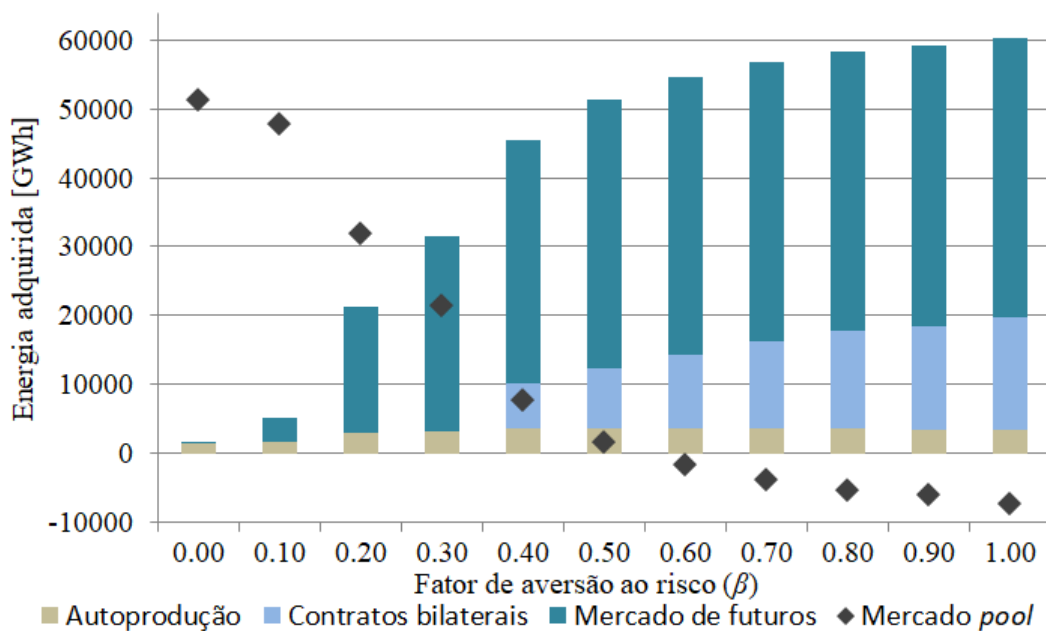
Figura 7.10 – Fronteira eficiente do problema.



Fonte: autoria própria.

A participação do grande consumidor nas diferentes modalidades de contratação em função da aversão ao risco é apresentada nas Figuras 7.11 e 7.12. Na Figura 7.11 são apresentados os valores totais de contratação em cada modalidade e na Figura 7.12, apresenta-se o montante de contratação por nível de carregamento.

Figura 7.11 – Composição da aquisição total de energia.

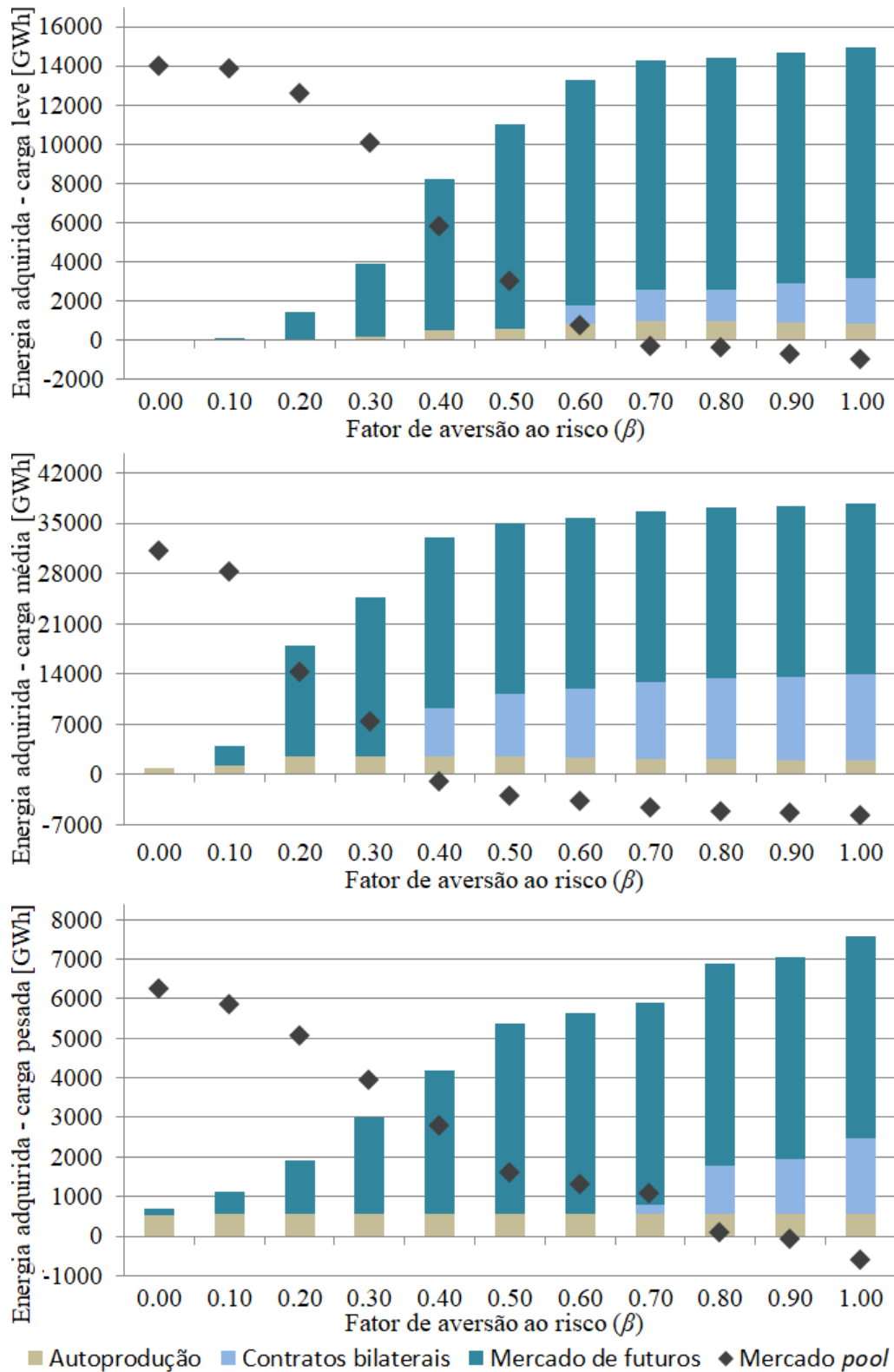


Fonte: autoria própria.

Também de forma similar à abordagem anterior, nota-se nas Figuras 7.11 e 7.12 que ao aumentar o valor de β , aumenta-se a aquisição de energia pelo consumidor em

mercados com menor volatilidade, apesar dos preços esperados nessas modalidades serem maiores. Já em situações de menor aversão ao risco, o consumidor adquire mais energia no mercado *pool*, modalidade em que os preços esperados são menores, porém mais voláteis.

Figura 7.12 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento.



Fonte: autoria própria.

7.2.2.1.3 Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Afluência Estimada

Esta seção apresenta as decisões de contratação em função da estimativa do consumidor quanto a afluência incremental futura. Foram realizadas as simulações para as onze séries de afluências estimadas, adotando uma política intermediária de aversão ao risco, considerando $\beta = 0,3$. As simulações resultaram nos custos de aquisição e nos valores de CVaR apresentados na Tabela 7.21. Percebe-se o mesmo comportamento observado na abordagem janela rolante. Para as séries que estimam períodos mais secos (Séries 1 a 5), obtiveram-se os maiores custos de aquisição de energia e menores valores de CVaR. Enquanto que para as séries que estimam períodos mais chuvosos (Séries 7 a 11), observam-se menores custos de aquisição de energia e maiores valores de CVaR.

Tabela 7.21 – Custo de aquisição e CVaR em função da afluência estimada.

| Série estimada | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR | Série estimada | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR |
|----------------|-----------------------------|-----------|----------------|-----------------------------|-----------|
| Série 1 | 17.401,37 | 20.089,87 | Série 7 | 16.439,30 | 21.512,67 |
| Série 2 | 17.378,17 | 20.102,27 | Série 8 | 16.033,16 | 21.892,84 |
| Série 3 | 17.334,54 | 20.132,63 | Série 9 | 15.403,75 | 22.647,78 |
| Série 4 | 17.275,92 | 20.175,40 | Série 10 | 15.072,96 | 23.034,75 |
| Série 5 | 17.086,44 | 20.490,49 | Série 11 | 14.776,21 | 23.438,54 |
| Série 6 | 16.856,67 | 20.830,19 | | | |

O planejamento da participação do grande consumidor nas diferentes modalidades de contratação em função da estimativa de afluência incremental é apresentado nas Figuras 7.13 e 7.14. Na Figura 7.13 são apresentados os valores totais de contratação em cada modalidade e na Figura 7.14, o montante de contratação por nível de carregamento.

Figura 7.13 – Composição da aquisição total de energia.

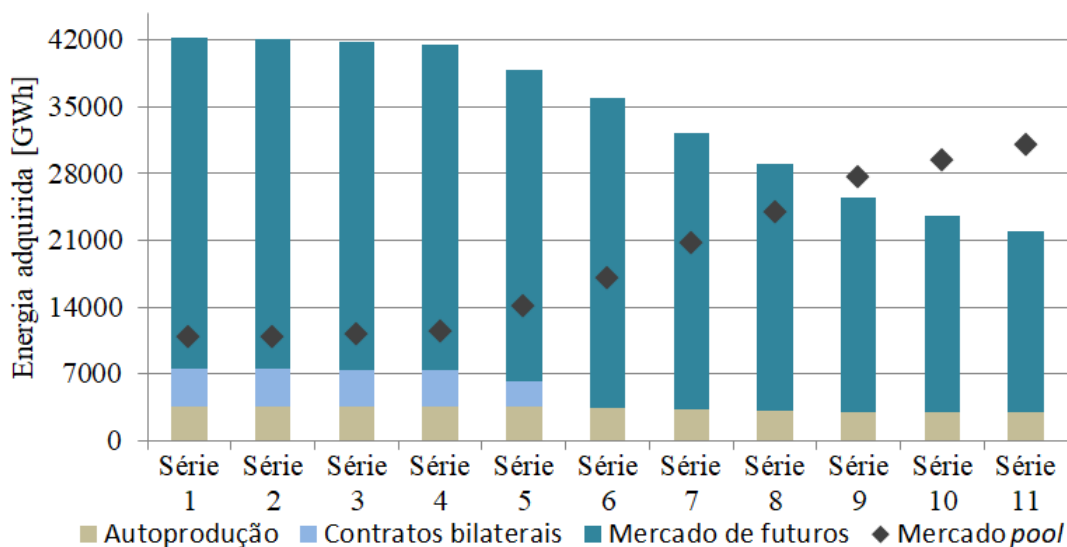
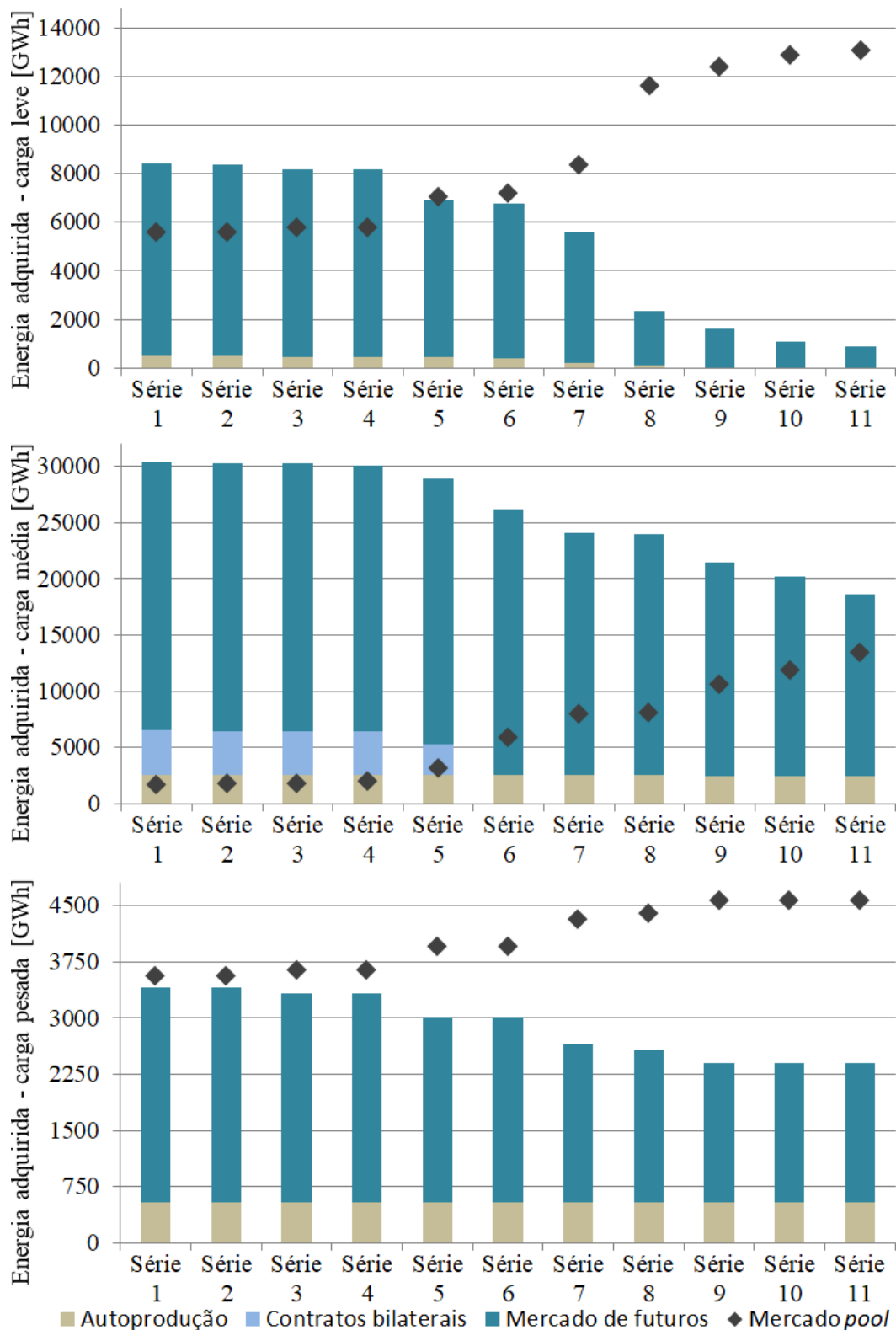


Figura 7.14 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento.



Fonte: autoria própria.

Também se nota que as simulações com séries que estimam períodos mais chuvosos apresentam estratégias de aquisição com maior participação no mercado *pool*. Já ao estimar períodos mais secos, aumenta-se a aquisição de energia nos mercados bilaterais

e de futuros. Portanto, os resultados destas simulações demonstram que a abordagem adaptativa também apresenta sensibilidade quanto às afluências incrementais estimadas.

7.2.2.2 Abordagem Utilizando o MELCPSH e MAASH-MCPF

Apresenta-se nesta seção os resultados das simulações da abordagem que utiliza o MELCPSH com o MAASH-MCPF. Na Seção 7.2.2.2.1 são apresentadas as decisões de aquisição *here-and-now* em cada modalidade disponível e em cada período do horizonte de planejamento. Já nas Seções 7.2.2.2.2 e 7.2.2.2.3 são analisados os resultados do planejamento do consumidor em função das diferentes estratégias quanto à aversão ao risco e quanto à afluência estimada.

7.2.2.2.1 Decisões *Here-And-Now* para Todo o Horizonte de Planejamento

Esta abordagem também resulta em decisões de contratação *here-and-now* para todos os períodos do horizonte de planejamento ($t \in \{1, \dots, 52\}$), para os três níveis de carregamento e para as quatro modalidades de aquisição: mercado de futuros (p_{fju}^F), contratos bilaterais (p_{bl}^B), mercado *pool* (e_{ut}^P) e autoprodução (e_{ntu}^S). Nesta seção, são exemplificadas essas decisões *here-and-now* considerando o fator de aversão ao risco $\beta = 0,5$ e distribuição equiprovável. Nesta abordagem, que foi acrescentado o índice t nas variáveis p_{fju}^F , tornou-se inviável apresentar todas as decisões para o mercado de futuros. Logo, são aqui apresentadas as decisões de aquisição *here-and-now* nas três modalidades restantes, sendo apresentada na Tabela 7.22 as decisões nos contratos bilaterais, na Tabela 7.23, no mercado *pool* e, finalmente, na Tabela 7.24 as decisões de autoprodução.

Tabela 7.22 – Decisões de contratação em contratos bilaterais.

| Contrato [b] | Potência p_{bl}^B [MW] | | | Contrato [b] | Potência p_{bl}^B [MW] | | |
|-----------------|--------------------------|------------|------------|-----------------|--------------------------|------------|------------|
| | p_{b1}^B | p_{b2}^B | p_{b3}^B | | p_{b1}^B | p_{b2}^B | p_{b3}^B |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 26 | 0 | 1.000 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 27 | 0 | 1.000 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 28 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 1.000 | 0 | 29 | 0 | 735,15 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 30 | 0 | 1.000 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 31 | 0 | 1.000 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 32 | 0 | 1.000 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 33 | 0 | 888,50 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 34 | 0 | 1.000 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 35 | 0 | 1.000 | 0 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 36 | 0 | 1.000 | 0 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.22

| | | | | | | | |
|----|---|--------|---|----|---|-------|---|
| 12 | 0 | 1.000 | 0 | 37 | 0 | 1.000 | 0 |
| 13 | 0 | 1.000 | 0 | 38 | 0 | 0 | 0 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 39 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 40 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 0 | 255,93 | 0 | 41 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 1.000 | 0 | 42 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 0 | 43 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 44 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 45 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 46 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 47 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 48 | 0 | 0 | 0 |
| 24 | 0 | 0 | 0 | 49 | 0 | 0 | 0 |
| 25 | 0 | 1.000 | 0 | 50 | 0 | 0 | 0 |

Tabela 7.23 – Decisões de contratação no mercado *pool*.

| Período [t] | Energia e_{it}^P [MWh] | | | Período [t] | Energia e_{it}^P [MWh] | | |
|----------------|--------------------------|------------|------------|----------------|--------------------------|------------|------------|
| | e_{t1}^P | e_{t2}^P | e_{t3}^P | | e_{t1}^P | e_{t2}^P | e_{t3}^P |
| 1 | 94.491 | -100.093 | 39.886 | 27 | 134.295 | -49.000 | 39.924 |
| 2 | 78.342 | -99.225 | 40.672 | 28 | 110.870 | -49.000 | 41.643 |
| 3 | 78.952 | -98.831 | 41.194 | 29 | 111.318 | -49.000 | 41.669 |
| 4 | 79.630 | -95.825 | 42.053 | 30 | 109.881 | -49.000 | 41.456 |
| 5 | 83.662 | -90.328 | 42.438 | 31 | 111.986 | -49.000 | 43.212 |
| 6 | 81.728 | -93.494 | 42.674 | 32 | 69.890 | -47.971 | 46.049 |
| 7 | 92.921 | -110.866 | 40.413 | 33 | 70.750 | -56.077 | 46.021 |
| 8 | 91.984 | -113.774 | 39.845 | 34 | 72.415 | -56.077 | 35.950 |
| 9 | 90.522 | -130.991 | 38.535 | 35 | 71.995 | -56.077 | 36.462 |
| 10 | 73.381 | -90.546 | 43.060 | 36 | 70.405 | -56.077 | 45.945 |
| 11 | 69.737 | -100.209 | 41.982 | 37 | 69.974 | -61.541 | 46.092 |
| 12 | 70.046 | -95.531 | 42.533 | 38 | 71.990 | -61.541 | 36.579 |
| 13 | 70.378 | 1.757 | 42.401 | 39 | 27.714 | -57.033 | 28.452 |
| 14 | 34.761 | -98.000 | 19.882 | 40 | 12.588 | -20.866 | 20.614 |
| 15 | 14.012 | -98.000 | 20.349 | 41 | 14.511 | -98.000 | 20.812 |
| 16 | 12.745 | -98.000 | 20.560 | 42 | 20.558 | -98.000 | 21.069 |
| 17 | 16.301 | -85.022 | 20.863 | 43 | 25.072 | -97.919 | 22.717 |
| 18 | 25.807 | -85.022 | 28.157 | 44 | 27.218 | -97.595 | 22.812 |

continua na próxima página

continuação da Tabela 7.23

| | | | | | | | |
|----|---------|---------|--------|----|---------|---------|--------|
| 19 | 11.815 | -85.022 | 19.387 | 45 | 22.782 | -98.000 | 31.744 |
| 20 | 16.090 | -72.272 | 22.191 | 46 | 23.792 | -98.000 | 33.368 |
| 21 | 32.808 | -98.000 | 27.666 | 47 | 28.676 | -86.484 | 24.647 |
| 22 | 74.090 | -98.000 | 25.300 | 48 | 32.363 | -83.648 | 35.420 |
| 23 | 55.012 | -27.313 | 38.298 | 49 | 60.314 | 18.247 | 26.507 |
| 24 | 55.673 | -35.087 | 36.844 | 50 | 80.328 | 4.833 | 33.802 |
| 25 | 98.914 | -46.855 | 45.299 | 51 | 101.876 | -9.462 | 52.043 |
| 26 | 113.856 | -67.666 | 52.348 | 52 | 117.517 | -25.357 | 63.092 |

Tabela 7.24 – Decisões de autoprodução de energia.

| Período | Energia autoproduzida e_{nt}^S , para $\beta = 0,5$ [MWh] | | | | | |
|---------|---|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| $[t]$ | e_{1t1}^S | e_{2t1}^S | e_{1t2}^S | e_{2t2}^S | e_{1t3}^S | e_{2t3}^S |
| 1 a 52 | 10.500 | 0 | 21.000 | 28.000 | 4.500 | 6.000 |

7.2.2.2.2 Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Aversão ao Risco

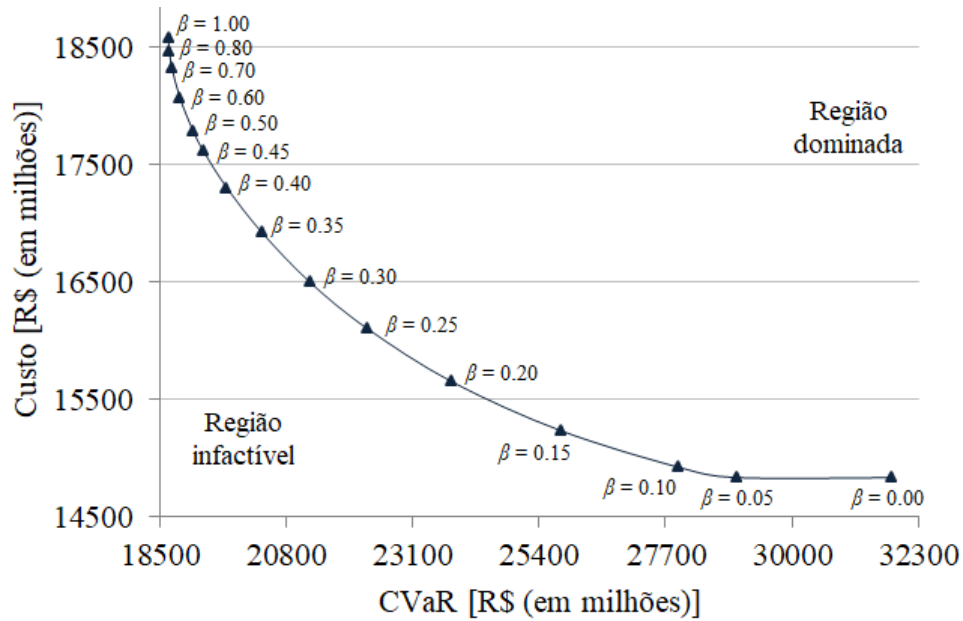
Nesta seção são apresentados o custo de aquisição da energia, assim como a participação do consumidor nas diferentes modalidades de contratação, em função do fator de aversão ao risco, β . Foram realizadas simulações desde a situação em que o consumidor não considera o risco ($\beta = 0$), até situações de total aversão ao risco ($\beta = 1$). Estas simulações resultaram nos custos de aquisição e nos valores de CVaR apresentados na Tabela 7.25. Na Figura 7.15 é mostrada a curva da fronteira eficiente desse problema.

Tabela 7.25 – Custo de aquisição e CVaR em função de β .

| β | Custo | CVaR | β | Custo | CVaR |
|---------|--------------------|-----------|---------|--------------------|-----------|
| | [R\$ (em milhões)] | | | [R\$ (em milhões)] | |
| 0,00 | 14.835,21 | 31.820,08 | 0,40 | 17.303,37 | 19.726,36 |
| 0,05 | 14.837,52 | 29.000,04 | 0,45 | 17.613,53 | 19.305,78 |
| 0,10 | 14.924,32 | 27.948,35 | 0,50 | 17.790,16 | 19.110,50 |
| 0,15 | 15.236,18 | 25.797,60 | 0,60 | 18.069,69 | 18.873,09 |
| 0,20 | 15.652,65 | 23.818,29 | 0,70 | 18.321,52 | 18.729,58 |
| 0,25 | 16.103,39 | 22.286,69 | 0,80 | 18.469,46 | 18.680,34 |
| 0,30 | 16.497,71 | 21.243,00 | 0,90 | 18.510,83 | 18.672,00 |
| 0,35 | 16.925,27 | 20.360,69 | 1,00 | 18.584,26 | 18.665,37 |

Os resultados desta abordagem foram similares aos observados anteriormente. Para os menores valores de β , obtiveram-se os menores custos de aquisição de energia e maior CVaR, enquanto que para valores maiores do fator de aversão ao risco, observa-se maior o custo de aquisição e menor CVaR.

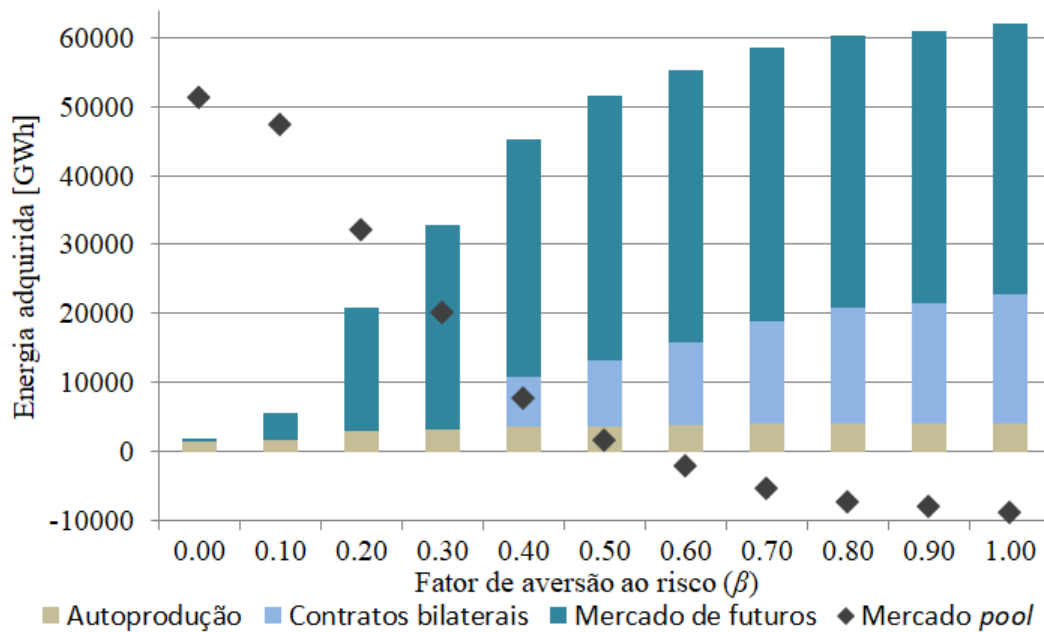
Figura 7.15 – Fronteira eficiente do problema.



Fonte: autoria própria.

A participação do consumidor nas diferentes modalidades de contratação em função da aversão ao risco é apresentada nas Figuras 7.16 e 7.17. Na Figura 7.16 são apresentados os valores totais de contratação em cada modalidade e na Figura 7.17, apresenta-se o montante de contratação por nível de carregamento.

Figura 7.16 – Composição da aquisição total de energia.

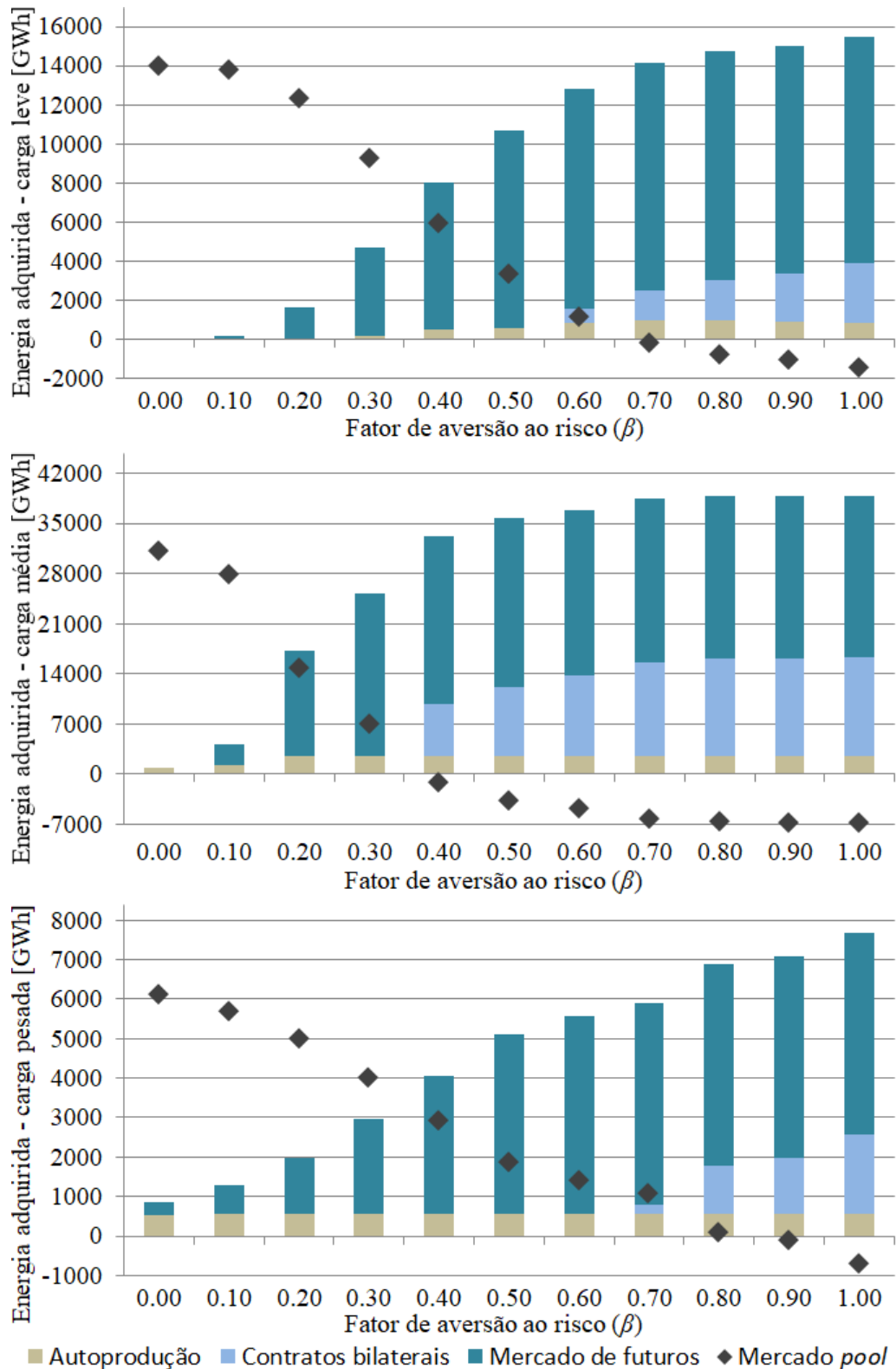


Fonte: autoria própria.

Também de forma similar aos resultados anteriores, pode-se notar nas Figuras 7.16 e 7.17 que ao aumentar o valor de β , aumenta-se a aquisição de energia pelo consumidor em

mercados com menor volatilidade, apesar dos preços esperados maiores. Já em situações de menor aversão ao risco, o consumidor adquire mais energia no mercado *pool*, modalidade em que os preços esperados são menores, porém mais voláteis.

Figura 7.17 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento.



Fonte: autoria própria.

7.2.2.2.3 Análise do Planejamento de Aquisição em Função da Afluência Estimada

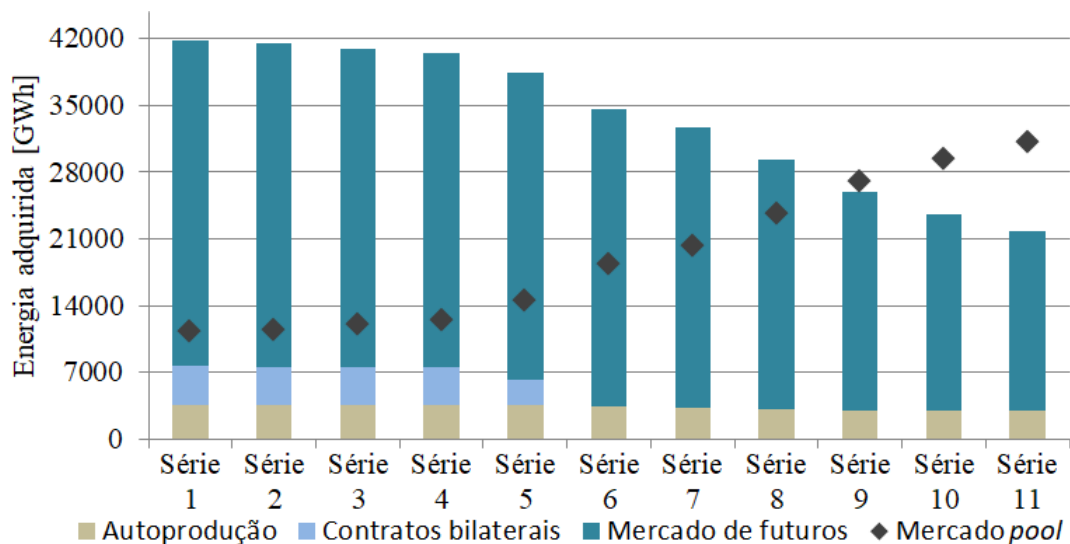
Esta seção apresenta as decisões de contratação em função da estimativa do consumidor quanto a afluência incremental futura para seu horizonte de planejamento. Foram realizadas simulações para as onze séries de afluências estimadas, também considerando $\beta = 0,3$. São apresentados, em função destas estimativas, o custo de aquisição da energia, assim como a participação do consumidor nas diferentes modalidades de contratação. As simulações resultaram nos custos de aquisição e nos valores de CVaR apresentados na Tabela 7.26. Observa-se o mesmo comportamento observado nas abordagens anteriores. Estimativas de períodos mais secos (Séries 1 a 5) resultaram em maiores custos de aquisição e menores valores de CVaR. Enquanto que ao estimar períodos mais chuvosos (Séries 7 a 11), observa-se menores custos de aquisição e maiores valores de CVaR.

Tabela 7.26 – Custo de aquisição e CVaR em função da afluência estimada.

| Série estimada | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR | Série estimada | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR |
|----------------|-----------------------------|-----------|----------------|-----------------------------|-----------|
| Série 1 | 17.327,11 | 20.199,97 | Série 7 | 16.467,40 | 21.311,95 |
| Série 2 | 17.297,04 | 20.225,03 | Série 8 | 15.982,46 | 21.902,31 |
| Série 3 | 17.235,79 | 20.289,90 | Série 9 | 15.421,19 | 22.512,31 |
| Série 4 | 17.163,40 | 20.354,74 | Série 10 | 15.029,33 | 23.041,68 |
| Série 5 | 17.004,18 | 20.585,83 | Série 11 | 14.728,95 | 23.454,05 |
| Série 6 | 16.713,03 | 21.053,37 | | | |

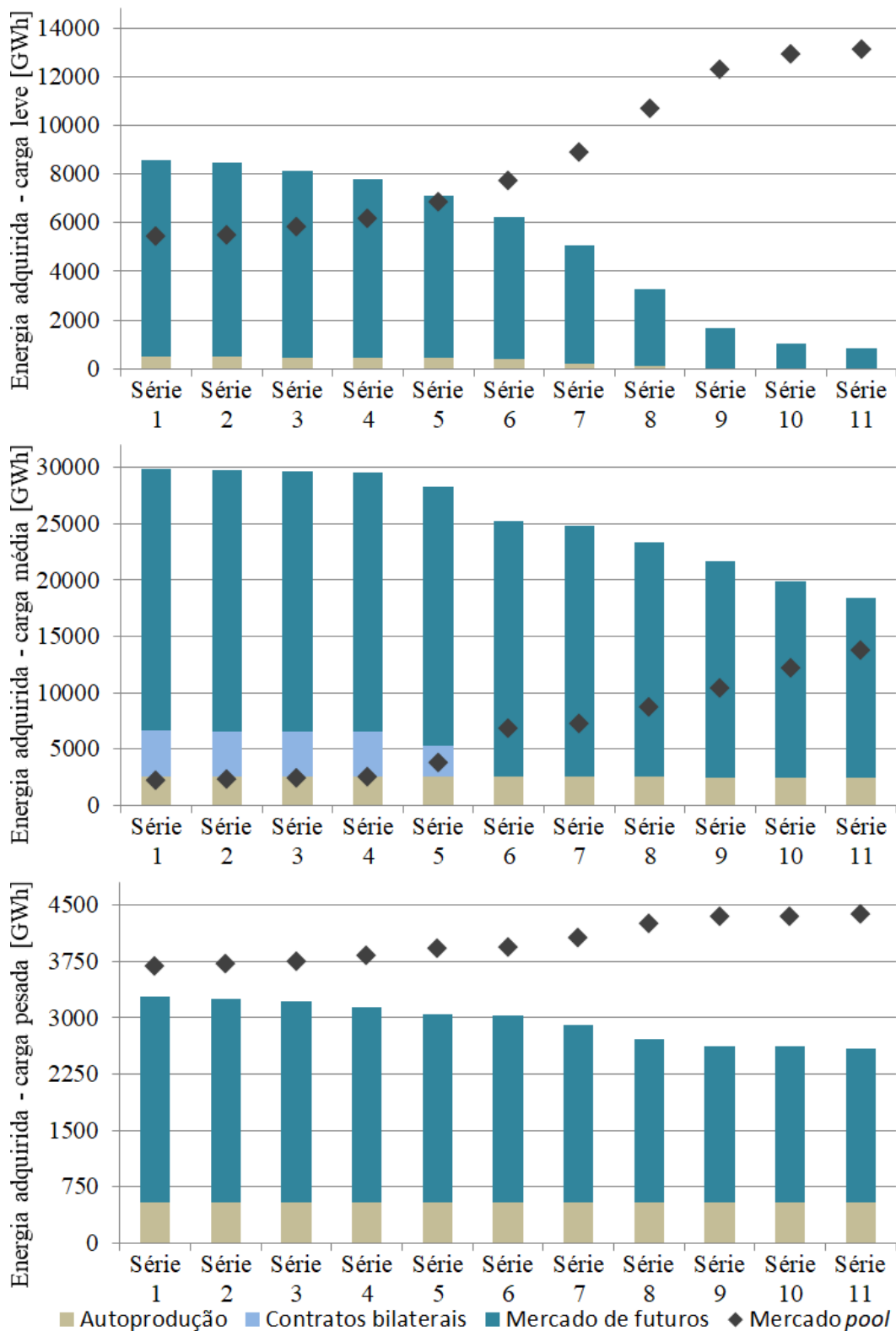
A participação do grande consumidor nas diferentes modalidades de contratação em função da estimativa de afluência incremental é apresentada nas Figuras 7.18 e 7.19. Na Figura 7.18 são apresentados os valores totais de contratação em cada modalidade e na Figura 7.19, o montante de contratação por nível de carregamento.

Figura 7.18 – Composição da aquisição total de energia.



Fonte: autoria própria.

Figura 7.19 – Composição da aquisição de energia por nível de carregamento.



Fonte: autoria própria.

Também se pode notar que as simulações com séries que estimam períodos mais chuvosos apresentam estratégias de aquisição com maior participação no mercado *pool*, já ao simular séries que estimam períodos mais secos, aumenta-se a aquisição de energia

nos mercados bilaterais e de futuros. Portanto, para esta abordagem os resultados das simulações também demonstram sensibilidade quanto às afliências incrementais estimadas.

7.2.3 Análise Comparativa dos Resultados

Nesta seção, analisando as curvas da fronteira eficiente de cada abordagem, são comparados os resultados de custo de aquisição e de CVaR obtidos nas abordagens propostas. Essa comparação também é feita em relação aos resultados obtidos na abordagem adaptada da literatura.

Os resultados das abordagens janela rolante e adaptativa foram apresentados nas seções anteriores (Seção 7.2.1 e 7.2.2). Para que fosse possível essa análise comparativa, também foram realizadas simulações utilizando a abordagem adaptada da literatura para diferentes valores do fator de aversão ao risco. Essas simulações resultaram em conjuntos de decisões *wait-and-see* que permitiram calcular o valor esperado das decisões. Esses valores esperados das decisões foram utilizados para calcular os custos de aquisição e os valores de CVaR apresentados na Tabelas 7.27.

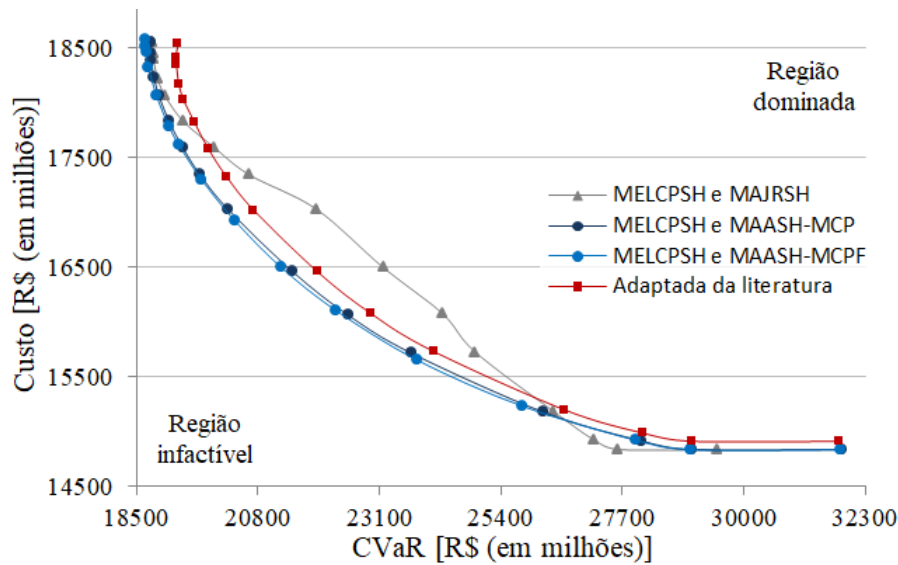
Tabela 7.27 – Custo de aquisição e CVaR em função de β .

| β | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR | β | Custo [R\$ (em milhões)] | CVaR |
|---------|-----------------------------|-----------|---------|-----------------------------|-----------|
| 0,00 | 14.913,04 | 31.813,35 | 0,40 | 17.328,64 | 20.202,93 |
| 0,05 | 14.914,55 | 29.009,78 | 0,45 | 17.581,76 | 19.856,45 |
| 0,10 | 14.988,40 | 28.096,54 | 0,50 | 17.817,10 | 19.603,70 |
| 0,15 | 15.202,28 | 26.598,10 | 0,60 | 18.026,67 | 19.390,13 |
| 0,20 | 15.735,53 | 24.118,65 | 0,70 | 18.171,55 | 19.301,25 |
| 0,25 | 16.076,21 | 22.946,18 | 0,80 | 18.344,47 | 19.252,93 |
| 0,30 | 16.461,75 | 21.922,39 | 0,90 | 18.410,02 | 19.237,70 |
| 0,35 | 17.021,48 | 20.720,68 | 1,00 | 18.535,28 | 19.286,41 |

Os resultados apresentados nesta seção (Tabela 7.27) e os resultados obtidos utilizando os modelos propostos (Tabelas 7.14, 7.20 e 7.25) permitiram construir as curvas da fronteira eficiente de cada abordagem, conforme apresentado na Figura 7.20.

Pode-se observar que a abordagem estocástica adaptativa em dois estágios para a aquisição de energia em sistemas hidrotérmicos (que utiliza o MELCPSH com o MAASH) apresentou os melhores resultados. Entre as duas formulações desta abordagem (utilizando o MAASH-MCP ou o MAASH-MCPF), observam-se resultados melhores para a formulação com maior flexibilidade no mercado de futuros (MAASH-MCPF), descrita na Seção 5.6.2. Observa-se também que todos os resultados da abordagem adaptada da literatura encontram-se na região dominada desta abordagem adaptativa.

Figura 7.20 – Comparativo entre as curvas das fronteiras eficientes.



Fonte: autoria própria.

Quanto aos resultados da abordagem estocástica janela rolante em dois estágios para a aquisição de energia em sistemas hidrotérmicos (que utiliza o MELCPSH com o MAJRSH), nota-se que apenas para $\beta = 0,05$ e $\beta = 0,10$, os resultados foram melhores que os da abordagem adaptativa.

Ao comparar com a abordagem adaptada da literatura, a abordagem janela rolante apresentou resultados dominados para situações intermediárias de aversão ao risco (para valores de β entre 0,20 e 0,45). Em estratégias mais próximas ao risco neutro (para valores de β entre 0 e 0,15), assim como em estratégias mais avessas ao risco (para valores de β entre 0,50 e 1,00), a abordagem adaptada da literatura ficou dominada pela abordagem janela rolante.

Esta análise comparativa permite concluir que a dinâmica adaptativa apresentou-se superior às demais abordagens analisadas, sendo indicada a sua utilização para o planejamento da aquisição de energia. Também se conclui que a formulação do mercado de futuros de forma menos restritiva apresenta resultados superiores, mostrando-se vantajosa caso seja aplicável ao mercado em que o consumidor se encontra.

8 Conclusões

Abordou-se, na perspectiva de um grande consumidor, o problema de planejamento a médio-prazo da aquisição de energia em ambientes hidrotérmicos. Esse planejamento consiste em um *trade-off* entre custo e risco, pois o mercado de curto-prazo apresenta volatilidade e incertezas, enquanto que contratos no médio-prazo reduzem os riscos, porém com custo esperado mais elevado. Buscou-se, então, propor abordagens que fornecessem ao consumidor uma ferramenta para o planejamento de aquisição que considerasse as despesas com eletricidade e ao mesmo tempo, ponderasse os riscos inerentes às incertezas do mercado.

Em um ambiente com geração hidrelétrica predominante, as incertezas nos preços são provenientes, principalmente, das incertezas nas vazões afluentes futuras. Encontram-se na literatura, trabalhos que abordam o problema de aquisição de energia na perspectiva do consumidor. Porém, sem considerar as questões hidrológicas, e sem tampouco correlacionar as incertezas nos preços da energia com as incertezas nas fluências. Neste contexto, buscou-se uma abordagem que ao tratar as incertezas nos preços, considerasse as características do mercado hidrotérmico. Para isso, foram propostas abordagens que unissem o problema de aquisição de energia com o problema de estimação de preços em sistemas hidrotérmicos. Portanto, inicialmente se propôs um Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços em Sistemas Hidrotérmicos (MELCPSH), baseado no problema de planejamento de médio-prazo da operação hidrotérmica.

O MELCPSH foi formulado como um problema de otimização estocástica visando representar as correlações envolvendo os preços da energia, as fluências futuras incertas e a demanda em cada período. As incertezas nas fluências incrementais foram tratadas por leques de cenários construídos por séries históricas observadas, de modo a representar as complexas relações de dependência espacial e temporal entre as usinas, assim como a sazonalidade climática do sistema. A geração hidrelétrica foi representada de forma individualizada em que as decisões são calculadas para cada unidade geradora da usina e sua função de produção modelada de forma linear, como em [Pereira \(1985\)](#) e [Pereira e Pinto \(1983\)](#), considerando a produtibilidade de cada usina. A geração termelétrica foi modelada por meio de uma unidade equivalente, substituindo a usual abordagem linear para os custos operacionais, por uma função quadrática que representa de forma mais aproximada os custos desta modalidade de geração ([EL-HAWARY; CHRISTENSEN, 1979](#)). As decisões resultantes do MELCPSH são dependentes das possíveis realizações dos cenários de fluência incremental, logo, os valores do custo marginal de operação são associados a esses cenários, permitindo assim, estimar os leques de cenários de preços.

Dois modelos de aquisição de energia foram desenvolvidos para compor as abordagens propostas para a solução do problema do grande consumidor: Modelo de Aquisição Janela Rolante para Sistemas Hidrotérmicos (MAJRSH); e Modelo de Aquisição Adaptativo para Sistemas Hidrotérmicos (MAASH). Na literatura encontram-se abordagens para o problema de aquisição modeladas por meio de programação estocástica, como em Carrion et al. (2007) e Conejo, Carrion e Morales (2010), com formulações que resultam em decisões de contratação associadas a processos estocásticos (decisões *wait-and-see*). Nesta tese, foram propostas dinâmicas de solução alternativas que resultam em decisões *here-and-now*, tanto para o mercado de curto, quanto de médio-prazo. Ou seja, estas propostas diferenciam-se das soluções encontradas na literatura ao prover decisões a serem tomadas pelo consumidor independentemente da realização do processo estocástico. Assim, o consumidor não precisa tomar decisões com base no valor esperado das variáveis.

Os modelos de aquisição propostos foram formulados como problemas de otimização estocástica em dois estágios. São propostas duas dinâmicas de solução, janela rolante no MAJRSH e adaptativa no MAASH, que reformulam o problema de aquisição multi-estágio original em um conjunto de problemas interligados resolvidos, ora de forma sequencial, ora de forma integrada. Estes métodos propostos possibilitam ao consumidor tomar decisões de contratação *here-and-now* em cada mercado e em todos os períodos do seu planejamento, sem deixar de considerar a estocasticidade dos preços da energia nos períodos futuros.

As abordagens propostas foram utilizadas em simulações que buscaram representar sistemas de médio porte com características do sistema hidrotérmico brasileiro. O MELCPSH foi analisado na simulação da operação do sistema hidrotérmico da região nordeste do Brasil, utilizando dados reais quanto à capacidade de geração, às aflúncias e à demanda da região. Os resultados demonstraram coerência quanto ao custo marginal de operação em diferentes situações e foi possível observar a intrínseca correlação dos preços da energia com os cenários de aflúncia e com os níveis de demanda. O modelo mostrou-se adequado como ferramenta de estimação de cenários de preços, refletindo de forma representativa o comportamento dos preços da energia no mercado hidrotérmico. Observaram-se resultados operacionais esperados quanto ao funcionamento de um sistema hidrotérmico nas diferentes situações simuladas, tanto em relação ao despacho hidrelétrico e termelétrico, quanto na operação hidráulica dos reservatórios.

Analisaram-se as abordagens de aquisição propostas ao simular o planejamento de um consumidor com perfil similar a um grande distribuidor de energia. Para o mercado de médio-prazo, definiram-se diversas opções de contratos bilaterais e de mercado de futuros. Para as modalidades de curto-prazo, foram utilizados os leques de cenários de preços estimados no MELCPSH para caracterizar a estocasticidade do mercado *pool* e também foi considerada uma unidade de autoprodução. Notaram-se resultados coerentes nas decisões de contratação pelo consumidor nas diferentes modalidades, apresentando sensibilidade

em relação aos preços em cada mercado e em cada nível de carregamento. Também foi possível notar a sensibilidade das abordagens em relação aos fatores de aversão ao risco e de afluência futura estimada, que impactaram significativamente nas estratégias de aquisição. Observou-se que em políticas de alta aversão ao risco ou em expectativas de períodos futuros secos, é grande a participação do consumidor no mercado de médio-prazo, utilizado como uma ferramenta de *hedging* contra a volatilidade do mercado de curto-prazo.

Por meio das curvas da fronteira eficiente, foram comparados os resultados das duas abordagens de aquisição propostas em diferentes estratégias de aversão ao risco. Esses resultados também são comparados aos obtidos com a abordagem adaptada da literatura. Observou-se que a abordagem estocástica adaptativa em dois estágios para a aquisição de energia (que utiliza o MELCPSH com o MAASH) apresentou os melhores resultados, especialmente com a formulação menos restrita para o mercado de futuros (MAASH-MCPF). Destaca-se que os resultados da abordagem adaptada da literatura ficaram dominados em relação aos da abordagem adaptativa. A abordagem estocástica janela rolante em dois estágios para a aquisição de energia (que utiliza o MELCPSH com o MAJRSH), apresentou resultados intermediários, ficando dominada pela abordagem adaptativa na maioria das estratégias de aversão ao risco, exceto em duas situações (para $\beta = 0,05$ e $\beta = 0,10$). Conclui-se com a análise comparativa, que a dinâmica adaptativa apresentou-se superior às demais abordagens analisadas, sendo indicada a sua utilização para o planejamento da aquisição de energia.

A maneira como a dinâmica do problema de aquisição é representada no modelo matemático se mostrou um aspecto importante para a obtenção da solução ótima, tanto na minimização dos custos quanto dos riscos. Assim, a investigação de novas formas de representação da dinâmica do problema constituem oportunidades promissoras de pesquisas futuras. Dentre essas dinâmicas, pode-se citar a programação dinâmica estocástica e a programação robusta.

Referências

- ABIAPE. *Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia*. 2020. Library Catalog: abiape.com.br. Disponível em: <<http://abiape.com.br/publicacoes/>>. Citado na página 65.
- ABRADEE. *Setor Elétrico: Visão geral do setor*. 2020. Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>>. Citado na página 26.
- AKBARI, M.; OVERLOOP, P. J. v.; AFSHAR, A. Clustered K Nearest Neighbor Algorithm for Daily Inflow Forecasting. *Water Resources Management*, v. 25, n. 5, p. 1341–1357, mar. 2011. ISSN 1573-1650. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s11269-010-9748-z>>. Citado na página 86.
- ALEXANDER, S.; COLEMAN, T. F.; LI, Y. Minimizing CVaR and VaR for a portfolio of derivatives. *Journal of Banking & Finance*, v. 30, n. 2, p. 583–605, fev. 2006. ISSN 0378-4266. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378426605000841>>. Citado na página 40.
- ANA. *Sistema de Acompanhamento de Reservatórios (SAR)*. 2019. Disponível em: <<https://www.ana.gov.br/sar0/Home>>. Citado na página 87.
- ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1225–1231, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 51 e 59.
- ARTZNER, P. et al. Coherent measures of risk. *Mathematical Finance*, v. 9, n. 3, p. 203–228, 1999. Citado na página 40.
- BATISTA, G. E.; WANG, X.; KEOGH, E. J. A Complexity-Invariant Distance Measure for Time Series. In: *Proceedings of the 2011 SIAM International Conference on Data Mining*. Society for Industrial and Applied Mathematics, 2011. p. 699–710. ISBN 978-0-89871-992-5 978-1-61197-281-8. Disponível em: <<https://epubs.siam.org/doi/10.1137/1.9781611972818.60>>. Citado na página 85.
- BERALDI, P. et al. Short-term electricity procurement: A rolling horizon stochastic programming approach. *Applied Mathematical Modelling*, v. 35, n. 8, p. 3980–3990, ago. 2011. ISSN 0307-904X. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0307904X1100059X>>. Citado na página 20.
- BERKHIN, P. A Survey of Clustering Data Mining Techniques. In: KOGAN, J.; NICHOLAS, C.; TEBoulLE, M. (Ed.). *Grouping Multidimensional Data*. Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag, 2006. p. 25–71. ISBN 978-3-540-28348-5. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/3-540-28349-8_2>. Citado na página 85.
- BIERBRAUER, M. et al. Spot and derivative pricing in the EEX power market. *Journal of Banking & Finance*, v. 31, n. 11, p. 3462–3485, nov. 2007. ISSN 0378-4266. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378426607001355>>. Citado na página 105.

BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. *Introduction to stochastic programming*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 2011. Citado 3 vezes nas páginas 22, 31 e 32.

BOTTERUD, A.; KRISTIANSEN, T.; ILIC, M. D. The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market. *Energy Economics*, v. 32, n. 5, p. 967–978, set. 2010. ISSN 0140-9883. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988309002278>>. Citado na página 105.

BREGADIOLI, G. F. U. Modelo de leilão de energia multiperíodo com representação linearizada da transmissão e da coordenação com o médio prazo para sistemas hidrotérmicos. *Aleph*, p. 103 f. : il., jun. 2015. Disponível em: <<https://repositorio.unesp.br/handle/11449/132546>>. Citado na página 63.

CARRION, M.; ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. A Bilevel Stochastic Programming Approach for Retailer Futures Market Trading. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 3, p. 1446–1456, ago. 2009. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 70.

CARRION, M.; CONEJO, A. J.; ARROYO, J. M. Forward Contracting and Selling Price Determination for a Retailer. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, p. 2105–2114, nov. 2007. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 70.

CARRION, M. et al. A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement for Large Consumers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 2, p. 744–754, maio 2007. ISSN 0885-8950. Citado 8 vezes nas páginas 20, 22, 23, 55, 63, 66, 67 e 144.

CCEE. *Informações ao mercado - Download dos relatórios*. 2019. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?showFlag=F&_afzLoop=549746589993527#!%40%40%3F_afzLoop%3D549746589993527%26showFlag%3DF%26__adf.ctrl-state%3D17w7wywkas_9>. Citado 2 vezes nas páginas 91 e 110.

CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2020. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 53.

CERISOLA, S.; LATORRE, J. M.; RAMOS, A. Stochastic dual dynamic programming applied to nonconvex hydrothermal models. *European Journal of Operational Research*, v. 218, n. 3, p. 687–697, maio 2012. ISSN 0377-2217. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0377221711010496>>. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 45.

CICOGNA, M. A. Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotermicos a usinas individualizadas orientado por objetos. 1999. Disponível em: <<http://repositorio.unicamp.br/jspui/handle/REPOSIP/259872>>. Citado 2 vezes nas páginas 47 e 48.

CICOGNA, M. A. *Hydrodata XP- HydroByte Software*. 2008. Disponível em: <<https://hydrobyte.com.br/site/en/company>>. Citado 3 vezes nas páginas 49, 87 e 88.

CONEJO, A. J.; CARRION, M.; MORALES, J. M. *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. Boston, MA: Springer US, 2010. v. 153. (International Series in Operations Research & Management Science, v. 153). ISBN 978-1-4419-7420-4 978-1-4419-7421-1. Disponível em: <<http://link.springer.com/10.1007/978-1-4419-7421-1>>. Citado

26 vezes nas páginas 19, 22, 23, 25, 26, 27, 28, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 55, 60, 61, 66, 67, 70 e 144.

CONEJO, A. J. et al. Optimal Involvement in Futures Markets of a Power Producer. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 23, n. 2, p. 703–711, maio 2008. ISSN 0885-8950. Citado na página 105.

DASHTI, H. et al. Weekly Two-Stage Robust Generation Scheduling for Hydrothermal Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 6, p. 4554–4564, nov. 2016. ISSN 0885-8950, 1558-0679. Citado na página 21.

DUPAČOVÁ, J.; GRÖWE-KUSKA, N.; RÖMISCH, W. *Scenario Reduction in Stochastic Programming: An Approach Using Probability Metrics*. [S.l.: s.n.], 2003. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 85.

EL-HAWARY, M. E.; CHRISTENSEN, G. S. *Optimal economic operation of electric power systems*. New York: Academic Press, 1979. (Mathematics in science and engineering, 142). ISBN 978-0-12-236850-9. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 143.

FU, T. A review on time series data mining. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, v. 24, n. 1, p. 164–181, fev. 2011. ISSN 0952-1976. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0952197610001727>>. Citado na página 85.

GROWE-KUSKA, N.; HEITSCH, H.; ROMISCH, W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problems. In: *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, [S.l.: s.n.], 2003. v. 3, p. 7 pp. Vol.3–. Citado na página 85.

HELSETH, A.; MO, B.; WARLAND, G. Long-term scheduling of hydro-thermal power systems using scenario fans. *Energy Systems*, v. 1, n. 4, p. 377–391, dez. 2010. ISSN 1868-3967, 1868-3975. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s12667-010-0020-7>>. Citado 12 vezes nas páginas 21, 22, 33, 45, 46, 49, 50, 51, 60, 67, 69 e 88.

HIDALGO, I. G. et al. Data Consolidation from Hydroelectric Plants. *Journal of Energy Engineering*, v. 136, n. 3, p. 87–94, set. 2010. Disponível em: <[http://ascelibrary.org/doi/full/10.1061/\(ASCE\)EY.1943-7897.0000024](http://ascelibrary.org/doi/full/10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000024)>. Citado na página 49.

IEMA. *Termoeletricidade em foco: Uso de água em termoeletricas*. 2016. Disponível em: <energiaambiente.org.br/publicacoes>. Citado na página 51.

JOSKOW, P. L. *The difficult transition to competitive electricity markets in the U.S.* [S.l.], 2003. Accepted: 2009-04-03T17:05:34Z. Disponível em: <<https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/45001>>. Citado na página 25.

LIAO, T. W. Clustering of time series data—a survey. *Pattern Recognition*, v. 38, n. 11, p. 1857–1874, nov. 2005. ISSN 0031-3203. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0031320305001305>>. Citado na página 85.

MARKOWITZ, H. M. *Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments*. New York: John Wiley & Sons, 1959. Citado na página 40.

MARTINS, L. S. A.; AZEVEDO, A. T.; SOARES, S. Nonlinear Medium-Term Hydro-Thermal Scheduling With Transmission Constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 29, n. 4, p. 1623–1633, jul. 2014. ISSN 0885-8950. Citado 5 vezes nas páginas 21, 45, 46, 53 e 54.

MME. *Projeto RESEB-COM - Sumário Executivo das Sugestões*. [S.l.]: Secretaria de Energia-Departamento Nacional de Política Energética., 2001. Citado na página 25.

MORALES, J. M. et al. Scenario Reduction for Futures Market Trading in Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 24, n. 2, p. 878–888, maio 2009. ISSN 0885-8950. Citado na página 85.

NEPOMUCENO, L. et al. Coevolutionary Genetic Algorithm Based on the Augmented Lagrangian Function for Solving the Economic Dispatch Problem. *IEEE Latin America Transactions*, v. 13, n. 10, p. 3277–3286, out. 2015. ISSN 1548-0992. Citado 3 vezes nas páginas 46, 53 e 54.

NOJAVAN, S. et al. Energy procurement management for electricity retailer using new hybrid approach based on combined BICA–BPSO. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 73, p. 411–419, dez. 2015. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061515002380>>. Citado na página 21.

OLIVEIRA, A. R. L.; SOARES, S.; NEPOMUCENO, L. Short term hydroelectric scheduling combining network flow and interior point approaches. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 27, n. 2, p. 91–99, fev. 2005. ISSN 0142-0615. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061504001024>>. Citado na página 45.

ONS. *Procedimentos de Rede: Submódulo 5.6, Consolidação da Previsão de Carga para a Elaboração do Programa Mensal da Operação Energética*. 2016. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/ProcedimentosDeRede/M%C3%B3dulo%205/Subm%C3%B3dulo%205.6/Subm%C3%B3dulo%205.6%202018.12.pdf#search=subm%C3%B3dulo%205%2E6>>. Citado na página 103.

ONS. *Programa Mensal da Operação (PMO)*. 2018. Disponível em: <<http://ons.org.br:80/pt/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>>. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 89.

PEREIRA, M.; PINTO, L. Application of Decomposition Techniques to the Mid - and Short - Term Scheduling of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102, n. 11, p. 3611–3618, nov. 1983. ISSN 0018-9510. Citado 4 vezes nas páginas 22, 50, 51 e 143.

PEREIRA, M. V. F. Optimal Scheduling of Hydrothermal Systems - An Overview. *IFAC Proceedings Volumes*, v. 18, n. 7, p. 1–9, jul. 1985. ISSN 1474-6670. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1474667017604099>>. Citado 6 vezes nas páginas 21, 22, 45, 50, 51 e 143.

RUDNICK, H. Market Restructuring In South America. *IEEE Power Engineering Review*, v. 18, n. 6, p. 3–6, jun. 1998. ISSN 1558-1705. Conference Name: IEEE Power Engineering Review. Citado na página 25.

SERRÀ, J.; ARCOS, J. L. An empirical evaluation of similarity measures for time series classification. *Knowledge-Based Systems*, v. 67, p. 305–314, set. 2014. ISSN 0950-7051. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950705114001658>>. Citado na página 85.

SHI, Y. et al. A portfolio approach to managing procurement risk using multi-stage stochastic programming. *Journal of the Operational Research Society*, v. 62, n. 11, p. 1958–1970, nov. 2011. ISSN 0160-5682, 1476-9360. Disponível em: <<https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1057/jors.2010.149>>. Citado na página 20.

SILVA, A. L. d. et al. Combined Pool/Bilateral Short-Term Hydrothermal Scheduling Model for Day-Ahead Energy Markets. *IEEE Latin America Transactions*, v. 10, n. 5, p. 2094–2104, set. 2012. ISSN 1548-0992. Citado 3 vezes nas páginas 46, 53 e 54.

SOLOMATINE, D. P.; MASKEY, M.; SHRESTHA, D. L. Instance-based learning compared to other data-driven methods in hydrological forecasting. *Hydrological Processes*, v. 22, n. 2, p. 275–287, jan. 2008. ISSN 08856087, 10991085. Disponível em: <<http://doi.wiley.com/10.1002/hyp.6592>>. Citado na página 86.

WANG, X. et al. Experimental comparison of representation methods and distance measures for time series data. *Data Mining and Knowledge Discovery*, v. 26, n. 2, p. 275–309, mar. 2013. ISSN 1573-756X. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s10618-012-0250-5>>. Citado na página 85.

ZAMBELLI, M. et al. NEWAVE versus ODIN: comparação entre modelo estocástico e determinístico no planejamento da operação energética do sistema interligado nacional. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 22, n. 6, p. 598–609, dez. 2011. ISSN 0103-1759. Disponível em: <<http://ref.scielo.org/vkyz8n>>. Citado 7 vezes nas páginas 21, 45, 46, 49, 50, 51 e 53.

ZARE, K. et al. Multi-market energy procurement for a large consumer using a risk-aversion procedure. *Electric Power Systems Research*, v. 80, n. 1, p. 63–70, jan. 2010. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779609001904>>. Citado na página 20.

ZARE, K.; MOGHADDAM, M. P.; SHEIKH-EL-ESLAMI, M. K. Risk-Based Electricity Procurement for Large Consumers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 4, p. 1826–1835, nov. 2011. ISSN 0885-8950. Citado na página 20.

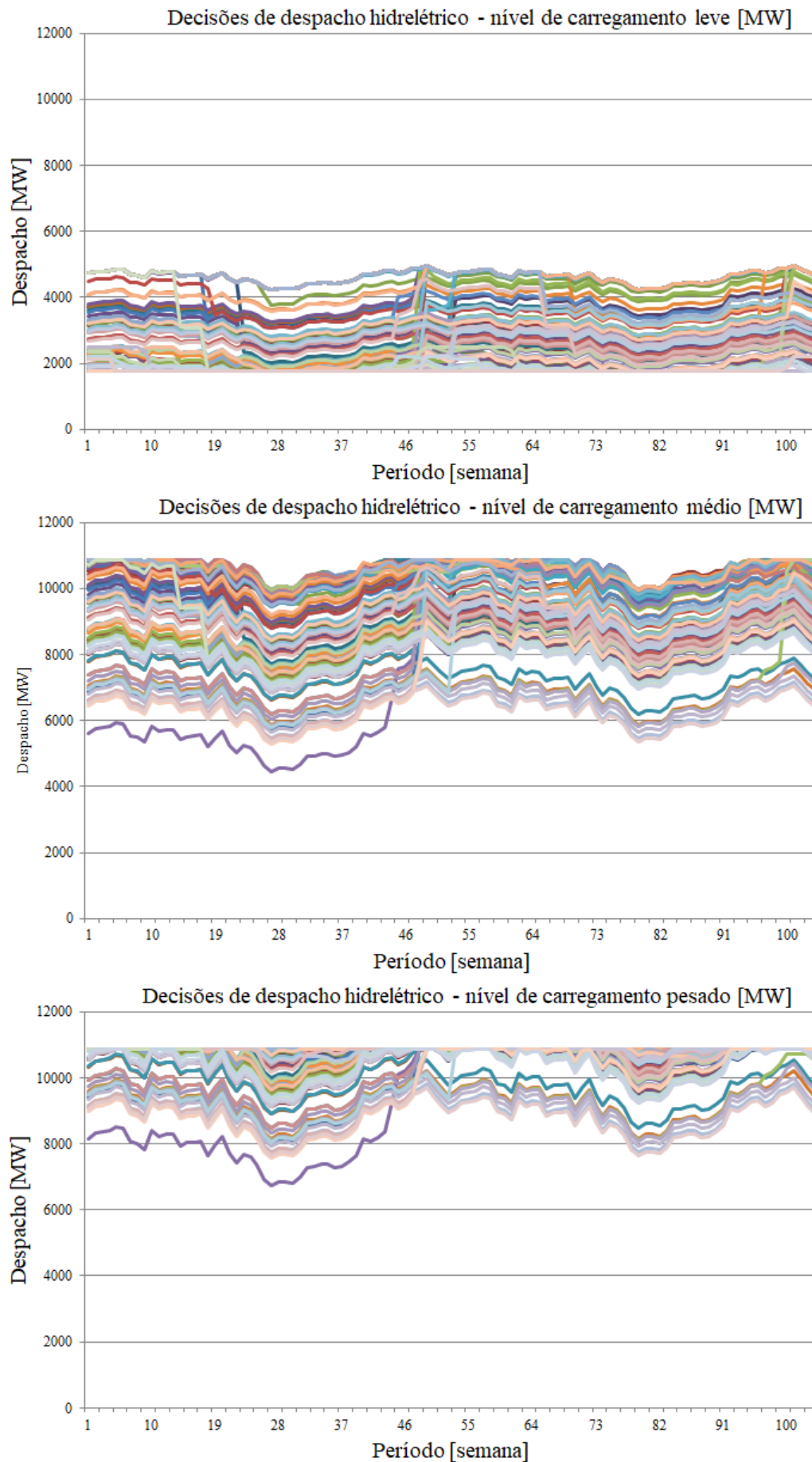
ZHANG, Q. et al. Long-Term Electricity Procurement for Large Industrial Consumers under Uncertainty. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, v. 57, n. 9, p. 3333–3347, mar. 2018. ISSN 0888-5885. Publisher: American Chemical Society. Disponível em: <<https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b04589>>. Citado na página 20.

Apêndices

APÊNDICE A – Resultados do MELCPSH na Simulação dos Oitenta Cenários

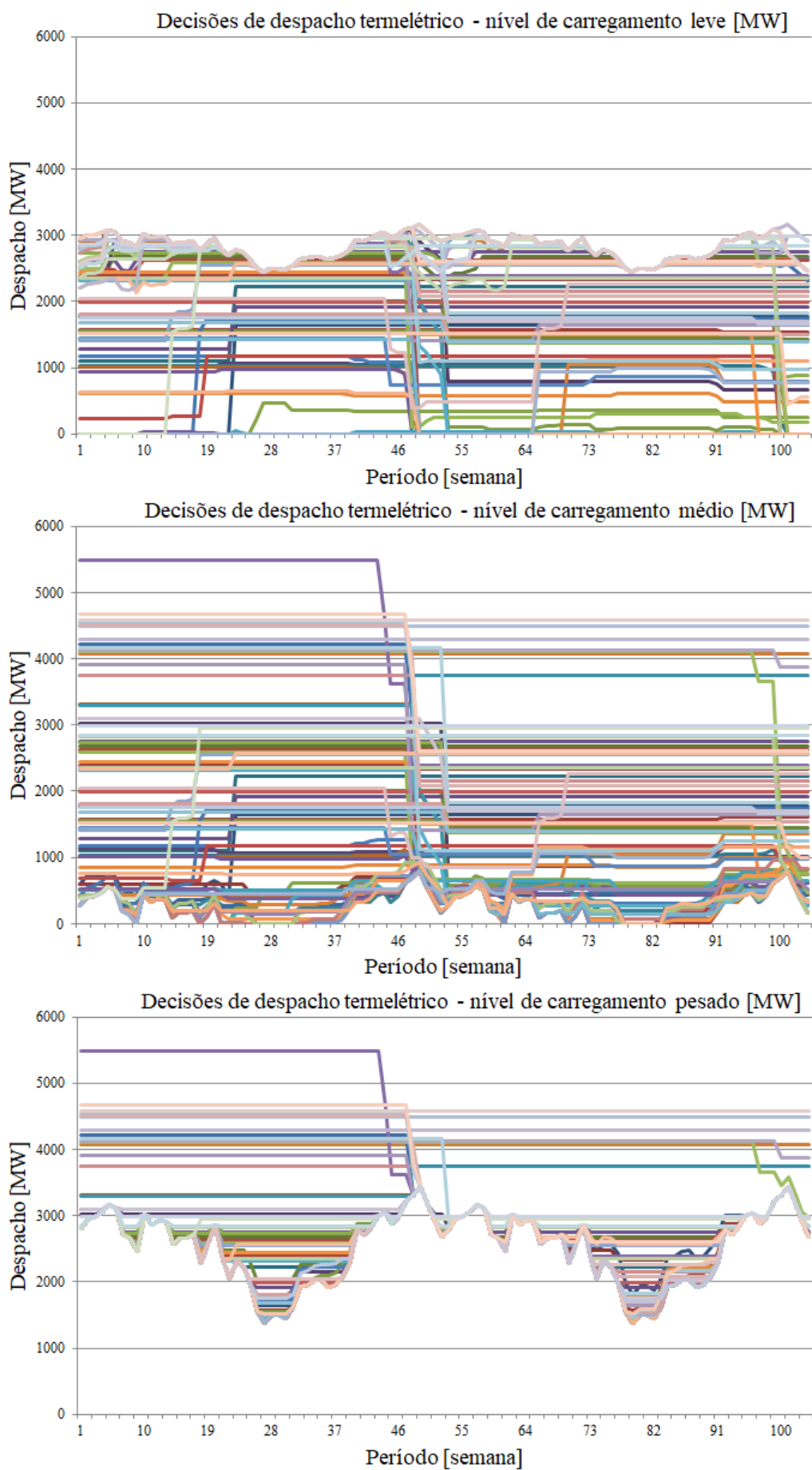
Neste apêndice são apresentados os resultados do despacho hidrotérmico obtidos por meio da simulação dos oitenta cenários de afluência incremental no Modelo de Estimação de Leques de Cenários de Preços (MELCPSH) proposto no Capítulo 4. São apresentados os valores de despacho em cada cenário, sendo na Figura A.1 os resultados do despacho hidrelétrico e na Figura A.2, os resultados do despacho termelétrico.

Figura A.1 – Despacho hidrelétrico nos oitenta cenários simulados.



Fonte: autoria própria.

Figura A.2 – Despacho termelétrico nos oitenta cenários simulados.

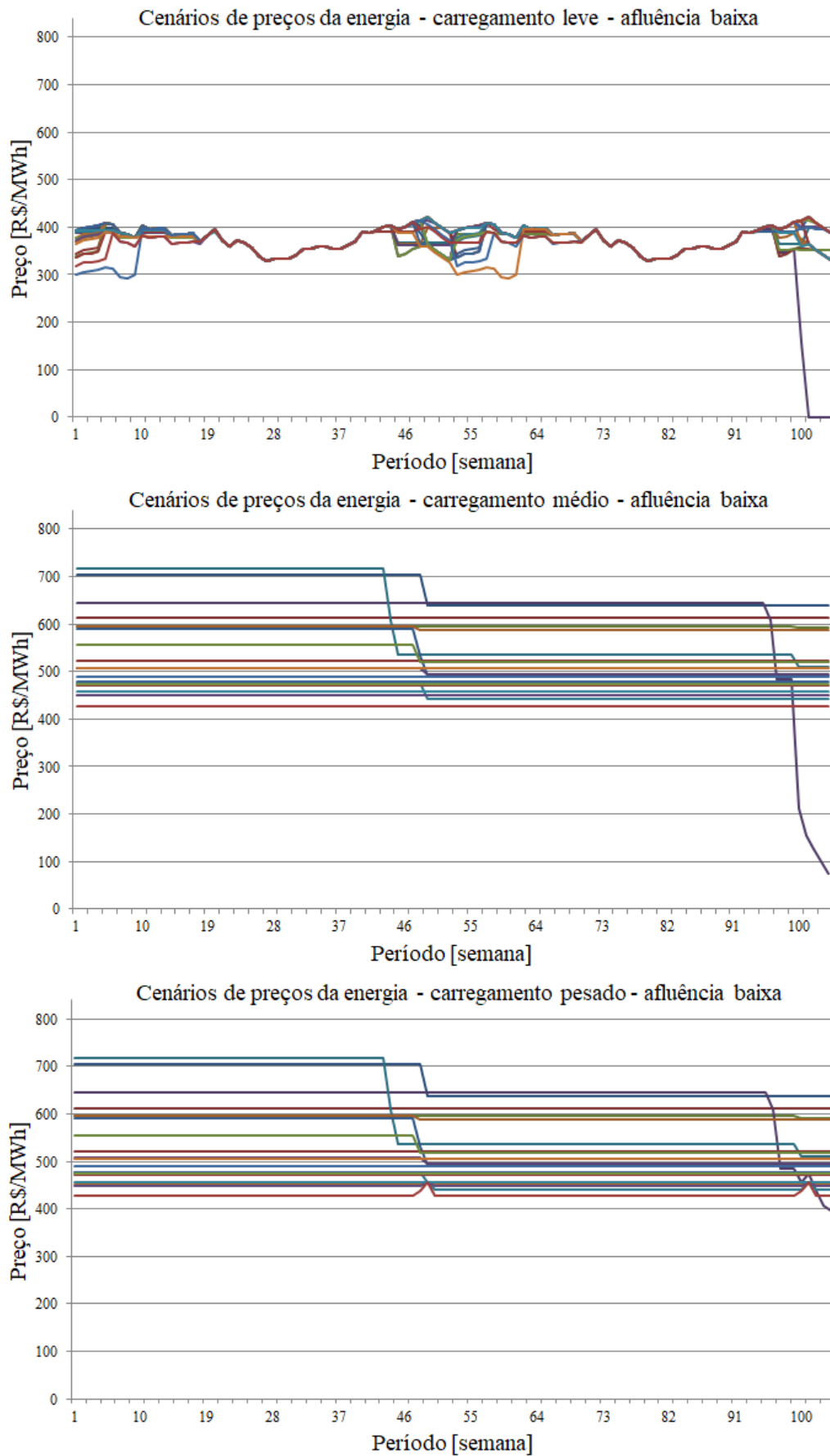


Fonte: autoria própria.

APÊNDICE B – Resultados do MELCPSH em Diferentes Níveis de Afluência

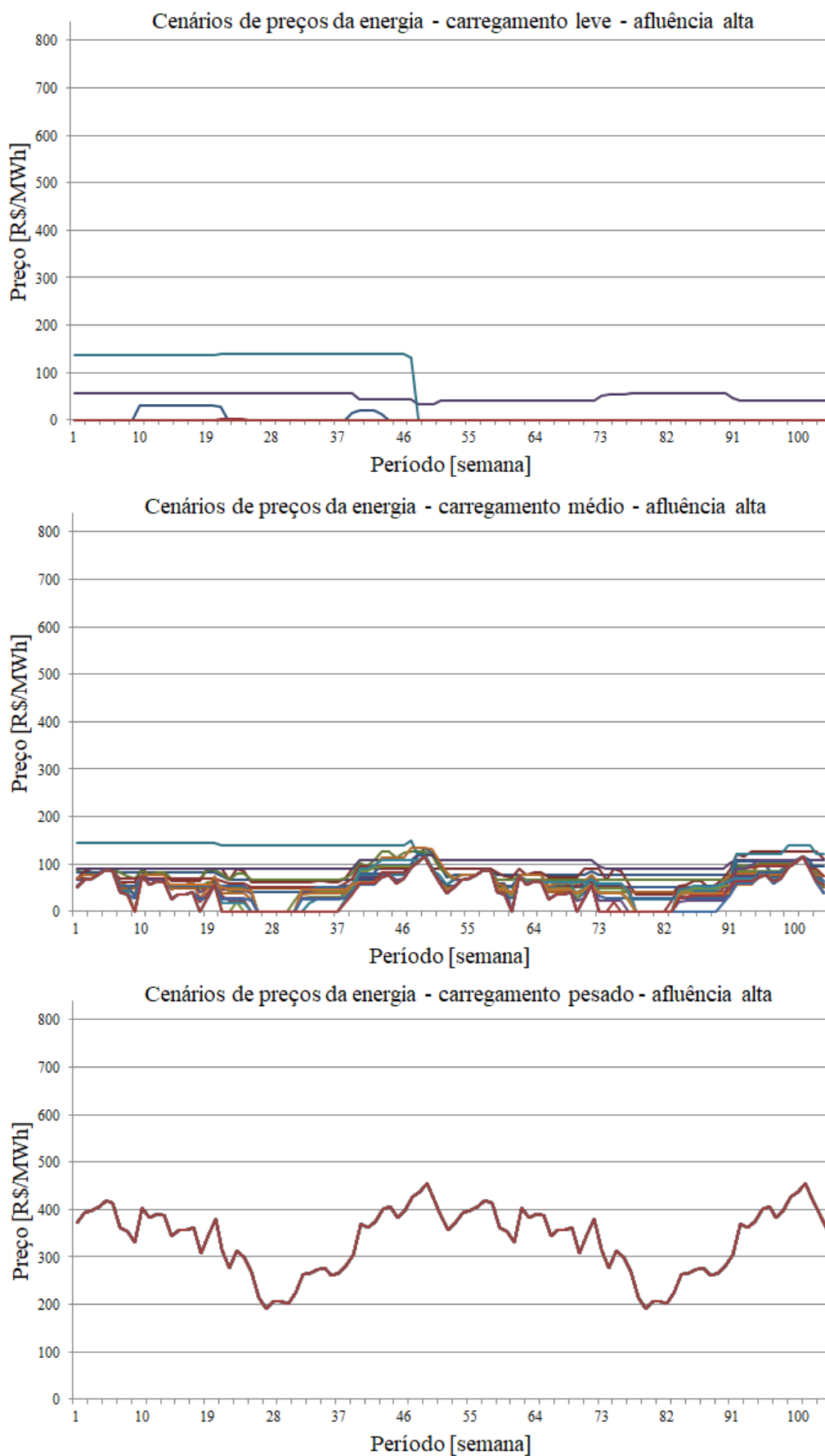
Neste apêndice são apresentados os resultados dos preços de energia e dos despachos hidrotérmico obtidos por meio da simulação dos vinte cenários de baixa afluência e os vinte cenários de alta afluência no MELCPSH proposto no Capítulo 4. São apresentados os valores de preço e de despacho em cada cenário. Na Figura B.1 são apresentados os preços da energia para a simulação com cenários de baixa afluência e na Figura B.2, os preços com cenários de alta afluência. Os resultados nos dois níveis de afluência para o despacho hidrelétrico são apresentados nas Figuras B.3 e B.4. Já os resultados do despacho termelétrico, encontram-se nas Figuras B.5 e B.6.

Figura B.1 – Preço da energia nos cenários de afluência baixa.



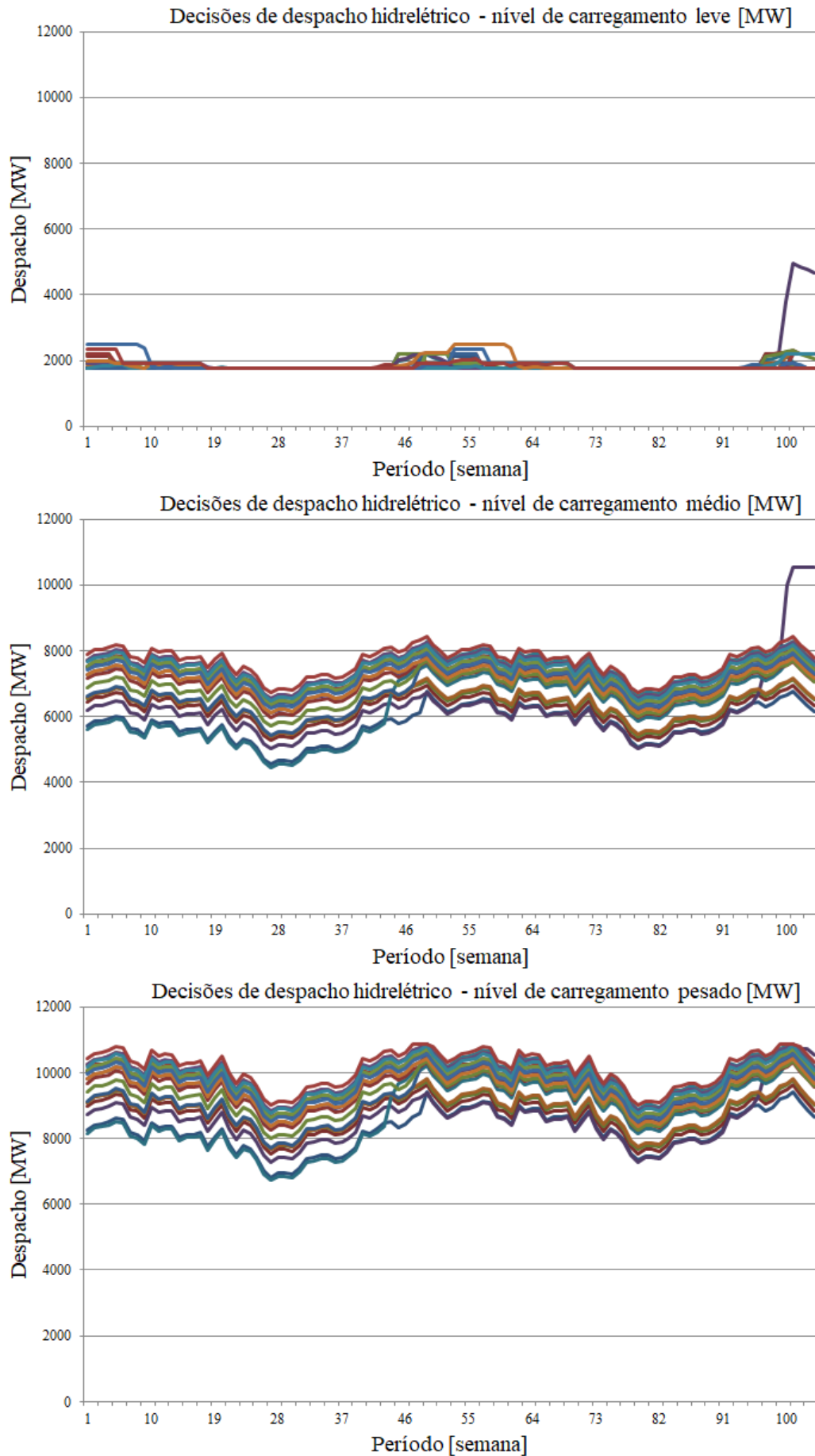
Fonte: autoria própria.

Figura B.2 – Preço da energia nos cenários de afluência alta.



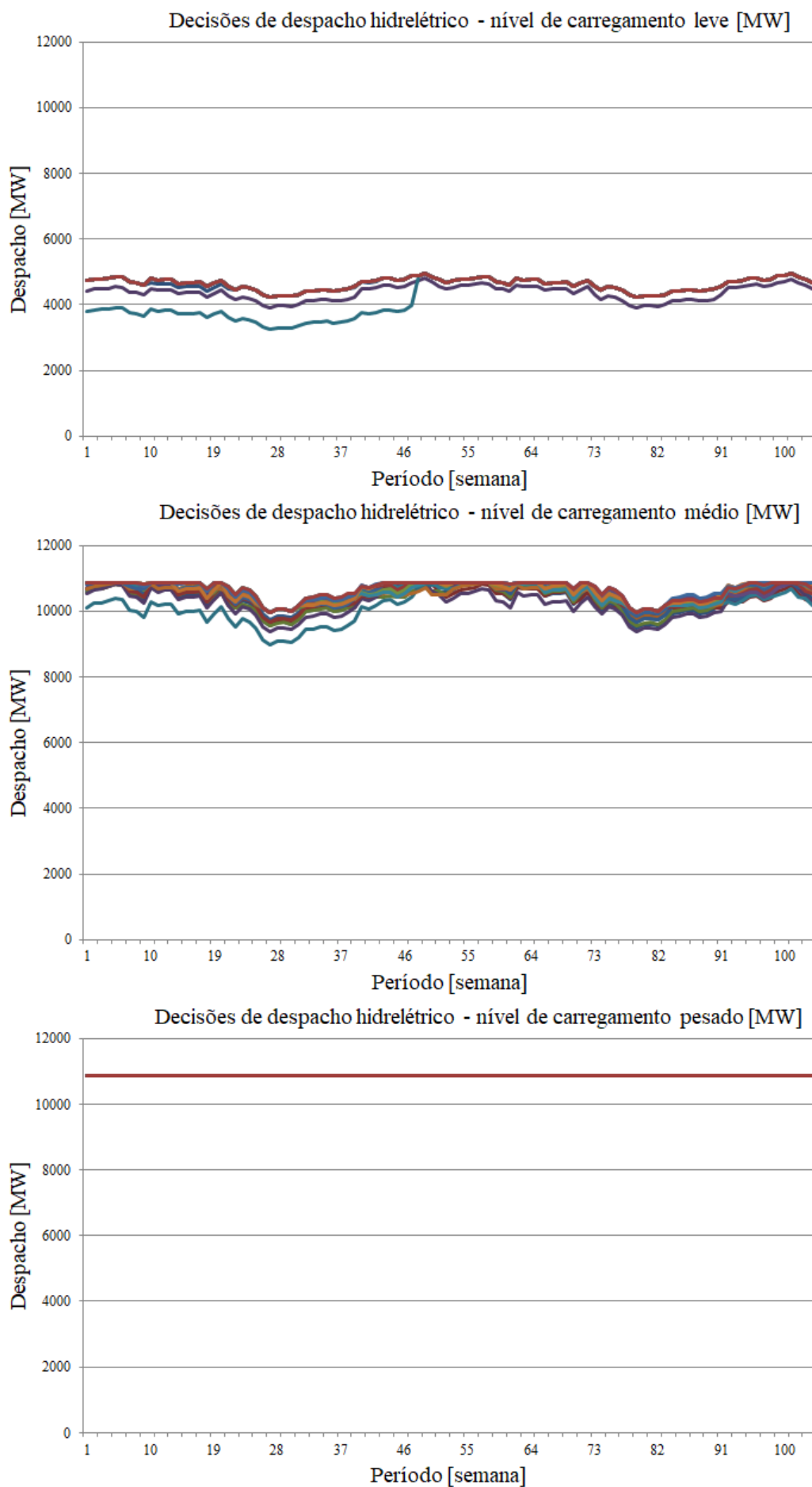
Fonte: autoria própria.

Figura B.3 – Despacho hidrelétrico nos cenários de afluência baixa.



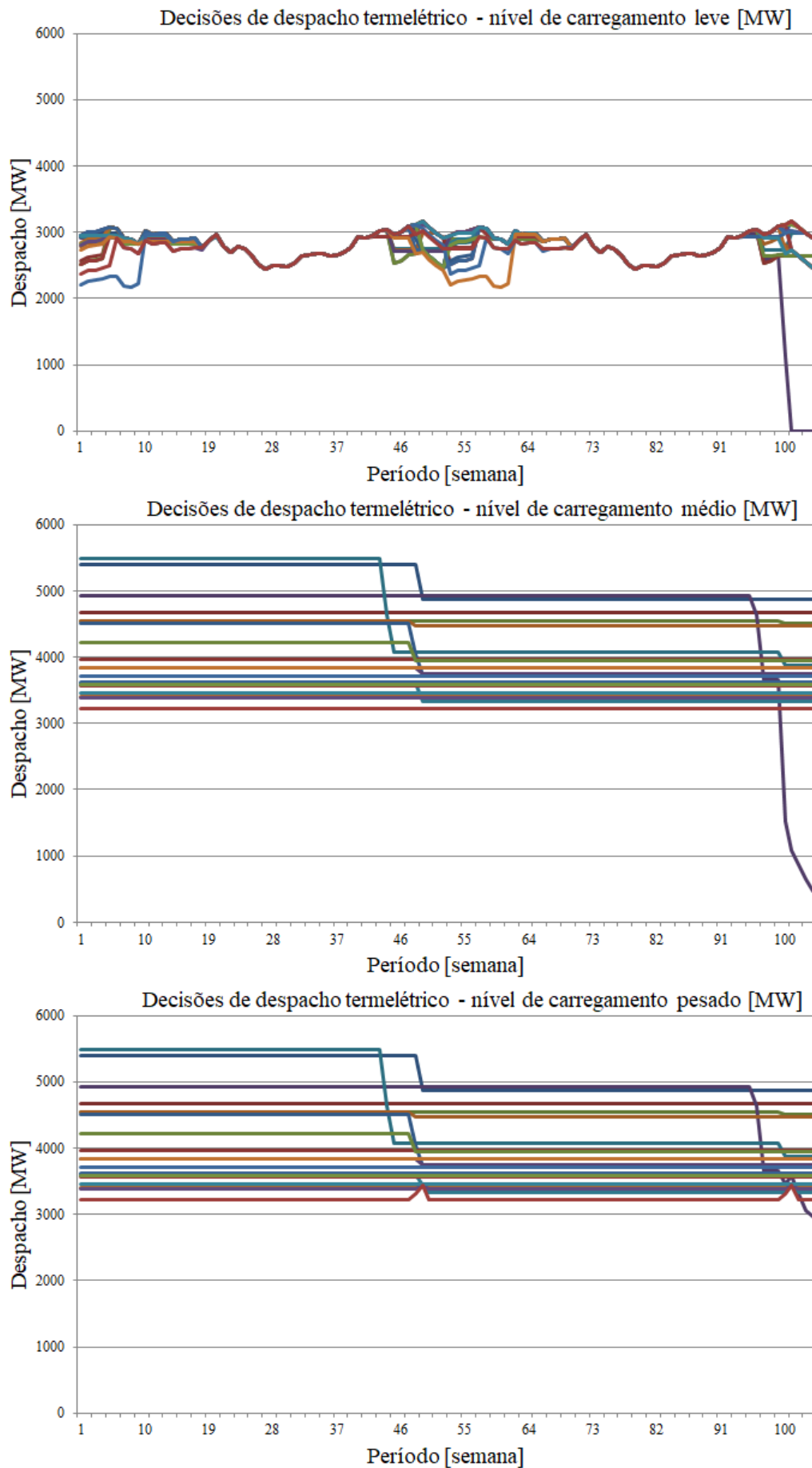
Fonte: autoria própria.

Figura B.4 – Despacho hidrelétrico nos cenários de afluência alta.



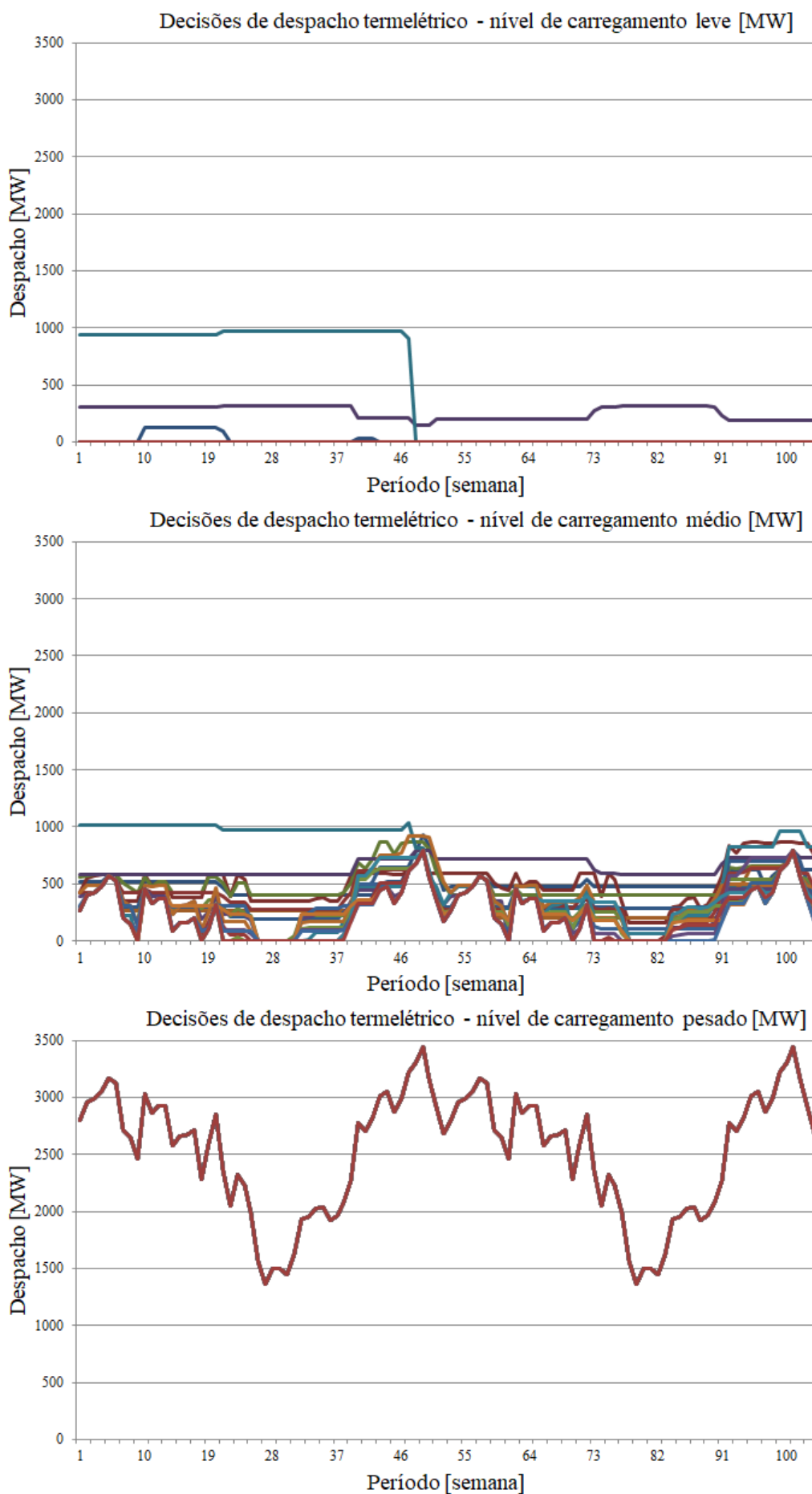
Fonte: autoria própria.

Figura B.5 – Despacho termelétrico nos cenários de afluência baixa.



Fonte: autoria própria.

Figura B.6 – Despacho termelétrico nos cenários de afluência alta.



Fonte: autoria própria.