

Caio Nogueira Chaves

Modelo de Leilão de Energia para Mercado de Futuros de Sistemas Hidrotérmicos

Bauru - SP

Mai de 2022

Caio Nogueira Chaves

Modelo de Leilão de Energia para Mercado de Futuros de Sistemas Hidrotérmicos

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual Paulista “Júlio De Mesquita Filho”, UNESP, Câmpus de Bauru, como um dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”

Faculdade de Engenharia de Bauru

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Nepomuceno

Bauru - SP

Maio de 2022

C512m Chaves, Caio Nogueira
Modelo de Leilão de Energia para Mercado de Futuros de Sistemas Hidrotérmicos / Caio Nogueira Chaves. -- Bauru, 2022
98 f.

Dissertação (mestrado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru
Orientador: Leonardo Nepomuceno

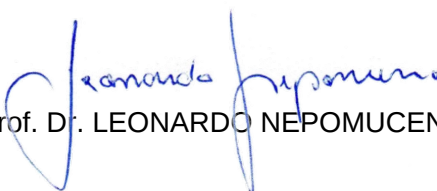
1. Planejamento Energético de Médio Prazo. 2. Leilão de Futuros. 3. Sistemas Hidrotérmicos. 4. Otimização Estocástica. 5. Mercado de Futuros. I. Título.

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO DE CAIO NOGUEIRA CHAVES, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 05 dias do mês de maio do ano de 2022, às 09:00 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de DISSERTAÇÃO DE MESTRADO de CAIO NOGUEIRA CHAVES, intitulada **MODELO DE LEILÃO DE ENERGIA PARA MERCADO DE FUTUROS 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, Professor substituto TIAGO FORTI DA SILVA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. GÉLSON DA CRUZ JÚNIOR (Participação Virtual) do(a) Escola de Engenharia Elétrica, Mecânica e de Computação - EMC / Universidade Federal de Goiás - UFG. Após a exposição pelo mestrando 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

Dedico este trabalho aos meus avôs Rubens[†] e Jonas[†].

AGRADECIMENTOS

O estudo aqui materializado é resultado de persistência e paciência, não só de minha parte, mas de muitas pessoas que me acompanharam nesta jornada. Vencemos, juntos, um biênio permeado por insegurança e impotência. Por isso, se este trabalho pode ser lido, criticado e divulgado, é por conta destas pessoas que aqui destaco.

Isabelle Maria Mensato da Silva, companheira íntima nesta jornada, amante assídua, mulher de muitos dons e dádivas, sem a qual tudo teria sido mais frio e seco, quicá impossível.

José Reinaldo Chaves, pai, grande amigo e mestre de tantos anos, a quem tanto devo da minha formação. Quixote etéreo que um Sancho como eu tenta acompanhar no percurso da vida.

Maria Elizabet Nogueira, mãe, de espírito afiado e afetuoso, par da busca angustiante pelo dia seguinte. Ao me olhar no espelho, vejo traços que mais parecem rascunhos seus.

Juliana Nogueira Chaves, irmã, de olhar portador da segurança, que me faz ir mais além. Farol, mar tempestuoso e o Norte nesta viagem que demos o nome de vida.

Rodrigo Urias Paschoal Costa, de abraço fraterno e palavra espelhada. Que no nosso encontro o riso continue sendo o selo do nosso abraço.

Leonardo Nepomuceno, meu orientador, que acreditou incondicionalmente no trabalho e na maneira como foi conduzido. A caminhada só foi possível através dos seus apontamentos.

Colegas de vida e mestrado, cada um e uma com quem pude desenvolver uma singular amizade e interlocução, o meu agradecimento mais sincero.

Minha gratidão às instituições que me ampararam pelo caminho: Universidade Estadual Paulista (UNESP) através do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

“Nós, os brasileiros, somos como Robinsons: estamos sempre à espera do navio que nos venha buscar da ilha a que um naufrágio nos atirou.”

Lima Barreto

RESUMO

Este trabalho propõe um modelo de Leilão de Futuros (LF) para sistemas hidrotérmicos em que agentes geradores/consumidores submetem ofertas/lances envolvendo quantidade e preço referentes à venda/compra de energia em períodos futuros. O modelo de leilão, visto a partir da perspectiva do Operador Independente do Sistema (OIS), tem como objetivo maximizar o bem comum dos agentes envolvidos no mercado de futuros. Este modelo se diferencia dos modelos de planejamento energético tradicionais na função objetivo de bem comum adotada, porém, assim como nos modelos de planejamento, considera aspectos de segurança e confiabilidade associados aos sistemas hidráulico e elétrico. A política de despacho dirigida pela função de bem comum tem o intuito de produzir a concorrência entre os agentes, porém atendendo às restrições de segurança e confiabilidade também presentes nos modelos de planejamento energético tradicionais. O tratamento de incertezas nas afluências é feito por meio da técnica de janela regressiva, em que o modelo de leilão estocástico multi-estágio original é reformulado como uma sequência de modelos estocásticos em dois estágios interligados, o que resulta no modelo de Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR). Simulações em um sistema hidrotérmico baseado nas usinas da bacia do Rio Paranaíba evidenciam a factibilidade e a eficiência da modelagem e da técnica de solução propostas. Os resultados de diferentes estratégias das usinas hidrelétricas dentro do ambiente de leilão são comparados aos resultados obtidos por um modelo de planejamento tradicional, destacando as diferenças de orientação na política de geração de cada um.

Palavras-chave: Planejamento Energético de Médio Prazo, Leilão de Futuros, Sistemas Hidrotérmicos, Otimização Estocástica, Mercado de Futuros.

ABSTRACT

This work proposes a Futures Market Auction model for hydrothermal systems in which generators/consumers submit offers/bids involving quantity and price referring to the sale/purchase of energy in future periods. The auction model, seen from the perspective of the Independent System Operator (OIS), aims to maximize the social welfare of the agents involved in the futures market. This model differs from traditional energy planning models in the social welfare objective function adopted, however, as in the planning models, the auction model considers security and reliability aspects associated with hydraulic and electrical systems. The dispatch policy directed by the function of social welfare, aims to produce competition between agents, but taking into account security and reliability constraints, also present in the traditional energy planning model. The handling of uncertainties in inflows is performed by means of the regressive window technique, in which the original multi-stage stochastic auction model is reformulated as a sequence of interconnected two-stage stochastic models, which results in the Two-Stage Stochastic Futures Auction model with Regressive Window (LFEDEJR). Simulations in a hydrothermal system based on hydroelectric plants in the Paranaíba River basin show the feasibility and efficiency of the proposed model and solution technique. The results of different strategies of hydroelectric plants within the auction environment are compared to the results obtained by a traditional planning model, highlighting the differences in orientation regarding the generation policy of each one.

Keywords: Medium-Term Hydrothermal Scheduling, Futures Market Auction, Hydrothermal Systems, Stochastic Optimization, Energy Markets.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 2.1 – Diagrama esquemático de uma usina hidrelétrica.	20
Figura 2.2 – Vazões naturais e incrementais.	21
Figura 2.3 – Curva do custo de geração térmica.	23
Figura 4.1 – Representação esquemática de arvores de cenários.	31
Figura 4.2 – Representação esquemática de leques de cenários.	32
Figura 4.3 – Árvore de cenários para problemas de dois estágios.	34
Figura 4.4 – Estrutura de decisões em dois estágios proposta.	38
Figura 5.1 – Estrutura de tomada de decisão em dois estágios para o problema de planejamento energético.	43
Figura 5.2 – Estrutura geral de tomada de decisão: dinâmica do problema de planejamento energético.	44
Figura 6.1 – Função objetivo de bem comum ou bem estar social.	54
Figura 7.1 – Cascata hidráulica representando os rios Araguari, Corumbá e Paranaíba pertencentes ao SIN. Adaptado de ONS (2022).	60
Figura 7.2 – Demanda do sistema utilizado.	61
Figura 7.3 – Balanço entre geração e consumo de energia no PEEDEJR.	64
Figura 7.4 – Volume útil percentual no reservatório agregado obtido pelo modelo de PEEDEJR.	64
Figura 7.5 – Preço da energia calculado pelo modelo PEEDEJR.	65
Figura 7.6 – Custo da geração térmica calculado pelo modelo de PEEDEJR.	66
Figura 7.7 – Lances dos geradores no LFEDEJR com ofertas a preços nulos.	69
Figura 7.8 – Balanço entre geração e consumo de energia na solução do modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços nulos.	70
Figura 7.9 – Volume útil agregado obtido pela solução do modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços nulos.	71
Figura 7.10–Preço da energia obtido pela solução do modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços nulos.	71
Figura 7.11–Custo da geração térmica obtida pelo modelo de LFEDEJR com ofertas fornecidas a preços nulos pelas hidrelétricas.	72
Figura 7.12–Relação entre afluência e lance para a usina de Itumbiara.	73
Figura 7.13–Ofertas a preços modulados pela afluência no modelo de LFEDEJR.	73
Figura 7.14–Balanço energético no modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços modulados pela afluência.	74
Figura 7.15–Volume útil agregado calculado pelo modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços modulados pela afluência.	75

Figura 7.16—Preços de energia no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas com preços modulados pela afluência.	76
Figura 7.17—Custo de geração térmica no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas com preços modulados pela afluência.	76
Figura 7.18—Ofertas a preços modulados pela demanda no modelo de LFEDEJR.	78
Figura 7.19—Balanco energético no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas a preços modulados pela demanda.	79
Figura 7.20—Volume útil agregado no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas a preços modulados pela demanda.	80
Figura 7.21—Preço da energia no modelo de LFEDEJR com ofertas a preços modulados pela demanda.	80
Figura 7.22—Custo da geração térmica no modelo de LFEDEJR com ofertas a preços modulados pela demanda.	81
Figura 7.23—Ofertas das hidrelétricas a preços modulados a partir dos preços do PEEDEJR.	82
Figura 7.24—Balanco energético no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.	83
Figura 7.25—Volume útil agregado no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.	83
Figura 7.26—Preço da energia no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.	84
Figura 7.27—Custo da geração térmica no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.	84
Figura 7.28—Potência hidráulica para Corumbá I na comparação de modelos.	85
Figura 7.29—Volume útil para Corumbá I na comparação entre modelos.	86
Figura 7.30—Vazões de Corumbá I no modelo PEEDEJR.	87
Figura 7.31—Vazões de Corumbá I no modelo LFEDEJR.	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 7.1 – Dados das usinas termelétricas extraídos de Basu (2011).	61
Tabela 7.2 – Demanda do sistema utilizado.	61
Tabela 7.3 – Limites operacionais mínimos e máximos associados aos reservatórios. .	62
Tabela 7.4 – Cenários de vazões afluentes à usina Nova Ponte extraídos de (CI-COGNA, 2019).	63
Tabela 7.5 – Ofertas a preços nulos no modelo de LFEDEJR [R\$/MWh].	69
Tabela 7.6 – Ofertas a preços modulados pela afluência no modelo de LFEDEJR [R\$/MWh].	74
Tabela 7.7 – Ofertas a preços modulados pela demanda no modelo de LFEDEJR [R\$/MWh].	78
Tabela 7.8 – Ofertas a preços modulados a partir dos preços do PEEDEJR [R\$/MWh].	82
Tabela A.1 – Média por décadas das afluências para Corumbá IV [m ³ /s].	93
Tabela A.2 – Média por décadas das afluências para Corumbá III [m ³ /s].	94
Tabela A.3 – Média por décadas das afluências para Corumbá I [m ³ /s].	94
Tabela A.4 – Média por décadas das afluências para Emborcação [m ³ /s].	94
Tabela A.5 – Média por décadas das afluências para Nova Ponte [m ³ /s].	95
Tabela A.6 – Média por décadas das afluências para Miranda [m ³ /s].	95
Tabela A.7 – Média por décadas das afluências para Capim Branco I [m ³ /s].	95
Tabela A.8 – Média por décadas das afluências para Capim Branco II [m ³ /s].	96
Tabela A.9 – Média por décadas das afluências para Itumbiara [m ³ /s].	96
Tabela A.10 – Média por décadas das afluências para Cachoeira Dourada [m ³ /s]. . . .	96
Tabela B.1 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços nulos [R\$].	97
Tabela B.2 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços modulados pela afluência [R\$].	98
Tabela B.3 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços modulados pela demanda [R\$].	98
Tabela B.4 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços modulados pelo preços do PEEDEJR [R\$].	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
LF	Leilão de Futuros
LFEDEJR	Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva
MCP	Mercado de Curto Prazo
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OIS	Operador Independente do Sistema
OM	Operador de Mercado
PE	Planejamento Energético
PEEDEJR	Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva
PDED	Programação Dinâmica Estocástica Dual
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
2	GERAÇÃO HIDROTÉRMICA	20
	2.1 Geração Hidrelétrica	20
	2.2 Geração Termelétrica	22
3	MERCADOS DE ELETRICIDADE	24
	3.1 Agentes de Mercado	24
	3.2 Mercado de Futuros	25
	3.3 Mercado Brasileiro de Eletricidade	27
4	TRATAMENTO DE INCERTEZAS	28
	4.1 Otimização Estocástica	29
	4.2 Variáveis e Processos Estocásticos	29
	4.3 Problemas de Otimização Estocástica em Dois Estágios	32
	4.4 Problemas de Otimização Estocástica Multi-Estágio	35
5	MODELO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO ESTOCÁSTICO EM DOIS ESTÁGIOS COM JANELA REGRESSIVA (PEEDEJR)	39
	5.1 Nomenclatura	40
	5.2 Estrutura de Tomada de Decisão	42
	5.3 Função objetivo	44
	5.4 Restrições	45
6	MODELO PROPOSTO DE LEILÃO DE FUTUROS ESTOCÁSTICO EM DOIS ESTÁGIOS COM JANELA REGRESSIVA (LFEDEJR)	49
	6.1 Nomenclatura	51
	6.2 Função objetivo	54
	6.3 Restrições	55
7	RESULTADOS NUMÉRICOS	59
	7.1 Dados do sistema utilizado	60
	7.2 Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR)	63

7.3	Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR)	66
7.3.1	Ofertas a preços nulos	68
7.3.2	Ofertas a preços modulados pela afluência	72
7.3.3	Ofertas a preços modulados pela demanda	76
7.3.4	Ofertas a preços modulados pelos preços de energia do PEEDEJR	80
7.4	Comparação entre PEEDEJR e LFEDEJR	85
8	CONCLUSÕES	88
	REFERÊNCIAS	89
	APÊNDICES	92
	APÊNDICE A – DADOS DA AFLUÊNCIA NAS BACIAS HIDROLÓGICAS DO SISTEMA	93
	APÊNDICE B – DADOS DAS OFERTAS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS	97

1 INTRODUÇÃO

Após as décadas de 1980 e 1990, verifica-se um processo de modernização no setor elétrico de diversos países. Impulsionado por este processo, que permanece em curso, nota-se o surgimento e estabelecimento de diversas modalidades de mercados de energia elétrica. Isto é resultado de uma tentativa de descentralização da exploração dos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica pelo mundo, até então atividades exclusivas de empresas estatais.

Um mercado de futuros de *commodities* consiste em um ambiente de leilão realizado no tempo presente em que são negociados produtos e serviços a serem entregues somente em uma data futura (semanas, ou até anos à frente). A principal característica desse tipo de mercado é permitir a negociação de bens futuros a preços atuais, servindo como mecanismo de proteção e garantia contra incertezas (*hedging*). A comercialização de energia feita através do mercado de futuros estabelece os montantes de energia despachados, bem como o preços em períodos futuros. Nesse sentido, assim como nos mercados de curto prazo de energia, realizados no ambiente do *pool*, são necessários modelos de leilão que processem as ofertas/lances de geração/consumo de energia neste mercado, de forma a promover a concorrência, porém respeitando as restrições de segurança e confiabilidade operativa do sistema.

Há alguns mercados de futuros envolvendo a *commodity* energia elétrica em operação hoje no mundo. Entretanto, esses mercados possuem características de sistemas predominantemente termelétricos. Para sistemas dessa natureza, os combustíveis fósseis, que são o recurso principal necessário à produção de energia, não possuem características de sazonalidade ou de estocasticidade. Assim, nos sistemas puramente termelétricos não há necessidade de estocar recursos para que estes sejam utilizados em períodos de escassez, como ocorre com a água, em sistemas predominantemente hidrelétricos como o brasileiro. Dessa forma, em um período qualquer no futuro de um sistema predominantemente termelétrico, pode-se tomar a decisão de aumentar ou diminuir a produção de energia elétrica, independentemente de valores atuais em estoque para os combustíveis fósseis. Assim sendo, os modelos de leilão de futuros de energia naqueles países não carece de uma estrutura específica de processamento de ofertas/lances de geração/consumo de energia, de modo que a energia pode ser comercializada como uma *commodity* convencional, em ambiente de mercados de troca (*exchanges*).

Por outro lado, em sistemas hidrotérmicos, o Planejamento Energético (PE) deve ser feito de forma cuidadosa, levando-se em consideração a utilização do recurso escasso, a água, durante todo o horizonte de planejamento. Sem a coordenação da utilização deste

recurso, a segurança e confiabilidade do sistema podem ser postas em risco, por meio de situações de desabastecimento, por um lado, ou de situações incontrolláveis de cheias, por outro. Os modelos de PE desenvolvidos no Brasil (PEREIRA; PINTO, 1982), (PEREIRA; PINTO, 1983), (ZAMBELLI et al., 2011) têm tido sucesso ao tratar essas características específicas e explorar estratégias de operação que levem em conta a estocasticidade das vazões afluentes aos reservatórios, buscando extrair mais produtividade das usinas ao mesmo tempo em que buscam representar a tomada de decisão sob as incertezas nas vazões afluentes.

Em sistemas hidrotérmicos, os mercados de futuros surgem como uma possibilidade para a substituição do PE como um método de cálculo para políticas de operação dos reservatórios e dos preços de equilíbrio de mercado em períodos futuros. Para tal, os modelos de leilão de futuros para sistemas hidrotérmicos carecem de uma estrutura específica de processamento de ofertas/lances de geração/consumo de energia, a qual leve em conta que os recursos hídricos são escassos e sujeitos à incerteza. Caso contrário, as decisões de política de operação dos reservatórios obtidas pelos modelos de leilão podem levar o sistema a situações indesejáveis de escassez ou excesso de água nos reservatórios. Assim, se os modelos de leilão de futuros levarem em conta somente os aspectos econômicos, associados às ofertas/lances de geração/consumo de energia, como ocorre no ambiente de mercados de trocas convencionais, a segurança e confiabilidade do sistema podem estar em risco no futuro.

Ao invés de propor um modelo de leilão de futuros, o Brasil tem adotado hoje uma estratégia de utilizar o mesmo modelo de PE tradicional, proposto antes da implantação dos mercados de energia, para a operação do mercado hidrotérmico brasileiro. Neste caso, o modelo de PE tem como objetivo a minimização da complementação termelétrica, sujeita às restrições operativas do sistema.

Uma das deficiências desta abordagem consiste na adoção do *custo da geração* ao invés de um *preço de geração* como o fator decisório, sendo este um dos fatores que levam à desestimulação da concorrência entre os agentes. Se a minimização da complementação termelétrica é feita com base no seu custo (valor este pertinente apenas à própria administração da usina) e de forma centralizada no modelo de PE, independentemente dos preços que os agentes geradores pudessem ofertar em um possível leilão de futuros, não há espaço para a concorrência entre esses agentes. No caso do setor elétrico brasileiro, a concorrência tem se dado apenas no ambiente de contratos bilaterais, entre os agentes geradores e consumidores.

Outra deficiência associada ao modelo de PE adotado no Brasil diz respeito à discriminação das fontes de geração termelétrica, uma vez que busca a sua minimização. Em um ambiente de mercados, esse tipo de estratégia não fornece condições igualitárias à todas as usinas, visto que sua tomada de decisão é voltada à exclusão da participação de

um tipo específico de fonte energética (neste caso a fonte termelétrica). Até por isso, este tipo de modelo pode então ser considerado discriminatório.

Em função das deficiências citadas acima, é fundamental propor modelos de leilão de médio/longo prazos específicos para o ambiente de mercados de energia de sistemas hidrotérmicos. Neste trabalho, propõe-se um modelo de livre concorrência entre os agentes geradores e consumidores, formulado por meio de um modelo de leilão de futuros. No modelo de leilão proposto, as decisões operativas são orientadas não pela minimização dos custos de produção, mas pela maximização da chamada função de bem comum, ou bem estar social (do inglês *social welfare*), por meio da qual as decisões de alocação de geração são feitas com base nos preços ofertados pelos agentes geradores e consumidores no leilão de futuros. A função de bem comum tem sido tradicionalmente utilizada na modelagem de leilões de mercados do dia seguinte tanto para sistemas termelétricos, (ARROYO; CONEJO, 2002; MOTTO et al., 2002; ARROYO; GALIANA, 2005) quanto para sistemas hidrotérmicos (PEREIRA et al., 2017) (BREGADIOLI et al., 2016). A ideia básica desta função é a alocação da produção/consumo dos agentes de forma proporcional aos preços ofertados. Para os geradores, quanto menores os preços ofertados, maiores os valores de geração despachados, enquanto que para os consumidores, quanto maiores os preços de seus lances, maiores os valores de consumo despachados. No caso da função de bem comum, a concorrência ocorre tanto no ambiente de compra quanto de venda de energia. Além disso, as questões relacionadas à discriminação não estão presentes, pois a alocação é feita com base nos preços ofertados, os quais são decididos pelos agentes, de forma independente.

O tratamento de incertezas nas afluições aos reservatórios do sistema é feito, na formulação de leilão de futuros proposta, por meio da técnica de janela regressiva, em que o modelo de leilão estocástico multi-estágio original é reformulado como uma sequência de modelos estocásticos em dois estágios interligados, o que resulta no modelo de Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR). O mesmo tratamento para as incertezas é utilizado no problema de planejamento energético aqui proposto, o qual é denominado de modelo de Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR). As decisões de política de operação hidrotérmicas calculadas pelos modelos LFEDEJR e PEEDEJR são confrontadas, sendo avaliadas as diferentes políticas de despacho calculadas.

É importante destacar que ambos os modelos propostos neste trabalho possuem as mesmas restrições operativas dos geradores hidrelétricos e tratam da estocasticidade das chuvas nos reservatórios das usinas através da técnica de programação estocástica com leque de cenários. Entretanto, o primeiro modelo, o de PE, é focado na redução de custos de geração através da minimização da geração termelétrica, enquanto o segundo modelo promove um mercado amplo e competitivo entre os agentes, agregando a dimensão econômica na modelagem através de restrições relativas ao ambiente de leilões. Por meio

da comparação dos dois modelos, busca-se neste trabalho mostrar que é possível planejar a geração, priorizando a concorrência entre os agentes, sem prejudicar a segurança e confiabilidade do sistema.

Ambos os modelos de otimização propostos são testados para um sistema hidrotérmico baseado nas cascatas hidráulicas associadas aos rios Araguari, Corumbá e Paranaíba. As duas modelagens foram implementadas utilizando a plataforma IBM ILOG CPLEX Optimization Studio versão 12.6 (IBM, 2022), utilizando-se a linguagem OPL.

A principal motivação deste trabalho consiste em propor uma nova diretriz para a política de tomada de decisão para o operador de um sistema hidrotérmico em ambiente de mercados de eletricidade, visando enfatizar a livre concorrência entre os geradores e consumidores de um sistema hidrotérmico e demonstrando a necessidade da inclusão da modelagem dos aspectos hidráulicos do problema. As contribuições de maior relevância do trabalho são: i) propor uma atualização nos critérios de tomada de decisão do operador de um sistema hidrotérmico em um ambiente de mercado; ii) propor um modelo de planejamento energético estocástico em dois estágios tradicional para o médio prazo que represente as particularidades da geração hidrotérmica, da operação da cascata hidráulica e das incertezas da sazonalidade das vazões afluentes; iii) propor um modelo de leilão de futuros estocástico em dois estágios de médio prazo que represente as particularidades da geração hidrotérmica, da operação da cascata hidráulica e das incertezas da sazonalidade das vazões afluentes; iv) avaliar a viabilidade de um modelo *market-driven* para um sistema hidrotérmico, através de análises dos resultados da programação da geração, da política de operação hidráulica e dos aspectos econômicos.

Esta dissertação de mestrado está organizada da seguinte forma:

- No Capítulo 2 são abordadas as características mais relevantes da geração hidrotérmica;
- No Capítulo 3 são apresentados os diversos agentes e formatos dos mercados de eletricidade;
- No Capítulo 4 é feita a introdução à técnica de programação estocástica;
- No Capítulo 5 descreve-se o modelo de Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR);
- No Capítulo 6 descreve-se o modelo de Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR);
- No Capítulo 7 são analisados os resultados numéricos obtidos das simulações;
- No Capítulo 8 discutem-se as conclusões possíveis a partir deste trabalho;

- No Apêndice [A](#) constam os dados completos das afluências nos reservatórios das usinas simuladas;
- No Apêndice [B](#) constam os valores das ofertas (preços e quantidade) utilizadas por cada usina hidrelétrica em cada uma das estratégias propostas.

2 GERAÇÃO HIDROTÉRMICA

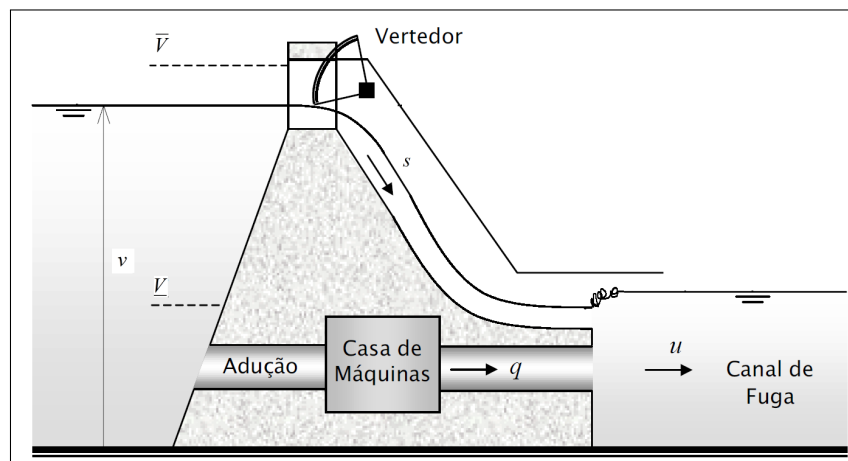
Neste capítulo são apresentados conceitos básicos sobre as características da geração hidrotérmica. Nas Seções 2.1 e 2.2 são descritas as modelagens utilizadas para representar a geração hidrelétrica e termelétrica, respectivamente.

2.1 Geração Hidrelétrica

O foco desta seção é apresentar as características da geração elétrica a partir de usinas hidrelétricas e apontar as especificidades que diferenciam este processo produtivo da produção de uma outra *commodity* qualquer de mercado. Para compreender as etapas deste processo de geração e a modelagem matemática adotada a partir dele, adaptou-se a Figura 2.1 para ilustrar a dinâmica de uma usina hidrelétrica.

A produção de energia elétrica a partir de uma usina hidrelétrica baseia-se na exploração da energia potencial hidráulica presente do represamento de grandes volumes de água em reservatórios. De forma intermediária, transforma-se esse potencial em energia cinética por meio da condução da água sob pressão em um canal de adução até a casa de máquinas, onde ela é utilizada para movimentar as pás das turbinas e, posteriormente, ser convertida em energia elétrica através dos geradores conectados às turbinas (CICOGNA; FILHO, 1999).

Figura 2.1 – Diagrama esquemático de uma usina hidrelétrica.



Fonte: adaptado de Cicogna e Filho (1999).

Na figura, o volume do reservatório v tem seus limites superiores e inferiores representados por $\bar{V}$ e $\underline{V}$, respectivamente. Ainda na imagem, as vazões turbinadas,

vertidas e defluentes são representadas por q , s (do inglês *spillage*) e u , respectivamente. Representando matematicamente a relação entre essas vazões de uma usina h , tem-se:

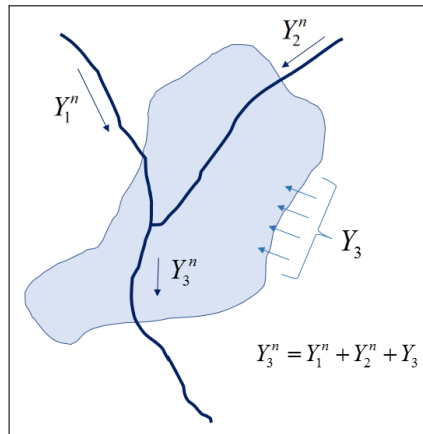
$$u_h = q_h + s_h. \quad (2.1)$$

Outra equação essencial para o entendimento do problema é a função de produção de uma usina h , pois ela relaciona a quantidade de água turbinada q_h com sua potência gerada p_h . Conforme descrito e detalhado em [Cicogna e Filho \(1999\)](#), tem-se que a relação entre essas grandezas pode ser formulada de modo linear, para problemas de planejamento de médio e longo prazos, e diretamente proporcional, assim como a proporcionalidade com a energia potencial acumulada no reservatório, representada pela gravidade g e pela altura de queda z . Considera-se, ainda, que a transformação de energia potencial em energia elétrica depende do rendimento k_h do par turbina-gerador da usina. Adota-se uma constante η_h , chamada de produtibilidade específica, para simplificação do equacionamento. Estão contidos nela os valores do peso específico da água, da aceleração da gravidade g e do rendimento k_h citado, também geralmente considerado constante para o problema de planejamento. A função de produção de uma usina h resulta em:

$$p_h = \eta_h z_h q_h. \quad (2.2)$$

Na Figura 2.2 é retratada uma visão macro sobre os dois tipos de vazão afluente a um reservatório: a natural e a incremental. A primeira é decorrente das descargas hidráulicas à montante de um reservatório (Y_1^n e Y_2^n), enquanto a segunda é aquela que adentra ao manancial devido à área de drenagem à montante da seção considerada (Y_3) ([CICOOGNA; FILHO, 1999](#)).

Figura 2.2 – Vazões naturais e incrementais.



Fonte: adaptado de [Cicogna e Filho \(1999\)](#).

Dessa forma, pode-se elaborar outra relação fundamental para o entendimento da dinâmica de acumulação de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, chamada equação de balanço de águas. Esta equação tem por objetivo descrever o volume de água presente em um reservatório de uma usina h que está imediatamente à jusante de usinas f pertencentes a um conjunto U_h . Um ponto de extrema relevância desta equação é a relação intertemporal do volume v_k do período atual k com o volume $v_{(k-1)}$ do período anterior $(k-1)$. O balanço de águas resulta em (2.3):

$$v_{hk} = v_{h(k-1)} + Y_{hk} + \sum_{f \in U_h} u_{fk} - u_{hk}. \quad (2.3)$$

O volume atual v_{hk} do reservatório da usina h é composto pelo volume no período anterior $v_{h(k-1)}$ somado às vazões afluentes incrementais ao reservatório Y_{hk} e às vazões defluentes de todas as usinas f localizadas à montante da usina h , e subtraído de sua própria vazão defluente u_{hk} . Caso a análise esteja sendo feita para o primeiro período do horizonte, substitui-se o volume anterior $v_{h(k-1)}$ por um parâmetro de volume inicial V_h^{ini} .

2.2 Geração Termelétrica

Dentre as possibilidades de geração termelétrica, optou-se por focar e modelar neste trabalho as características de usinas à base de queima de combustível fóssil, não contemplando as restrições inerentes às outras usinas como as de fonte solar, de biomassa ou geotérmica, por exemplo.

O processo de geração termelétrica consiste na transformação de energia térmica em energia elétrica. No processo de queima de um combustível fóssil ocorre a evaporação de um fluido intermediário, por exemplo a água, o qual movimenta uma turbina conectada a um gerador de energia elétrica.

Tendo em vista que o horizonte de planejamento tratado é de longo prazo, podem ser desconsideradas algumas características da geração termelétrica como tempos mínimos de ligamento e de desligamento, rampas de tomada e alívio de carga, eficiência e indisponibilidade. Na modelagem proposta por este trabalho, serão consideradas apenas as restrições de limite de geração mínima e máxima e a formulação dos custos de geração de uma usina termelétrica (HELSETH; MO; WARLAND, 2010); (ARROYO; CONEJO, 2002), estes últimos utilizados na função objetivo de problemas de planejamento energético.

Diferentemente da geração hidráulica, a geração térmica não apresenta uma função descritiva de dependência entre as características do processo de geração e o valor de potência produzida. Portanto, de forma simplificada, adota-se a potência p_t produzida na usina térmica t como sendo limitada superiormente por $\bar{P}_t$ e inferiormente por $\underline{P}_t$,

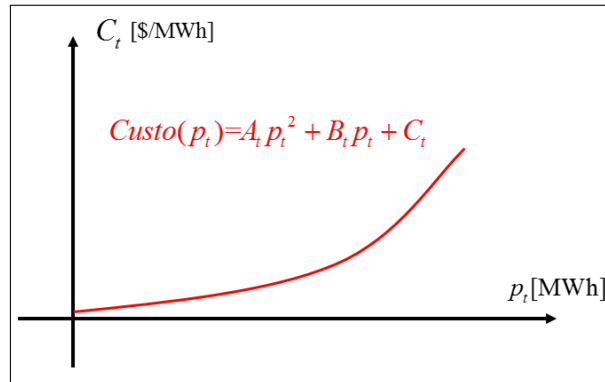
conforme em (2.4).

$$\underline{P}_t \leq p_t \leq \overline{P}_t. \quad (2.4)$$

Outro aspecto de interesse da geração termelétrica para este trabalho diz respeito à formulação dos custos de geração de uma usina térmica. Usualmente, estes custos são modelados a partir de funções quadráticas cujos parâmetros são estimados a partir de dados de taxa de aquecimento das unidades termelétricas (WOOD; WOLLENBERG; SHEBLE, 2013). Esta é a função objetivo minimizada pelo operador ao resolver o problema de planejamento energético (PE) tradicional. A equação (2.5) representa o custo de geração térmica, onde A_t , B_t e C_t são, respectivamente, os coeficientes quadrático, linear e independente associados a cada termelétrica $t \in T$. Esta curva também é representada na Figura 2.3.

$$Custo(p_t) = A_t p_t^2 + B_t p_t + C_t. \quad (2.5)$$

Figura 2.3 – Curva do custo de geração térmica.



Fonte: autoria própria.

3 MERCADOS DE ELETRICIDADE

Este capítulo é dedicado à apresentação de conceitos sobre os mercados de eletricidade e seus agentes. Na Seção 3.1 são descritas as funções dos agentes econômicos dentro de um mercado de eletricidade. Na Seção 3.2 são apresentadas as formas de compra e venda de energia, com destaque para a modalidade discutida neste trabalho: mercado de futuros. Por fim, na Seção 3.3, é traçado um panorama geral de como a comercialização de energia é desempenhada no Brasil.

3.1 Agentes de Mercado

A organização dos mercados de eletricidade partem das definições básicas e objetivas das funções de cada um de seus agentes, sendo estes divididos em dois grandes grupos: os agentes participantes e os institucionais (CONEJO et al., 2003). O primeiro grupo, composto por consumidores, comercializadores e geradores, é o de empresas que visam maximizar o seu lucro particular, dentro de um ambiente de mercado, agindo individualmente para alcançar este objetivo. Já o grupo de agentes institucionais, são empresas, geralmente sem fins lucrativos, que visam a regulação e a operação nos aspectos econômicos e estruturais, atendendo aos interesses públicos. Uma breve descrição, com base em Conejo et al. (2003), é apresentada a seguir.

Agentes participantes

- **Consumidores:** são os agentes que demandam energia do sistema. Podendo adquirir energia em diferentes mercados, sendo representados tanto por grandes empresas consumidoras, quanto pelas companhias distribuidoras até os consumidores finais, de menor porte. No mercado de eletricidade do Brasil, há dois tipos consumidores: cativos e livres. O consumidor cativo tem seu acesso restrito ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), comprando energia apenas por meio da empresa distribuidora e não participa diretamente no mercado. Já o consumidor livre, presente no Ambiente de Contratação Livre (ACL), pode optar por comprar energia através de contratos bilaterais firmados com agentes geradores e/ou agentes comercializadores.

- **Comercializadores:** são os agentes que têm como objetivo maximizar seu lucro através da venda de energia para consumidores que não participam diretamente no mercado. Os comercializadores são companhias que geralmente não possuem unidades de geração própria, passando a focar suas atividades na aquisição e na venda de energia com geradores e consumidores. Essas negociações se dão através de contratos bilaterais,

contrato de futuros e no mercado pool. No Brasil, as comercializadoras adquirem energia elétrica via contratação bilateral e revendem tanto para consumidores no ACL quanto para distribuidoras de energia elétrica no ACR.

- **Geradores:** são os agentes que possuem as unidades geradoras e por isso são responsáveis pelo seu próprio processo de geração de energia elétrica. No ambiente de mercado eles são responsáveis pelos processos de elaboração das ofertas de energia e de elaborarem suas próprias estratégias visando lucrar sobre a venda de energia para consumidores, comercializadores e distribuidoras. Estas empresas podem possuir uma matriz de geração diversificada (hidrelétrica, termelétrica, solar etc.).

Agentes institucionais

- **Operador de Mercado:** é a entidade responsável pelo gerenciamento operacional da comercialização de energia como um todo. Também compete ao Operador de Mercado (OM) definir os preços e quantidades de energia comercializados. No Brasil esta função é desempenhada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Esta empresa possui, dentre outras atribuições, registrar os contratos celebrados nos ambientes ACR e ACL e apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) no mercado brasileiro de curto prazo ([CCEE, 2022](#)).

- **Operador Independente do Sistema:** é o agente responsável por planejar e programar a operação e o despacho centralizado dos geradores, respeitando os limites operacionais de transmissão e distribuição de energia. Este operador deve fornecer acesso igualitário à rede para todos os consumidores e geradores, possibilitando o fluxo energético entre os agentes compradores e vendedores de energia elétrica. No Brasil, o papel de operador independente do sistema é desempenhado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Ele é o responsável pela coordenação e pelo controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN) ([ONS, 2022](#)).

- **Regulador de Mercado:** é o agente com atribuições de caráter regulatório e fiscalizatório no mercado. No Brasil esta função é desempenhada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta autarquia está vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e cabe à ANEEL, primordialmente, assegurar a obediência às regras vigentes nos âmbitos de produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica no Brasil ([ANEEL, 2022](#)).

3.2 Mercado de Futuros

A comercialização de energia elétrica em muitos países, desde o início da década de 1990, tem se realizado através dos mercados de eletricidade. Anteriormente, a comerci-

alização era feita através do ambiente regulado, quando diretrizes acerca da geração de energia eram dadas pelo operador do sistema, tendo como objetivo a minimização dos custos de produção sob restrições de segurança e de confiabilidade do sistema (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010); (SHAHIDEHPOUR; YAMIN; LI, 2002).

Os mercados de eletricidade são organizados e analisados a partir do horizonte de planejamento aos quais se propõem representar economicamente: o curto prazo e o médio/longo prazo (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). O ambiente de comercialização de curto prazo, chamado mercado *pool*, tem sido organizado em três segmentos: mercado do dia-seguinte, mercado de ajustes e mercado de balanço. Ao passo que no mercado de médio a longo prazo a comercialização de energia tem sido feita dentro de mercado de futuros, um mercado organizado e regulado, ou por meio de contratos bilaterais entre geradores e consumidores, definidos fora do ambiente de mercado organizado.

No leilão de energia elétrica que ocorre no *pool*, para cada período do horizonte do mercado no qual está ocorrendo a negociação, os agentes geradores informam seus montantes de energia para cada unidade de geração e os respectivos preços mínimos de venda (ofertas de venda), à medida que os consumidores e os comercializadores submetem seus montantes de energia e seus preços correspondentes máximos de compra (lances de compra). O Operador de Mercado (OM) é o responsável pela aplicação do procedimento de fechamento de mercado e, a partir daí, define as quantidades de energias negociadas e o preço de equilíbrio do mercado (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Uma dificuldade relacionada a esta modalidade de comercialização é a incerteza acerca dos preços de fechamento do mercado *pool*, acarretando em riscos de possíveis exposições financeiras, e tornando o mercado *pool* um ambiente de baixa previsibilidade e com alta volatilidade nos preços, que implicam riscos para seus agentes que visam maximizar seus lucros.

O mercado de futuros se apresenta como uma modalidade de condições mais estáveis para comercialização de energia, minimizando as volatilidades e incertezas sobre os preços presentes no mercado *pool*. A principal característica desse tipo de mercado é permitir a negociação de bens futuros a preços atuais, servindo como mecanismo de proteção (*hedging*) contra incertezas. As negociações realizadas no mercado de futuros proporcionam aos seus participantes condições favoráveis à estruturação de um planejamento estratégico de médio a longo prazo, agregando robustez e confiabilidade aos contratos de longo prazo firmados pelos participantes (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Nos sistemas termelétricos os mercados de futuro têm sido resolvidos por meio de leilões puramente econômicos em que as restrições relacionadas às unidades de geração são desprezadas. Neste trabalho, propõe-se um modelo de mercado de futuros que agregue a representação da dinâmica dos reservatórios das usinas hidrelétricas, bem como de todas as restrições que garantem a segurança e confiabilidade do sistema, permitindo uma melhor coordenação da operação a médio e longo prazos.

3.3 Mercado Brasileiro de Eletricidade

No atual modelo do mercado brasileiro de eletricidade, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem papel fundamental na viabilização da comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Uma de suas principais atribuições é o gerenciamento do mercado de curto prazo (MCP) em que são apuradas as diferenças entre geração e consumo de cada agente do ACL. Dessa forma, pode-se afirmar que o mercado de curto prazo é o ambiente para liquidação de diferenças, sendo elas valoradas pelo preço do MCP ou Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

O valor do PLD é definido pela CCEE em um processo que utiliza modelos computacionais (NEWAVE no longo prazo; DECOMP no curto prazo e DESSEM na programação diária) 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 (CCEE, 2022).

Outra atribuição da CCEE, agora no ACR, é a realização de leilões de compra e venda de energia elétrica autorizada pela ANEEL, onde somente distribuidoras concessionárias locais podem adquirir energia de usinas geradoras, visando cumprir 100% da carga prevista para aquele período. Nesta modalidade de comercialização não há abertura de negociação com outros agentes do mercado. Esses leilões são divididos de acordo com o tipo de empreendimento: existente ou novo.

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 compra ou venda da energia.

O MCP praticado no Brasil, tal como os demais mercados de curto prazo apresentados em Conejo, Carrión e Morales (2010), apresenta alta volatilidade nos preços mensais de fechamento. O valor do PLD para períodos futuros é muito pouco previsível, sendo altamente sensível e dependente de diversas variáveis incertas como as condições hidrológicas, demanda, disponibilidade de geração entre outras. Em vista disto, nota-se uma lacuna dentre as modalidades de comercialização a médio/longo prazo no Brasil.

Apesar dos contratos bilaterais no ACL e dos leilões de geração no ACR se assemelharem a um formato de mercado de futuros, existe um *gap* de robustez, confiabilidade e dinamicidade que apenas um mercado de futuros seria capaz de suprir.

4 TRATAMENTO DE INCERTEZAS

Os parâmetros de entrada, que fornecem informações de características dos sistemas, são geralmente utilizados em modelos de otimização como dados determinísticos, ou seja, dados sobre os quais não se tem nenhum tipo de incerteza. Em algumas situações, porém, a certeza acerca do conhecimento prévio sobre estes parâmetros nem sempre pode ser garantida. Incertezas ocorrem em vários parâmetros de sistemas de engenharia, economia, etc., e podem estar associadas a erros de medição, a dados obtidos por meio de sistemas de previsão, os quais também estão sujeitos a erros, dentre outros. Os parâmetros incertos de problemas de otimização geralmente são tratados como variáveis aleatórias. As principais incertezas nos parâmetros de um sistema hidrotérmico, estão associadas às vazões afluentes futuras aos reservatórios das usinas hidrelétricas e às demandas futuras do sistema. Ambas as informações são calculadas por meio de modelos de previsão, e estão sujeitas a erros.

Mesmo quando as informações dos sistemas não são perfeitas, i.e. as informações possuem incertezas inerentes, as decisões de operação e planejamento dos sistemas precisam ser tomadas, o que em geral é feito com base na solução de modelos de otimização. A tomada de decisão sob incertezas motivou a utilização da otimização estocástica, a qual permite que essas decisões sejam calculadas de forma adequada, mesmo com a ocorrência de parâmetros incertos (BIRGE; LOUVEAUX, 2011). Na otimização estocástica, os problemas de otimização são resolvidos para um conjunto de cenários plausíveis, associados aos parâmetros incertos, de modo que as decisões calculadas pelo modelo de otimização levem em conta não um, mas vários cenários possíveis para este parâmetro. Neste caso, a decisão não é ótima para um dos cenários específicos, mas está pré-posicionada com relação a todos os cenários.

Este capítulo tem como objetivo descrever os conceitos introdutórios envolvendo as variáveis aleatórias e programação estocástica e sua aplicabilidade dentro do âmbito deste trabalho. Informações mais aprofundadas nestes temas podem ser encontradas em (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010) e (BIRGE; LOUVEAUX, 2011).

A Seção 4.1 apresenta a técnica de programação estocástica, a Seção 4.2 define matematicamente as variáveis estocásticas. A Seção 4.3, apresenta formulações para problemas estocásticos em dois estágios e a Seção 4.4 apresenta a formulação para problemas de otimização estocástica multi-estágio.

4.1 Otimização Estocástica

Em diversas áreas de conhecimento se faz necessário lidar com bases de dados contendo um certo nível de incerteza, incorrendo em diversos casos em estimativas e aproximações de valores prováveis. Em mercados de eletricidade, por exemplo, pode-se citar casos como agentes geradores, que desconhecem o preço de equilíbrio de mercado no momento de elaboração das ofertas, assim como a afluência em uma bacia hidrográfica em um período futuro, que exerce grande influência no planejamento dos agentes de um sistema hidrotérmico.

Ainda assim, um posicionamento deve ser definido mesmo na presença de parâmetros incertos. Nessas circunstâncias de tomada de decisão sob incertezas, uma possibilidade é a utilização de otimização estocástica na modelagem do problema, conforme descrito por Conejo, Carrión e Morales (2010) e Birge e Louveaux (2011). Nesta abordagem, os parâmetros incertos são discretizados e vinculados a uma probabilidade de ocorrência, correspondente a um cenário. Sendo assim, a resolução de um problema de programação estocástica é capaz de abranger todos os possíveis valores discretos dos parâmetros incertos e seus níveis de influência sobre aquela variável estocástica. Logo, a solução proveniente do emprego desta técnica não é ótima para apenas um valor particular dos parâmetros incertos, mas sim para o conjunto como um todo.

4.2 Variáveis e Processos Estocásticos

Na otimização estocástica, os parâmetros incertos do modelo de otimização são tratados como variáveis estocásticas. Uma variável estocástica é definida por uma gama finita de suas possíveis realizações, os *cenários*. A partir disso, de acordo com Conejo, Carrión e Morales (2010), é possível representar uma variável λ estocástica como: $\lambda(\omega)$, $\omega = 1, \dots, N_\Omega$, onde Ω é o conjunto de cenários e ω o índice de cenários dentro do conjunto $1, \dots, N_\Omega$. A probabilidade π_ω vinculada ao valor de $\lambda(\omega)$ é dada por (4.1), em que $P(\omega|\lambda = \lambda(\omega))$ é a probabilidade de ocorrência do cenário ω , uma vez que $\lambda = \lambda(\omega)$:

$$\pi(\omega) = P(\omega|\lambda = \lambda(\omega)), \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) = 1. \quad (4.1)$$

Uma variável estocástica pode ser caracterizada por meio dos seus chamados momentos estatísticos. Dois momentos estatísticos muito utilizados para a caracterização de variáveis estocásticas são a média ($\bar{\lambda}$), ou valor esperado da variável estocástica $\mathcal{E}\{\lambda\}$, e a sua variância $\mathcal{V}\{\lambda\}$, os quais são descritos em (4.2) e (4.3), respectivamente:

$$\bar{\lambda} = \mathcal{E}\{\lambda\} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \lambda(\omega) \quad (4.2)$$

$$\mathcal{V}\{\lambda\} = \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) (\lambda(\omega) - \bar{\lambda})^2. \quad (4.3)$$

A média representa o valor esperado para a variável estocástica, enquanto que a sua variância é uma medida da dispersão dos valores possíveis assumidos por esta variável, i.e. variáveis estocásticas que apresentem valores mais elevados de variância tendem a ter valores aleatórios mais dispersos. A raiz quadrada da variância, a qual possui a mesma unidade da própria variável estocástica, é denominada de desvio padrão (σ_λ), de modo que a variância é dada por σ_λ^2 .

Um processo estocástico é definido como uma variável estocástica que varia no tempo. Por exemplo, os valores de afluência a um reservatório do sistema computados durante um certo período de tempo é um processo estocástico. Assim, um processo estocástico é constituído por um conjunto de variáveis aleatórias dependentes entre si, e sequencialmente organizadas no tempo (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010). Os processos estocásticos associados a um certo horizonte de tempo também podem ser representados por cenários. Seja, por exemplo, um processo estocástico λ (o qual é aqui representado por uma notação vetorial, de modo a permitir a distinção entre o conceito de processo estocástico do conceito de variável estocástica). Este processo pode ser representado pelo conjunto de vetores $\lambda(\omega)$, $\omega = 1, \dots, N_\Omega$, em que ω é o índice e N_Ω representa a quantidade de cenários. O processo λ contém um conjunto de variáveis aleatórias dependentes entre si e sequencialmente organizadas.

De forma análoga ao que foi descrito para a variável estocástica, pode-se também associar uma probabilidade de ocorrência π_ω a cada realização plausível $\lambda(\omega)$ do conjunto de cenários associado ao processo estocástico, conforme mostrado em (4.4):

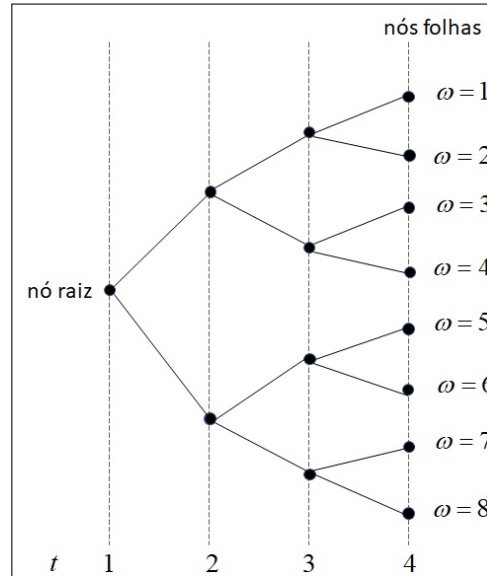
$$\pi(\omega) = P(\omega | \lambda = \lambda(\omega)), \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) = 1. \quad (4.4)$$

Para que o processo estocástico fique bem representado é importante que seja considerado um número suficiente de cenários para sua representação, de modo a buscar mapear todas as possíveis situações para estes processos. Técnicas de geração de cenário para processos estocástico são discutidas em (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010) e (BIRGE; LOUVEAUX, 2011). Em algumas situações, é necessário gerar um número muito grande de cenários, o que pode tornar o problema de otimização estocástico computacionalmente muito intensivo, ou mesmo intratável. Nesses casos, são necessária técnicas de redução de cenário as quais também são discutidas em (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010) e (BIRGE; LOUVEAUX, 2011), de modo a reduzir a quantidade de cenários, sem prejudicar a representatividade das características de aleatoriedade da variável estocástica.

Para processos estocásticos, os cenários podem ser representados por meio de árvores ou leques de cenários. As árvores de cenários são obtidas por meio de métodos de

geração de cenário, e são graficamente representadas conforme mostrado na Figura 4.1, Nota-se que os pontos no gráfico representam diferentes valores para a variável aleatória do processo estocástico em diferentes períodos de tempo t . Assim, um cenário ω do processo aleatório envolve o vetor de valores para a variável aleatória desde o nó-raiz, até o respectivo nó-folha, para cada período t , conforme mostrado na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Representação esquemática de árvores de cenários.

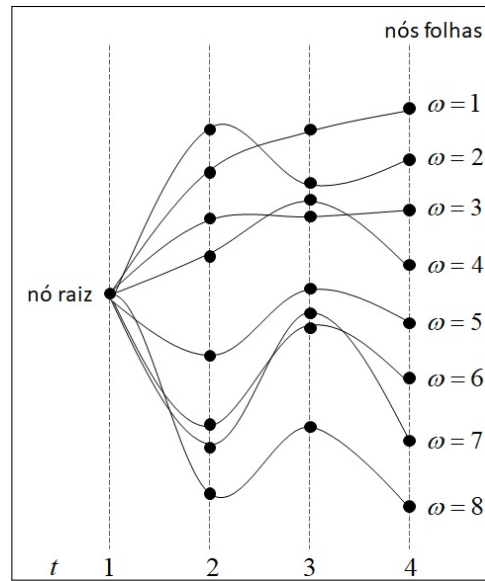


Fonte: adaptado de Conejo, Carrión e Morales (2010).

Os leques de cenário são obtidos por meio de registros históricos observados para as variáveis aleatórias durante um certo período de tempo. A representação gráfica de cenários por meio de leques de cenário é mostrada na Figura 4.2. Nota-se na figura que, pelo fato de os valores serem registros históricos observados na prática coletados em determinados períodos de tempo t , os leques de cenário não possuem uma estrutura de nós intermediários comuns para dois ou mais cenários, como comumente ocorre em árvores de cenários (e.g. veja na Figura 4.1 que os cenários $\omega = 1$ e $\omega = 2$ possuem todos os nós em comum, com exceção do último nó). Alguns algoritmos de otimização, como a programação dinâmica estocástica, não podem trabalhar com leques de cenários e exigem uma estrutura em árvore de cenários para a sua formulação (HELSETH; MO; WARLAND, 2010).

Nos processos de geração de árvores de cenários, deve-se levar em conta o alto custo computacional, caso seja necessário um grande número de cenários para representar a estocasticidade do processo estocástico. Assim, uma opção, quando possível, é a utilização de leques de cenário. Outra vantagem da adoção de leques de cenários consiste na representação adequada de inter-relações espaciais e temporais que possam ocorrer entre os processos estocásticos. Em sistemas hidrotérmicos, por exemplo, espera-se que os processos estocásticos associados à vazão afluente de dois reservatórios espacialmente próximos estejam correlacionados (próximos). Além disso, espera-se, para um mesmo reservatório,

Figura 4.2 – Representação esquemática de leques de cenários.



Fonte: adaptado de [Helseth, Mo e Warland \(2010\)](#).

que os valores aleatórios de vazões afluentes sigam uma certa ordem de grandeza temporal relacionada à sazonalidade das vazões. Assim, valores aleatórios gerados na forma de árvore de cenários, por meio de algoritmos de geração de séries sintéticas, para uma variável aleatória com tais características, que não representem essas relações espacial e temporal podem modelar de forma inadequada essas variáveis, prejudicando a representação dos cenários e, por consequência, do processo de tomada de decisão. Na abordagem de leques de cenários, as relações espacial e temporal das grandezas são implicitamente observadas, já que os cenários foram obtidos a partir de dados históricos reais. Em vista disso, a técnica de leques de cenários apresenta-se como uma abordagem adequada no tratamento da estocasticidade das vazões afluentes aleatórias do sistema hidrotérmico discutido neste trabalho.

4.3 Problemas de Otimização Estocástica em Dois Estágios

No processo de tomada de decisão sob incerteza, muitas vezes é necessário que decisões ótimas sejam tomadas em vários períodos de tempo, durante um horizonte de planejamento. Nesse processo de tomada de decisão, define-se um estágio do problema de otimização estocástica como um período de tempo do horizonte de planejamento em que alguma decisão é tomada, ou a incerteza desaparece parcialmente ou completamente ([CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010](#)).

De acordo com a quantidade de estágios considerados, os problemas de otimização estocástica podem ser classificados como problemas multi-estágio ou problemas em dois estágios. O planejamento energético, estudado nesse trabalho, possui características de

um problema de otimização multi-estágio, já que a tomada de decisão é necessária em vários períodos distintos dentro do horizonte de planejamento. Entretanto, a dinâmica de decisão multi-estágio pode, em algumas situações, ser modelada como uma sequência de problemas de otimização em dois estágios. Nesta seção, descrevem-se os problemas de otimização em dois estágios.

Nos problemas em dois estágios, as decisões são geralmente divididas em dois tipos básicos. As decisões de primeiro estágio $\mathbf{x}$ são denominadas de decisões *here-and-now*, e precisam ser definidas antes da realização do processo estocástico, ou seja, sem o conhecimento de qual dos cenários pertencentes ao conjunto de cenários adotado será efetivamente concretizado. Por esse motivo, as decisões *here-and-now* devem ser independentes da realização de um determinado cenário, apesar de que o cálculo dessas decisões deve levar em conta todos os cenários do conjunto. As decisões de segundo estágio $\mathbf{y}$ são denominadas de decisões *wait-and-see*, sendo definidas após a realização do processo estocástico, ou seja a partir do conhecimento de um cenário já realizado.

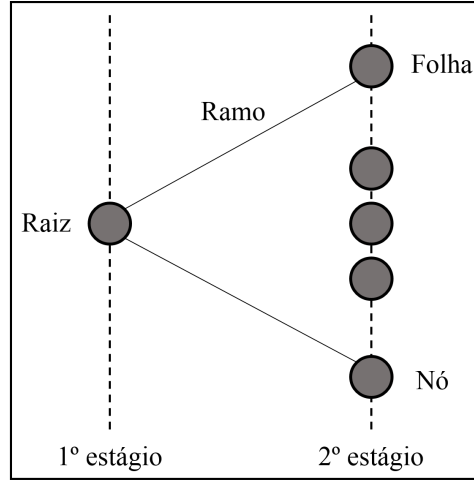
Assim, suponha um determinado problema de otimização estocástica em dois estágios que esteja relacionado a um processo estocástico $\boldsymbol{\lambda}$, representado por um conjunto de cenários $\boldsymbol{\lambda}_\Omega$, sendo $\mathbf{x}$ as decisões de primeiro estágio e $\mathbf{y}$ as decisões de segundo estágio. As decisões $\mathbf{x}$ são tomadas sem o conhecimento da realização do processo estocástico $\boldsymbol{\lambda}$. Por sua vez, as decisões $\mathbf{y}$ são tomadas conhecendo-se a realização do cenário $\boldsymbol{\lambda}(\omega)$ do processo estocástico $\boldsymbol{\lambda}$. Assim, $\mathbf{y}$ depende das decisões $\mathbf{x}$ já tomadas no primeiro estágio e do cenário $\boldsymbol{\lambda}(\omega)$ já ocorrido, e deve portanto ser expressa da forma $\mathbf{y} = \mathbf{y}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}(\omega))$. Neste caso, tem-se a seguinte sequência de eventos temporais:

1. A decisão $\mathbf{x}$ é tomada, sem conhecimento da futura realização de $\boldsymbol{\lambda}(\omega)$.
2. Ocorre a realização efetiva do cenário $\boldsymbol{\lambda}(\omega)$ do processo estocástico $\boldsymbol{\lambda}$.
3. A decisão $\mathbf{y} = \mathbf{y}(\mathbf{x}, \boldsymbol{\lambda}(\omega))$ é tomada com conhecimento da decisão $\mathbf{x}$ e da realização do cenário $\boldsymbol{\lambda}(\omega)$.

A Figura 4.3 ilustra a diferença entre os tipos de decisões apresentados. Na árvore de cenários descrita para problema de otimização em dois estágio, o nó raiz corresponde às decisões de primeiro estágio, os ramos são as possíveis realizações da variável aleatória associada ao processo estocástico. Neste caso, a quantidade de folhas representa o número de cenários dispostos e, os nós correspondem à denominação da variável em diferentes estágios, podendo ser nomeados de nó raiz (1º estágio) ou nós folha (2º estágio).

É importante destacar que apesar de a estrutura temporal, descrita tanto pela árvore quanto pelos leques de cenários, as decisões de primeiro e segundo estágio são calculadas ao mesmo tempo, e por meio de um único problema de otimização estocástica, de modo que as relações entre todas as variáveis sejam consideradas de forma apropriada.

Figura 4.3 – Árvore de cenários para problemas de dois estágios.



Fonte: adaptado de [Conejo, Carrión e Morales \(2010\)](#).

Matematicamente, um problema de otimização linear estocástica em dois estágios é formulado conforme descrito em ([CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010](#)):

$$\begin{aligned} \underset{\mathbf{x}}{\text{Min}} \quad & z = \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \mathcal{E}_\omega \{Q(\omega)\} \\ \text{s.a :} \quad & \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \\ & \mathbf{x} \in X, \end{aligned} \tag{4.5}$$

em que:

$$Q(\omega) = \left\{ \begin{array}{ll} \underset{\mathbf{y}(\omega)}{\text{Min}} & \mathbf{q}(\omega)^T \mathbf{y}(\omega) \\ \text{s.a :} & \mathbf{B}(\omega)\mathbf{x} + \mathbf{C}(\omega)\mathbf{y}(\omega) = \mathbf{d}(\omega) \\ & \mathbf{y}(\omega) \in Y \end{array} \right\}, \forall \omega \in \Omega, \tag{4.6}$$

onde $\mathbf{x}$ e $\mathbf{y}(\omega)$ são as decisões de primeiro e segundo estágio, respectivamente, e os parâmetros $\mathbf{c}$, $\mathbf{A}$, $\mathbf{b}$, $\mathbf{q}(\omega)$, $\mathbf{B}(\omega)$, $\mathbf{C}(\omega)$ e $\mathbf{d}(\omega)$ são conhecidos.

Sob condições bastante gerais descritas por [Birge e Louveaux \(2011\)](#), mostra-se que o problema de otimização linear estocástica em dois estágios dado em (4.5) e (4.6) pode ser expresso na forma de um único problema de otimização equivalente dado em (4.7), o qual é denominado de problema de otimização equivalente determinístico. Nota-se que, para a obtenção do problema equivalente determinístico, a definição de esperança matemática dada em (4.2) é utilizada para descrever o custo esperado do segundo estágio:

$$\begin{aligned} \underset{\mathbf{x}, \mathbf{y}(\omega)}{\text{Min}} \quad & \mathbf{c}^T \mathbf{x} + \sum_{\omega \in \Omega} \pi(\omega) \left(\mathbf{q}(\omega)^T \mathbf{y}(\omega) \right) \\ \text{s.a :} \quad & \mathbf{Ax} = \mathbf{b} \\ & \mathbf{B}(\omega)\mathbf{x} + \mathbf{C}(\omega)\mathbf{y}(\omega) = \mathbf{d}(\omega), \forall \omega \in \Omega \\ & \mathbf{x} \in X, \mathbf{y}(\omega) \in Y, \forall \omega \in \Omega. \end{aligned} \tag{4.7}$$

4.4 Problemas de Otimização Estocástica Multi-Estágio

Seja um problema de otimização estocástica multi-estágio em que devem ser tomadas as decisões $\mathbf{x}^1, \mathbf{x}^2, \dots, \mathbf{x}^R$ em cada um dos R estágios, sujeitas aos processos estocásticos $\boldsymbol{\lambda}^1, \boldsymbol{\lambda}^2, \dots, \boldsymbol{\lambda}^R$. Para esses problemas, a estrutura básica de decisões é dada conforme sequência de eventos descritos a seguir:

1. As decisões $\mathbf{x}^1$ são tomadas.
2. Ocorre a realização efetiva de $\boldsymbol{\lambda}^1(\omega^1)$ no processo estocástico $\boldsymbol{\lambda}^1$.
3. A decisão $\mathbf{x}^2(\mathbf{x}^1, \boldsymbol{\lambda}^1)$ é tomada.
4. Ocorre a realização efetiva de $\boldsymbol{\lambda}^2(\omega^2)$ no processo estocástico $\boldsymbol{\lambda}^2$.
5. A decisão $\mathbf{x}^3(\mathbf{x}^1, \boldsymbol{\lambda}^1, \mathbf{x}^2, \boldsymbol{\lambda}^2)$ é tomada.
6. E assim, sucessivamente ...
7. Ocorre a realização efetiva de $\boldsymbol{\lambda}^{R-1}(\omega^{R-1})$ no processo estocástico $\boldsymbol{\lambda}^{R-1}$.
8. A decisão $\mathbf{x}^R(\mathbf{x}^1, \boldsymbol{\lambda}^1, \mathbf{x}^2, \boldsymbol{\lambda}^2, \dots, \mathbf{x}^{R-1}, \boldsymbol{\lambda}^{R-1})$ é tomada.

Matematicamente, um problema de otimização linear estocástica multi-estágios é formulado em (4.8)–(4.9), conforme descrito em (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010):

$$\begin{aligned} \underset{\mathbf{x}^1}{Min} \quad & z = \mathbf{c}^{1T} \mathbf{x}^1 + \mathcal{E}_{\omega^1} \{Q(\omega^1)\} \\ s.a : \quad & \mathbf{A}^1 \mathbf{x}^1 = \mathbf{b}^1 \\ & \mathbf{x}^1 \in X, \end{aligned} \tag{4.8}$$

em que:

$$Q^1(\mathbf{x}^1, \omega^1) = \left\{ \begin{array}{ll} \underset{\mathbf{x}^2(\omega^1)}{Min} & z = \mathbf{c}^{2T}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \mathcal{E}_{\omega^2} \{Q^2(\mathbf{x}^1, \omega^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \omega^2)\} \\ s.a : & \mathbf{T}^{1,1}(\omega^1) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{1,2}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) = \mathbf{d}^1(\omega^1) \\ & \mathbf{x}^2(\omega^1) \in X, \end{array} \right\}, \forall \omega^1 \in \Omega^1 \tag{4.9}$$

em que:

$$Q^2(\mathbf{x}^1, \omega^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \omega^2) = \left\{ \begin{array}{ll} \underset{\mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2)}{Min} & \left\{ \begin{array}{l} z = \mathbf{c}^{3T}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) + \\ \mathcal{E}_{\omega^3} \{Q^3(\mathbf{x}^1, \omega^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \omega^2, \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2), \omega^3)\} \end{array} \right\} \\ s.a : & \begin{array}{l} \mathbf{T}^{2,1}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{2,2}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^2(\omega^1, \omega^2) \\ + \mathbf{T}^{2,3}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) = \mathbf{d}^2(\omega^1, \omega^2) \\ \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) \in X, \end{array} \end{array} \right\}, \begin{array}{l} \forall \omega^1 \in \Omega^1 \\ \forall \omega^2 \in \Omega^2, \end{array} \tag{4.10}$$

e assim sucessivamente até o último estágio.

O problema de otimização determinístico associado a este conjunto de problemas de otimização é descrito em (4.11) – (4.12):

$$\begin{aligned}
 \underset{\mathbf{x}^1, \mathbf{x}^2(\omega^1), \dots, \mathbf{x}^R(\omega^1, \dots, \omega^{R-1})}{Min} \quad & \mathbf{c}^{1T} \mathbf{x}^1 + \\
 & \sum_{\omega^1 \in \Omega^1} \pi(\omega^1) \left(\mathbf{c}^{2T}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \right. \\
 & \sum_{\omega^2 \in \Omega^2} \pi(\omega^2) \left(\mathbf{c}^{3T}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) + \dots + \right. \\
 & \left. \sum_{\omega^{R-1} \in \Omega^{R-1}} \pi(\omega^{R-1}) \left(\mathbf{c}^{RT}(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}) \mathbf{x}^R(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}) \right) \right) \left. \right) \quad (4.11)
 \end{aligned}$$

s.a :

$$\begin{aligned}
 A^1 \mathbf{x}^1 &= b^1 \\
 \mathbf{x}^1 &\in X^1 \\
 \mathbf{T}^{1,1}(\omega^1) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{1,2}(\omega^1) \mathbf{x}^2(\omega^1) &= \mathbf{d}^1(\omega^1), \forall \omega^1 \in \Omega^1 \\
 \mathbf{x}^2(\omega^1) &\in X^2, \forall \omega^1 \in \Omega^1 \\
 \mathbf{T}^{2,1}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{2,2}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \\
 \mathbf{T}^{2,3}(\omega^1, \omega^2) \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) &= \mathbf{d}^2(\omega^1, \omega^2), \forall \omega^1 \in \Omega^1, \forall \omega^2 \in \Omega^2 \\
 \mathbf{x}^3(\omega^1, \omega^2) &\in X^3, \forall \omega^1 \in \Omega^1, \forall \omega^2 \in \Omega^2 \\
 &\vdots \\
 \mathbf{T}^{R-1,1}(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}) \mathbf{x}^1 + \mathbf{T}^{R-1,2}(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}) \mathbf{x}^2(\omega^1) + \dots + \\
 \mathbf{T}^{R-1,R}(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}) \mathbf{x}^R(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}) &= \\
 \mathbf{d}^{R-1}(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}), \forall \omega^1 \in \Omega^1, \dots, \forall \omega^{R-1} \in \Omega^{R-1} \\
 \mathbf{x}^R(\omega^1, \dots, \omega^{R-1}) &\in X^R, \forall \omega^1 \in \Omega^1, \dots, \forall \omega^{R-1} \in \Omega^{R-1} \quad (4.12)
 \end{aligned}$$

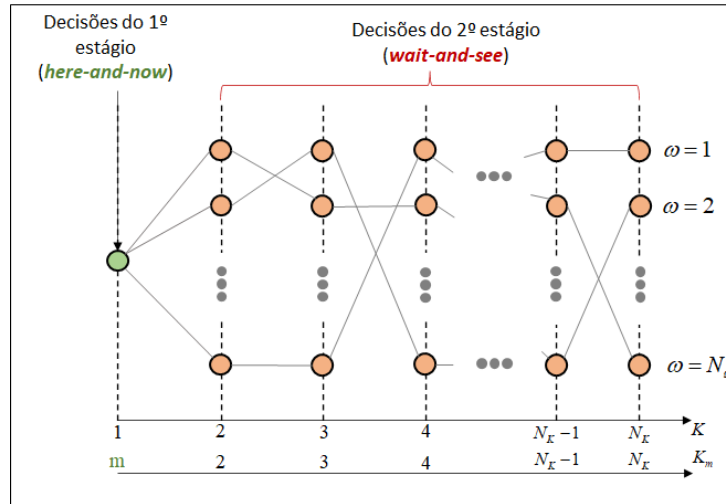
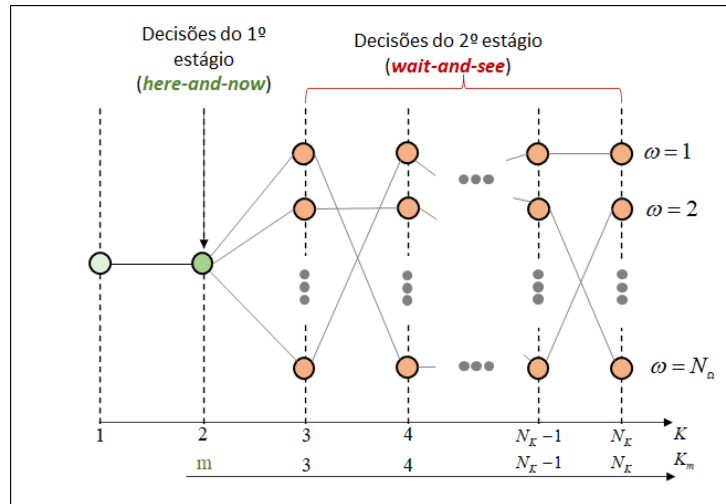
Como a solução do problema de otimização determinístico (4.11) – (4.12) pode se tornar computacionalmente muito intensiva e/ou intratável, em geral são propostos métodos para sua redução. Uma abordagem utilizada consiste em reformular o problema de otimização multi-estágio como um sequência de problemas de otimização em dois estágios, mais simples de serem formulados e resolvidos. Neste caso, são estabelecidas algumas dinâmicas de modo a integrar os problemas de otimização em dois estágios associados ao problema original. Uma destas formas de integração é conhecida como janela rolante, em que o primeiro problema em dois estágios ($m = 1$) é escrito para os períodos de $1, \dots, NT$, o segundo problema em dois estágios ($m = 2$) é escrito para os períodos de $2, \dots, NT + 1$, e assim sucessivamente, até o último estágio. Na solução de cada problema m , os valores previamente calculados no problema $m - 1$ anterior são utilizados como informações conhecidas de entrada. Além disso, da solução de cada problema, são efetivamente utilizadas somente as decisões *here-and-now*, sendo que as soluções *wait-and-see* são descartadas, apesar de serem úteis no cálculo das decisões *here-and-now*.

Outra abordagem utilizada consiste na chamada janela regressiva, utilizada neste trabalho. Neste caso, o primeiro problema em dois estágios ($m = 1$) é escrito para os períodos de $1, \dots, NT$, o segundo problema em dois estágios ($m = 2$) é escrito para os períodos de $2, \dots, NT$, e assim sucessivamente, até o último estágio. Também neste caso, na solução de cada problema m , os valores previamente calculados no problema $m - 1$ anterior são utilizados como informações conhecidas de entrada. Também neste método, da solução de cada problema, são efetivamente utilizadas somente as decisões *here-and-now*.

Neste trabalho, o tratamento do problema de planejamento energético multi-estágio é feito por meio da abordagem de janela regressiva. O horizonte de planejamento em questão possui N_K períodos, composto pelo conjunto de períodos $K = \{1, \dots, N_K\}$. Cada problema m da sequência de problemas de otimização estocástica é realizado sobre o conjunto de cenários variável dado por $K_m = \{m, \dots, N_K\}$. Assim, para o problema $m = 1$, o conjunto de cenários é dado por $K_1 = \{1, \dots, N_K\}$, para o problema $m = 2$, o conjunto de cenários é dado por $K_2 = \{2, \dots, N_K\}$, e assim, sucessivamente, até a solução do último problema de otimização em dois estágios. A Figura 4.4 sintetiza a dinâmica entre os problemas de otimização $m = 1$ e $m = 2$ e destaca os tipos de decisão associados ao primeiro e segundo estágios em cada problema. O problema estocástico possui um conjunto de N_Ω cenários e cada círculo na figura representa um conjunto de decisões da política operativa do sistema hidrotérmico.

Nota-se a forma com que o conjunto de decisões representado pela círculo verde na Figura 4.4a no período $m = 1$ foi definida como uma decisão *here-and-now*, sendo que as demais decisões para períodos diferentes de $m = 1$ foram manipuladas como *wait-and-see*. Percebe-se na Figura 4.4b a atualização das decisões *here-and-now* para o período $m = 2$, enquanto as decisões já calculadas no período 1 permanecem com seus valores já definidos. Repete-se sucessivamente o processo de tomada de decisão para os valores subsequentes de m até o último período. A abordagem em dois estágios com janela regressiva foi aplicada em ambas as modelagens propostas neste trabalho, as quais serão apresentadas em detalhes nos capítulos seguintes.

Figura 4.4 – Estrutura de decisões em dois estágios proposta.

(a) Problema em dois estágios para $m = 1$.(b) Problema em dois estágios para $m = 2$.

Fonte: autoria própria.

5 MODELO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO ESTOCÁSTICO EM DOIS ESTÁGIOS COM JANELA REGRESSIVA (PEEDEJR)

Neste capítulo, descreve-se o modelo proposto de Planejamento Energético (PE) utilizado em um ambiente alternativo aos mercados de eletricidade. O objetivo dos modelos de PE consiste em minimizar o valor esperado da complementação da geração termelétrica em todo o horizonte de planejamento, sujeito às restrições físicas e operacionais associadas à geração hidrotérmica e ao atendimento de demanda em cada período do problema. As variáveis de decisão envolvem o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétricas para cada período e uma política de operação hidráulica para as usinas hidrelétricas, a qual envolve a definição das vazões turbinadas e vertidas, bem com os volumes armazenados nos reservatórios em cada período.

No modelo de PE aqui proposto, o problema de PE estocástico multi-estágio é reformulado como uma sequência de problemas de otimização estocástica em dois estágios do tipo janela regressiva, em que as incertezas nas vazões afluentes são tratadas por meio de cenários de afluições. Diferentemente de alguns modelos de planejamento descritos na literatura ([PEREIRA; PINTO, 1982](#); [PEREIRA; PINTO, 1983](#)), ([LINO et al., 2003](#)) os quais utilizam séries sintéticas de vazões afluentes para a geração dos cenários utilizados no modelo de PE, a metodologia aqui proposta utiliza diretamente os registros históricos de vazões afluentes verificados em anos anteriores, também denominados de leques de cenários (do inglês, *scenario fans*), conforme descrito em ([HELSETH; MO; WARLAND, 2010](#)). Como os leques de cenários representam registros históricos que efetivamente ocorreram na operação prática, estes registros carregam intrinsecamente as correlações espaciais e temporais que ocorrem entre as vazões afluentes de diferentes reservatórios em diferentes períodos. Por outro lado, as séries sintéticas geradas por modelos de geração de cenários tradicionais, precisam capturar essas correlações espaciais e temporais em seus modelos, o que nem sempre ocorre de modo adequado. De acordo com [Helseth, Mo e Warland \(2010\)](#), a utilização da técnica de leques de cenários para a representação dos cenários de afluições teve desempenho melhor que aquele apresentado por técnicas de geração de séries sintéticas para a operação do sistema hidrotérmico nórdico, especialmente para situações de afluições extremas. Assim, o modelo de PE proposto é denominado de Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR).

A nomenclatura utilizada para a formulação do modelo proposto está descrita na Seção 5.1, em que se descrevem os conjuntos, índices, parâmetros e variáveis do modelo. A Seção 5.2 descreve os detalhes da estrutura de tomada de decisão em dois estágios e a estrutura geral de tomada de decisão por janela regressiva, em que é descrita a sequência de problemas de otimização em dois estágios que devem ser resolvidos para a solução do PEEDEJR. A Seção 5.3 descreve a função objetivo e a Seção 5.4 detalha as restrições do modelo.

5.1 Nomenclatura

Conjuntos

F_h	Usinas hidrelétricas à montante da usina h ;
H	Usinas hidrelétricas;
J	Consumidores;
K_m	Períodos para o problema de otimização $S(m)$;
T	Usinas termelétricas;
Ω	Cenários de vazões afluentes.

Índices

h	Usinas hidrelétricas $\{1, \dots, N_H\}$;
j	Consumidores $\{1, \dots, N_J\}$;
k	Períodos para o problema de otimização $S(m)$ $\{m, \dots, N_K\}$;
m	Períodos do problema de otimização $\{1, \dots, N_K\}$;
t	Usinas termelétricas $\{1, \dots, N_T\}$;
ω	Cenários de vazões afluentes $\{1, \dots, N_\Omega\}$.

Parâmetros

A_t	Coeficiente associado ao termo quadrático da curva de custo da usina t $[\$/(\text{MW})^2]$;
B_t	Coeficiente associado ao termo linear da curva de custo da usina t $[\$/\text{MW}]$;
C_t	Coeficiente associado ao termo independente da curva de custo da usina t $[\$]$;

$\overline{P}_h$	Potência máxima da usina hidrelétrica h [MW];
$\underline{P}_h$	Potência mínima da usina hidrelétrica h [MW];
$\overline{P}_t$	Potência máxima da usina termelétrica t [MW];
$\underline{P}_t$	Potência mínima da usina termelétrica t [MW];
$\overline{Q}_h$	Vazão turbinada máxima da usina h [m ³ /s];
$\underline{Q}_h$	Vazão turbinada mínima da usina h [m ³ /s];
$\overline{S}_h$	Vertimento máximo do reservatório da usina h [m ³ /s];
$\underline{S}_h$	Vertimento mínimo do reservatório da usina h [m ³ /s];
$\overline{V}_h$	Volume máximo do reservatório da usina h [hm ³];
$\underline{V}_h$	Volume mínimo do reservatório da usina h [hm ³];
V_h^{meta}	Meta de volume final do reservatório da usina h [hm ³];
V_h^{ini}	Volume inicial do reservatório da usina h [hm ³];
$V_{h(m-1)}$	Volume do reservatório da usina h no período $(m - 1)$ [hm ³];
Z_h^{EF}	Cota efetiva do reservatório da usina h [m];
α_h	Presença de reservatório na usina h [1/0];
π_ω	Probabilidade de ocorrência do cenário ω [%];
η_h	Coefficiente de produtibilidade da usina h [MW/m ³ /s/m];
$\Psi_{hk\omega}$	Vazão afluente à usina h no período k no cenário ω [m ³ /s].

Variáveis

$p_{hk\omega}^H$	Potência gerada pela usina hidrelétrica h no período k e cenário ω [MW];
$p_{tk\omega}^T$	Potência gerada pela usina termelétrica t no período k e cenário ω [MW];
$q_{hk\omega}$	Vazão turbinada da usina h no período k e cenário ω [m ³ /s];
$s_{hk\omega}$	Vertimento da usina h no período k e cenário ω [m ³ /s];
$u_{hk\omega}$	Defluência total da usina h no período k e cenário ω [m ³ /s];
$v_{hk\omega}$	Volume da usina h no período k e cenário ω [hm ³];
μ_m	Variável dual de preço da energia do sistema no período m [\$/MWh].

5.2 Estrutura de Tomada de Decisão

No modelo de PEEDEJR aqui proposto, busca-se solucionar o problema de planejamento energético multi-estágio por meio de uma sequência de problemas de otimização estocástica em dois estágios, os quais utilizam uma dinâmica de movimento sequencial para frente nos períodos de planejamento. Esta dinâmica é do tipo janela regressiva, em que o último período (N_K) é fixo, e cada problema sequencial definido resolve um problema de otimização em dois estágios que se inicia no período m e termina no período N_K , em que em cada iteração os valores sequenciais de m vão de 1 até o último período (N_K). Assim, a solução completa do modelo de PEEDEJR envolve a resolução de N_K problemas de otimização estocástica em dois estágios. Cada iteração resolve um destes problemas em dois estágios, o qual é formulado de modo que as decisões do primeiro estágio são do tipo *here-and-now* (decisões que independem da realização do cenário) e as decisões de segundo estágio são do tipo *wait-and-see* (decisão que dependem da realização do cenário, i.e. existe uma decisão para cada cenário).

No modelo em dois estágios proposto, considera-se que as decisões *here-and-now* calculadas no primeiro estágio são a potência gerada por cada usina hidrelétrica h em cada período k , para o cenário ω , dada por $p_{hk\omega}^H$, a potência gerada por cada usina termelétrica t em cada período k , para o cenário ω , dada por $p_{tk\omega}^T$, a vazão turbinada por cada usina hidrelétrica h em cada período k , para o cenário ω , dada por $q_{hk\omega}$ e o volume de cada usina hidrelétrica h em cada período k , para o cenário ω , dado por $v_{hk\omega}$. Da mesma forma, calculam-se as decisões de primeiro estágio para a defluência $u_{hk\omega}$ e o vertimento $s_{hk\omega}$. Assim, no primeiro estágio, todas estas decisões são calculadas com valores que são independentes dos cenários utilizados. Já no segundo estágio, obtêm-se as decisões futuras dessas variáveis para cada cenário ω . Esta estrutura de decisão é mostrada na Figura 5.1.

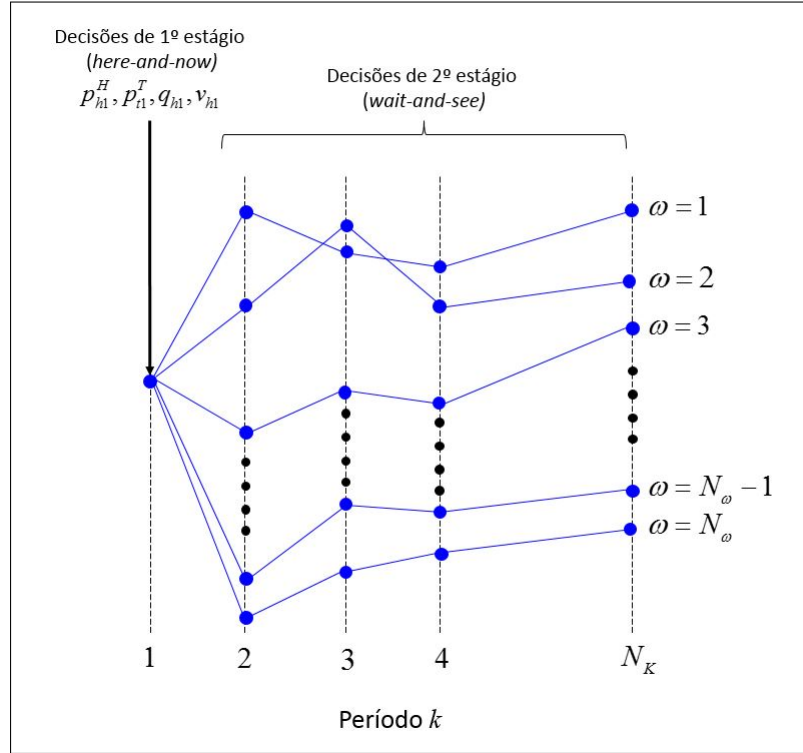
Nota-se na Figura 5.1 que as decisões de primeiro estágio não dependem do cenário ω , ou seja, que as variáveis de decisão $p_{h1}^H, p_{t1}^T, q_{h1}, v_{h1}$ do primeiro estágio (i.e. para o período 1 na figura) não possuem o sub-índice ω . Em formulações baseadas em cenário, em geral todas as variáveis de decisão são dependentes de ω . Assim, para forçar que as variáveis $p_{h1\omega}^H, p_{t1\omega}^T, q_{h1\omega}, v_{h1\omega}$ do período 1 tenham um único valor, independente de ω , adotam-se as chamadas restrições de não antecipatividade (CONEJO; CARRIÓN; MORALES, 2010) para cada uma destas variáveis, as quais garantem que as decisões em todos os cenários serão idênticas, conforme dado em (5.1)–(5.4):

$$p_{h11}^H = p_{h12}^H = \dots = p_{h1N_\Omega}^H, \forall h \in H \quad (5.1)$$

$$p_{t11}^T = p_{t12}^T = \dots = p_{t1N_\Omega}^T, \forall t \in T \quad (5.2)$$

$$q_{h11} = q_{h12} = \dots = q_{h1N_\Omega}, \forall h \in H \quad (5.3)$$

Figura 5.1 – Estrutura de tomada de decisão em dois estágios para o problema de planejamento energético.



Fonte: autoria própria.

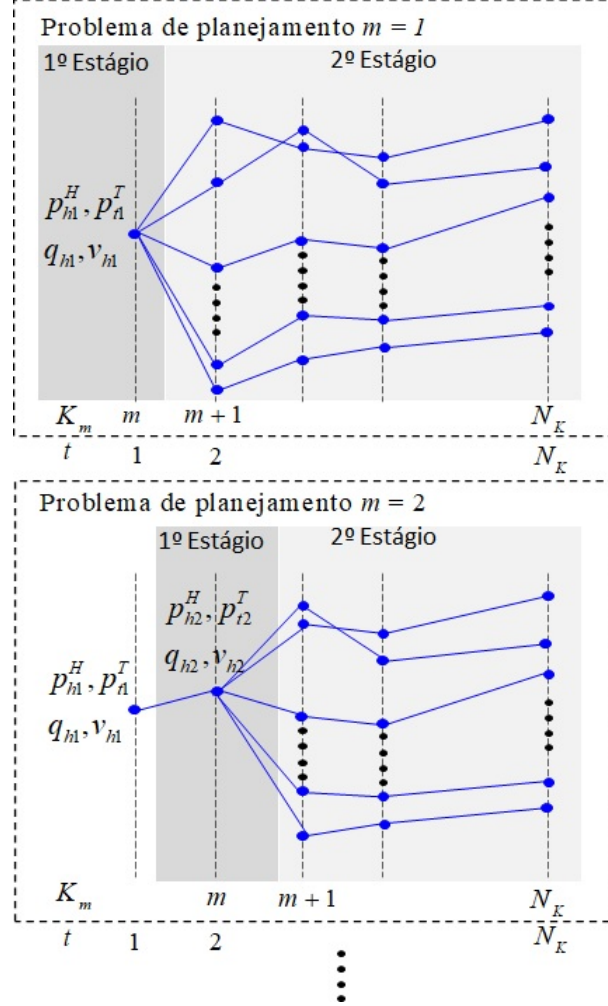
$$v_{h11} = v_{h12} = \dots = v_{h1N_K}, \forall h \in H. \quad (5.4)$$

Com o artifício da introdução das restrições de não antecipatividade, as variáveis de primeiro estágio passam a ser definidas de forma única, independentemente do cenário. Assim, estas restrições são fundamentais para a construção lógica da metodologia de solução. Destaca-se que as variáveis de primeiro estágio são as únicas que efetivamente são consideradas decisões (i.e. as únicas que serão efetivamente implementadas no sistema), sendo que as variáveis de segundo estágio, são utilizadas apenas para que as decisões tomadas efetivamente no primeiro estágio levem em conta todos os cenários possíveis para as vazões afluentes, e todas as possíveis decisões futuras associadas a elas.

O problema de planejamento energético cuja estrutura é mostrada na Figura 5.1 é resolvido N_K vezes, compondo uma sequência de problemas de otimização em dois estágios, resolvidos de forma interligada, cujo objetivo é capturar a dinâmica do problema. Estes problemas em dois estágios são aqui denominados problema de planejamento m . Assim, cada iteração do método está associada a um problema de planejamento m e a quantidade de iterações é dada por N_K . A interligação (dinâmica) entre os consecutivos problemas de aquisição m garante que as decisões já tomadas sejam consideradas nas próximas iterações, por meio das restrições dinâmicas envolvendo o balanço de massa de

água, conforme descrito em seção a seguir. Essa dinâmica está descrita na Figura 5.2.

Figura 5.2 – Estrutura geral de tomada de decisão: dinâmica do problema de planejamento energético.



Fonte: autoria própria.

Nota-se que para o problema de otimização $m = 1$, em que o conjunto de períodos é dado por $K_m = m, \dots, N_K$ (para $m = 1$), calculam-se as decisões *here-and-now* $p_{h1}^H, p_{h1}^T, q_{h1}, v_{h1}$, enquanto que para o de otimização $m = 2$ calculam-se as decisões *here-and-now* $p_{h2}^H, p_{h2}^T, q_{h2}, v_{h2}$, e assim sucessivamente. Ao final do algoritmo, todas as decisões *here-and-now* terão sido efetivamente calculadas, juntamente com as demais variáveis dependentes associadas a tais decisões, as quais devem ser registradas no decorrer da solução do algoritmo.

5.3 Função objetivo

Nas abordagens de planejamento tradicional, o custo variável de operação do sistema hidrotérmico está associado apenas ao combustível empregado na geração termelétrica,

desconsiderando, assim, qualquer custo de operação relacionado à geração hidrelétrica. Em decorrência disso, o custo da operação do sistema hidrotérmico é dado pelo custo da complementação termelétrica em todo o horizonte de planejamento $K_m = m, \dots, N_K$.

Na abordagem estocástica proposta, a função objetivo do problema de otimização, que deve ser parametrizada em m e dada por $S(m)$, baseia-se na minimização da esperança matemática do custo de combustíveis, dado em função da potência termelétrica despachada, $p_{tk\omega}^T$, para toda usina termelétrica $t \in T$, todo período $k \in K_m$ e todo cenário $\omega \in \Omega$. Os coeficientes A_t , B_t e C_t descrevem a curva característica de custo de cada termelétrica t . Assim, os custos de combustíveis orientam a tomada de decisão no modelo de planejamento energético tradicional. O parâmetro π_ω representa a probabilidade de ocorrência do cenário ω , ponderando, desta forma, a influência de cada cenário na composição do custo total do sistema.

$$S(m) = \text{Min} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega \left(\sum_{t \in T} \sum_{k \in K_m} A_t (p_{tk\omega}^T)^2 + B_t p_{tk\omega}^T + C_t \right). \quad (5.5)$$

5.4 Restrições

As restrições do modelo de PEEDEJR compreendem as condições físicas e operativas que devem ser atendidas e envolvem basicamente as seguintes restrições: limites associados à geração hidrotérmica, a dinâmica dos reservatórios do sistema, o atendimento da demanda do sistema em cada período e, por fim, as restrições de não antecipatividade, já comentadas, necessárias à definição das variáveis *here-and-now*.

Limites na Potência Gerada das Usinas

As restrições (5.6) e (5.7) dizem respeito à canalização nas variáveis de despacho de potência do sistema das usinas hidrelétricas e termelétricas, respectivamente:

$$\underline{P}_h \leq p_{hk\omega}^H \leq \overline{P}_h, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (5.6)$$

$$\underline{P}_t \leq p_{tk\omega}^T \leq \overline{P}_t, \forall t \in T, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.7)$$

Restrições Hidráulicas

As restrições de (5.8) a (5.10) limitam inferior e superiormente as variáveis de decisão do problema relativas à dinâmica hidráulica das usinas hidrelétricas. A restrição (5.11) descreve matematicamente a defluência total de uma usina h como a soma das vazões turbinadas e vertidas, conforme ilustrado na Figura (2.1). A restrição (5.12) define a função

de produção para uma usina h do sistema, dada como uma função linear da turbinagem q da mesma. Em formulações mais detalhadas, utilizadas em modelos de curto prazo, a função de produção é formulada de modo mais preciso, considerando-se alturas de queda líquidas variáveis, o que torna o modelo não linear ainda mais complexo. Entretanto, em estudos de planejamento energético de médio/longo prazo, é comum adotar-se a formulação linear simplificada para a função de produção.

O balanço de águas nos reservatórios do sistema é descrito pelas restrições (5.13) a (5.16). As três primeiras restrições deste grupo dizem respeito à conexão intertemporal entre os reservatórios do sistema e também à interconexão entre o problema de planejamento da iteração atual m e o problema de planejamento da iteração anterior $m - 1$. É por meio destas restrições que as decisões calculadas no problema de planejamento $m - 1$ anterior são efetivamente utilizadas na solução do problema m . Nota-se na dinâmica de solução dos problemas, que na restrição (5.13), definida para o período $k = m$, a dinâmica considera os valores constantes de volume dos reservatórios $V_{h(m-1)}$ calculados no problema planejamento da iteração $m - 1$. Na restrição (5.14), definida para os demais períodos $k \neq m$, esta interligação entre os problemas de planejamento não é necessária, e somente a conexão intertemporal entre os reservatórios é representada. Já a restrição (5.15), define a dinâmica para o primeiro período do problema, a partir dos volumes iniciais V_h^{ini} constantes em cada reservatório. Nas restrições (5.13), (5.14) e (5.15) verifica-se a presença da estocasticidade associada às afluências incrementais, representadas pela variável estocástica Ψ_{hkw} , relativas aos leques de cenários gerados a partir de registros históricos de afluências observadas em cada reservatório h . A quarta e última destas restrições garante que ao final do horizonte de planejamento o volume v no reservatório de cada usina h seja maior ou igual à meta de volume final previamente definida par este reservatório, representada por V_h^{meta} .

$$\underline{V}_h \leq v_{hkw} \leq \bar{V}_h, h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (5.8)$$

$$\underline{S}_h \leq s_{hkw} \leq \bar{S}_h, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (5.9)$$

$$\underline{Q}_h \leq q_{hkw} \leq \bar{Q}_h, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (5.10)$$

$$u_{hkw} = q_{hkw} + s_{hkw}, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (5.11)$$

$$p_{hkw}^H = \eta_h Z_h^{EF} q_{hkw}, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (5.12)$$

$$v_{hk\omega} = v_{h(k-1)\omega} + C \left(\Psi_{hk\omega} + \sum_{f \in F_h} u_{fk\omega} - u_{hk\omega} \right), \forall h \in H, \forall k \in K_m : k \neq m, \forall \omega \in \Omega \quad (5.13)$$

$$v_{hm\omega} = V_{h(m-1)} + C \left(\Psi_{hm\omega} + \sum_{f \in F_h} u_{fm\omega} - u_{hm\omega} \right), \forall h \in H, \forall m \in K_m : m \neq 1, \forall \omega \in \Omega \quad (5.14)$$

$$v_{h1\omega} = V_h^{ini} + C \left(\Psi_{h1\omega} + \sum_{f \in F_h} u_{f1\omega} - u_{h1\omega} \right), \forall h \in H, \forall \omega \in \Omega \quad (5.15)$$

$$v_{hk\omega} \geq V_h^{meta}, \forall h \in H : \alpha_h = 1, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.16)$$

Atendimento de Demanda

A restrição (5.17) descreve o balanço de potência do modelo. A função desta restrição é de estabelecer o equilíbrio de potência entre a soma das gerações hidrelétrica e termelétrica ($p_{hk\omega}^H$ e $p_{tk\omega}^T$) e a demanda P_{jk}^D em cada período e para cada cenário.

Os multiplicadores de Lagrange $\mu_{k\omega}$ associados a estas restrições definem os preços da energia do sistema em cada o período $k \in K_m$ e cada cenário $\omega \in \Omega$ de resolução do problema de otimização:

$$\sum_{h \in H} p_{hk\omega}^H + \sum_{t \in T} p_{tk\omega}^T = \sum_{j \in J} P_{jk}^D : (\mu_{k\omega}), \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega. \quad (5.17)$$

Condições de não-antecipatividade

Conforme descrito no Capítulo 4 acerca dos tratamentos das incertezas presentes no problema abordado neste trabalho, e visando a elaboração de uma política de operação ótima frente ao leque de cenários de afluências construídos, aplicam-se restrições de não-antecipatividade apenas para o período $k = m$, para as variáveis $p_{hm\omega}^H, p_{tm\omega}^T, q_{hm\omega}$ e $v_{hm\omega}$.

Para evitar um possível excesso de restrições deste tipo na formulação do modelo, não foram aplicadas estas condições a outras variáveis de decisão do modelo, tendo em vista a presença de outras restrições que já garantem a relação de unicidade de uma variável dado que outra foi decidida como única para um determinado período m .

$$p_{hm1}^H = p_{hm2}^H = \dots = p_{hmN_\Omega}^H, \forall h \in H \quad (5.18)$$

$$p_{tm1}^T = p_{tm2}^T = \cdots = p_{tmN_\Omega}^T, \forall t \in T \quad (5.19)$$

$$q_{hm1} = q_{hm2} = \cdots = q_{hmN_\Omega}, \forall h \in H \quad (5.20)$$

$$v_{hm1} = v_{hm2} = \cdots = v_{hmN_\Omega}, \forall h \in H. \quad (5.21)$$

6 MODELO PROPOSTO DE LEILÃO DE FUTUROS ESTOCÁSTICO EM DOIS ESTÁGIOS COM JANELA REGRESSIVA (LFEDEJR)

O principal objetivo desta dissertação consiste em propor uma nova abordagem para as diretrizes da política de tomada de decisão de um operador de sistema hidrotérmico em um ambiente de mercados de eletricidade, dando ênfase à livre concorrência entre os geradores e consumidores de um sistema hidrotérmico.

Para alcançar este objetivo, toma-se como base o modelo vigente utilizado no planejamento energético do Sistema Interligado Nacional (SIN), neste presente trabalho sendo representado pelo modelo de Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR) descrito no capítulo anterior. Sabe-se que o modelo de planejamento utilizado pelo setor elétrico no Brasil, utiliza uma formulação baseada na programação dinâmica estocástica dual (PDED) ([PEREIRA; PINTO, 1982](#); [PEREIRA; PINTO, 1983](#)) e que esta formulação e técnica de solução diferem do modelo PEEDEJR aqui proposto. Entretanto, ambos os modelos têm como objetivo a minimização da complementação termelétrica sujeita às restrições operativas do sistema hidrotérmico. Assim, as abordagens PDED e PEEDEJR diferem na forma de tratamento das incertezas associadas às vazões afluentes, porém têm fundamentalmente os mesmos objetivos e restrições.

Neste trabalho, argumenta-se que o modelo PDED utilizado pelo Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e o modelo de PEEDEJR proposto no capítulo anterior são inadequados para o planejamento energético em um ambiente de mercados. A razão fundamental que sustenta esta hipótese reside no fato de que em ambientes de mercados, todos os participantes envolvidos devem ter iguais oportunidades de produção e compra de energia no mercado, sem que haja discriminação associada a nenhum tipo de matriz energética. Assim, nos mercados de energia, é fundamental que as decisões de compra e venda de energia sejam pautadas pelos preços ofertados pelas companhias geradoras nos leilões de energia e não pelos custos de produção, os quais devem ser de responsabilidade das próprias companhias geradoras. Entretanto, como os modelos PDED e PEEDEJR buscam a minimização dos custos da complementação da geração termelétrica, independentemente de seus desejos de oferta de preço em um possível leilão, estes acabam por discriminar as

companhias com fontes de geração de origem termelétrica, reduzindo a sua produção na operação anual.

Outra deficiência associada aos modelos PDED e PEEDEJR diz respeito à falta de incentivos à concorrência associada a ambos. Se a minimização da complementação termelétrica é feita de forma centralizada por estes modelos, independentemente das ofertas dos geradores em um possível leilão de energia, não há espaço para a concorrência na oferta de preços entre os agentes. No caso do setor elétrico brasileiro, a concorrência se dá apenas no nível dos contratos bilaterais estabelecidos diretamente entre as companhias geradoras e consumidores não cativos, fora do ambiente de mercado organizado.

Em função das deficiências citadas acima, é necessário propor modelos de planejamento energético de médio/longo prazos específicos para o ambiente de mercados de energia. Neste trabalho, propõe-se um modelo de livre concorrência entre os agentes geradores e consumidores, formulado por meio de um modelo de leilão de futuros. No modelo de leilão proposto, as decisões operativas são orientadas não pela minimização dos custos de produção, mas pela maximização da chamada função de bem comum, ou bem estar social (do inglês *social welfare*), por meio da qual as decisões de alocação de geração são feitas com base nos preços ofertados pelos agentes geradores e consumidores no leilão de futuros. A função de bem comum tem sido tradicionalmente utilizada na modelagem de leilões de mercados do dia seguinte tanto para sistemas termelétricos (ARROYO; CONEJO, 2002; MOTTO et al., 2002; ARROYO; GALIANA, 2005) quanto para sistemas hidrotérmicos (PEREIRA et al., 2017) (BREGADIOLI et al., 2016). A ideia básica desta função é a alocação da produção/consumo dos agentes de forma proporcional aos preços ofertados. Para os geradores, quanto menores os preços ofertados, maiores os valores despachados, enquanto que para os consumidores, quanto maiores os preços de seus lances, maiores os valores de consumo despachados. No caso da função de bem comum, a concorrência ocorre tanto no ambiente de compra quanto de venda de energia. Além disso, as questões relacionadas à discriminação não estão presentes, pois a alocação é feita com base nos preços ofertados, os quais são decididos pelos agentes, de forma independente.

Do ponto de vista matemático, o modelo de leilão aqui proposto se assemelha muito ao modelo de PEEDEJR, já descrito. Entretanto versões baseadas em programação dinâmica estocástica dual, como a adotada no modelo PDED utilizado pelo setor elétrico brasileiro (ou mesmo por outras abordagens eventualmente utilizadas para o tratamento de incertezas), podem ser adaptadas de forma simples para representarem o modelo de leilão de futuros aqui proposto. Basicamente, a modificação proposta nos modelos de PE tradicionais diz respeito à alteração da função objetivo, que é substituída pela função de bem comum, e à inserção de algumas restrições econômicas lineares simples, que representam os blocos de ofertas dos geradores e lances dos consumidores no mercado. Todas as demais restrições operativas importantes para manter a confiabilidade e segurança

do sistema hidrotérmico, utilizadas nos modelos PEEDEJR e PDED, são mantidas no modelo de leilão de futuros, de modo a garantir a segurança operacional do sistema e sua coordenação com instâncias superiores e inferiores de planejamento.

Assim sendo, o modelo de leilão proposto não propõe alterações drásticas do ponto de vista matemático nos modelos de PE tradicionais. Ainda que o modelo de leilão proposto se diferencie dos modelos de PE tradicionais de uma forma sutil (i.e. basicamente só a função objetivo é alterada) ele impacta profundamente a política de operação econômica dos reservatórios, conforme será mostrado nos resultados dessa dissertação. Isto porque as decisões de geração e consumo não são mais orientadas pelos custos, mas pelas ofertas/lances fornecidos pelos agentes no leilão, o que faz com que o despacho e preços sejam consideravelmente impactados no sentido de promover a concorrência entre os agentes produtores e consumidores, concedendo a estes agentes um papel significativo na dinâmica do mercado.

Na modelagem do leilão de futuros aqui proposta, empregou-se a mesma técnica de tratamento de incertezas utilizada no modelo de PEEDEJR, por meio da formulação de um problema de otimização estocástica com leque de cenários, com janela regressiva. Assim, o modelo de leilão aqui proposto é denominada Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR). Este capítulo se dedica a descrever matematicamente o este modelo.

Em decorrência da proposital similaridade entre os modelos de LFEDEJR e PEEDEJR aqui discutidos, e na tentativa de não incorrer em repetições desnecessárias na descrição da modelagem, são suprimidas as discussões relacionadas as restrições associadas à geração hidrotérmica, às restrições hidráulicas e de não-antecipatividade. Além disso, destaca-se que a dinâmica em dois estágios descrita no capítulo anterior por meio das Figuras 5.1 e 5.2 para o modelo PEEDEJR, também são aqui adotadas para o modelo LFEDEJR. O foco das discussões neste capítulo envolve principalmente a nova perspectiva trazida pela função objetivo de maximização do bem comum (6.1) e as restrições econômicas, as quais não ocorrem na modelagem PEEDEJR.

Na Seção 6.1, descreve-se a nomenclatura utilizada na formulação do modelo LFEDEJR, detalhando seus conjuntos, índices, parâmetros e variáveis. Na Seção 6.2 descreve-se a função objetivo de bem comum proposta para o leilão de futuros. Na Seção 6.3 descrevem-se as restrições do modelo.

6.1 Nomenclatura

Conjuntos

B Blocos de lances dos consumidores;

F_h	Usinas hidrelétricas à montante de h ;
J	Consumidores;
K_m	Períodos para o problema de otimização $S(m)$;
Ω	Cenários de vazões afluentes;
O	Blocos de ofertas das unidades geradoras;
H	Usinas hidrelétricas;
T	Usinas termelétricas.

Índices

b	Lances dos consumidores $\{1, \dots, N_B\}$;
h	Usinas hidrelétricas $\{1, \dots, N_H\}$;
j	Consumidores $\{1, \dots, N_J\}$;
k	Períodos para o problema de otimização $S(m)$ $\{m, \dots, N_K\}$;
m	Períodos do problema de otimização $\{1, \dots, N_K\}$;
ω	Cenários de vazões afluentes $\{1, \dots, N_\Omega\}$;
o	Ofertas das unidades geradoras $\{1, \dots, N_O\}$;
t	Usinas termelétricas $\{1, \dots, N_T\}$.

Parâmetros

$\bar{E}_{hko}^H$	Montante da oferta da usina hidrelétrica h , no período k , bloco o [MW];
$\bar{E}_{tko}^T$	Montante da oferta da usina termelétrica t , no período k , bloco o [MW];
$\bar{E}_{jkb}^D$	Montante do lance do consumidor j , no período k , bloco b [MW];
$\bar{P}_h$	Potência máxima da usina hidrelétrica h [MW];
$\underline{P}_h$	Potência mínima da usina hidrelétrica h [MW];
$\bar{P}_t$	Potência máxima da usina termelétrica t [MW];
$\underline{P}_t$	Potência mínima da usina termelétrica t [MW];
$\bar{Q}_h$	Vazão turbinada máxima da usina h [m ³ /s];

$\underline{Q}_h$	Vazão turbinada mínima da usina h [m ³ /s];
$\overline{S}_h$	Vertimento máximo do reservatório da usina h [m ³ /s];
$\underline{S}_h$	Vertimento mínimo do reservatório da usina h [m ³ /s];
$\overline{V}_h$	Volume máximo do reservatório da usina h [hm ³];
$\underline{V}_h$	Volume mínimo do reservatório da usina h [hm ³];
V_h^{meta}	Meta de volume final do reservatório da usina h [hm ³];
V_h^{ini}	Volume inicial do reservatório da usina h [hm ³];
$V_{h(m-1)}$	Volume do reservatório da usina h no período $(m - 1)$ [hm ³];
Z_r^{EF}	Cota efetiva do reservatório da usina h [m];
α_h	Presença de reservatório na usina h [1/0];
π_ω	Probabilidade de ocorrência do cenário ω [%];
η_h	Coeficiente de produtibilidade da usina hidrelétrica h [MW/m ³ /s/m];
$\Psi_{hk\omega}$	Vazão afluente à usina h no período k no cenário ω [m ³ /s].
λ_{hko}^H	Preço da oferta da usina hidrelétrica h , no período k , bloco o [\$/MWh];
λ_{tko}^T	Preço da oferta da usina termelétrica t no período k , bloco o [\$/MWh];
λ_{jkb}^D	Preço do lance do consumidor j no período k , bloco b [\$/MWh].

Variáveis

$e_{hko\omega}^H$	Montante admitido no bloco o , da usina hidrelétrica h , no período k , e cenário ω [MW];
$e_{tko\omega}^T$	Montante admitido no bloco o , da usina termelétrica h , no período k , e cenário ω [MW];
$e_{jkb\omega}^D$	Montante admitido no bloco b , do consumidor j , no período k e cenário ω [MW];
$p_{hk\omega}^H$	Potência gerada pela usina hidrelétrica h no período k e cenário ω [MW];
$p_{tk\omega}^T$	Potência gerada pela usina termelétrica t no período k e cenário ω [MW];
$p_{jk\omega}^D$	Potência do consumidor j no período k e cenário ω [MW];
$v_{hk\omega}$	Volume da usina h no período k e cenário ω [hm ³];
$s_{hk\omega}$	Vertimento da usina h no período k e cenário ω [m ³ /s];
μ_m	Preço da energia do sistema no período m [\$/MWh].

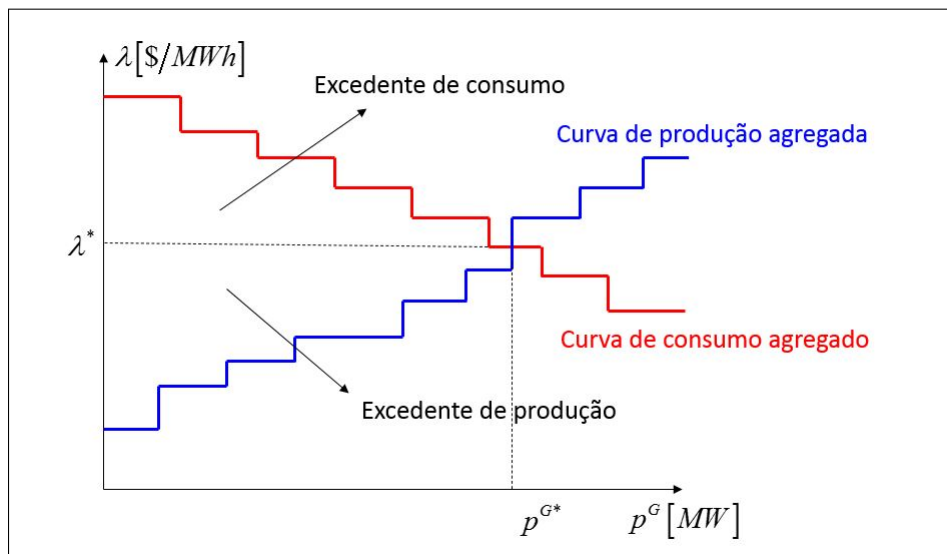
6.2 Função objetivo

A ideia central do modelo de LFEDEJR é descrita matematicamente na função objetivo de bem comum ou bem-estar social, dada em (6.1). O objetivo do modelo de leilão de futuros aqui proposto consiste na maximização da esperança matemática da função de bem comum, a qual se encontra parametrizada no problema de leilão iterativo m . A função objetivo é composta por dois termos: o lucro esperado obtido pelos consumidores e o lucro esperado obtido pelos geradores. Optou-se, entretanto, por uma representação expandida do segundo termo, através dos sobrescritos H , indicando a matriz hidrelétrica, e T , indicando a matriz termelétrica:

$$S(m) = \text{Max} \sum_{\omega \in \Omega} \pi_{\omega} \left(\sum_{j \in J} \sum_{k \in K_m} \sum_{b \in B} \lambda_{jkb}^D e_{jkb\omega}^D - \sum_{h \in H} \sum_{k \in K_m} \sum_{o \in O} \lambda_{hko}^H e_{hko\omega}^H - \sum_{t \in T} \sum_{k \in K_m} \sum_{o \in O} \lambda_{tko}^T e_{tko\omega}^T \right). \quad (6.1)$$

Graficamente, a função pode ser interpretada por meio da curva de produção agregada, construída a partir da reunião das ofertas de preço/quantidade feitas pelos geradores no leilão de futuros, em ordem crescente de preços de ofertas, e a curva de consumo agregado, construída a partir da agregação dos lances de preço/quantidade fornecidos pelos consumidores no leilão, em ordem decrescente de preço dos lances, conforme mostrado na Figura 6.1. Para os geradores hidrelétricos e termelétricos os preços são denotados em (6.1) por λ_{hko}^H e λ_{tko}^T , respectivamente, enquanto que para os consumidores os preços são denotados por λ_{jkb}^D . Os blocos de ofertas efetivamente despachados pelo algoritmo de leilão são denotados por $e_{hko\omega}^H$ e $e_{tko\omega}^T$ para os geradores hidrelétricos e termelétricos, respectivamente, e por $e_{jkb\omega}^D$ para os consumidores. Estes valores efetivamente despachados irão depender da “qualidade” das ofertas/lances fornecidos pelos agentes.

Figura 6.1 – Função objetivo de bem comum ou bem estar social.



Fonte: autoria própria.

O ponto em que as curvas se tocam na Figura 6.1 é o ponto de equilíbrio de mercado, em que ficam evidenciados a produção total de energia p^{G*} , efetivamente despachada no leilão, e o preço de equilíbrio de mercado λ^* , que corresponde ao preço de fechamento do mercado de futuros, utilizado para a compra e venda de toda a energia negociada neste mercado. A área superior destacada no gráfico é denominada de excedente de consumo, e denota o ganho econômico dos consumidores, uma vez que eles estavam dispostos a pagar valores maiores pela energia, mas acabam pagando um preço menor, dado por λ^* . A área inferior também destacada no gráfico é denominada de excedente de produção, e denota o ganho econômico dos geradores, uma vez que eles estavam dispostos a vender sua energia a valores menores mas acabam recebendo um preço maior por ela, também dado por λ^* . A somas das duas áreas é a função de bem comum.

Em suma, a função objetivo do modelo LFEDEJR busca maximizar a esperança matemática do bem comum, expresso por meio das ofertas/lances descritas no formato preço/quantidade e fornecidos por todos os agentes envolvidos no mercado. Por meio desta função, que agora orienta o planejamento energético, o operador incentiva a participação de geradores que forneçam preços mais baixos, e dos consumidores que forneçam preços mais altos. Entretanto, é importante destacar que todos os limites operacionais do sistema hidrotérmico que garantem a confiabilidade e segurança operacional devem ser considerados, conforme discutido na seção a seguir.

6.3 Restrições

Econômicas

As restrições de (6.2) a (6.7) representam o vínculo entre os aspectos econômicos do leilão de futuros com os aspectos de despacho de potência do modelo. A primeira restrição impõe que o montante de potência $e_{hko\omega}^H$, que representa a potência que deve ser aceita para o bloco o , ofertado pela usina hidrelétrica h no período k e cenário ω , deve ser limitado pelo quantidade $\bar{E}_{hko}^H$ ofertada por esta usina em cada bloco e cada período. As duas restrições seguintes são análogas, e limitam os montantes de potência aceitos pelas usinas termelétricas e pelos consumidores, respectivamente.

A restrição (6.5) descreve que a potência total $p_{hk\omega}^H$, que deve ser alocada para a usina h no período k e cenário ω , é dada pela somatória dos blocos $o \in O$ de potência efetivamente aceitos $e_{hko\omega}^H$ por esta usina. As duas restrições consecutivas, são análogas e descrevem as potência totais alocadas para as usinas termelétricas e para os consumidores, respectivamente. Em especial, as restrições (6.5)–(6.7) explicitam o vínculo entre o ambiente econômico, envolvendo ofertas/lances, e as potências efetivamente geradas ou consumidas

pelas usinas.

$$e_{hko\omega}^H \leq \bar{E}_{hko}^H, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall o \in O, \forall \omega \in \Omega \quad (6.2)$$

$$e_{tko\omega}^T \leq \bar{E}_{tko}^T, \forall t \in T, \forall k \in K_m, \forall o \in O, \forall \omega \in \Omega \quad (6.3)$$

$$e_{jkb\omega}^D \leq \bar{E}_{jkb}^D, \forall j \in J, \forall k \in K_m, \forall b \in B, \forall \omega \in \Omega \quad (6.4)$$

$$p_{hk\omega}^H = \sum_{o \in O} e_{hko\omega}^H, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.5)$$

$$p_{tk\omega}^T = \sum_{o \in O} e_{tko\omega}^T, \forall t \in T, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.6)$$

$$p_{jk\omega}^D = \sum_{b \in B} e_{jkb\omega}^D, \forall j \in J, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega. \quad (6.7)$$

Limites de Geração

As restrições envolvendo os limites de geração de potência nas usinas hidrelétricas e termelétricas são mostradas em (6.8)– (6.9), as quais são idênticas àquelas já descritas para o modelo PEEDEJR:

$$\underline{P}_h \leq p_{hk\omega}^H \leq \bar{P}_h, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.8)$$

$$\underline{P}_t \leq p_{tk\omega}^T \leq \bar{P}_t, \forall t \in T, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega. \quad (6.9)$$

Restrições Hidráulicas

As restrições envolvendo os limites físicos e operacionais relacionados às variáveis hidráulicas das usinas hidrelétricas são mostradas em (6.10)– (6.18), as quais são também idênticas àquelas já descritas para o modelo PEEDEJR:

$$\underline{V}_h \leq v_{hk\omega} \leq \bar{V}_h, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.10)$$

$$\underline{S}_h \leq s_{hk\omega} \leq \bar{S}_h, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.11)$$

$$\underline{Q}_h \leq q_{hk\omega} \leq \bar{Q}_h, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.12)$$

$$u_{hk\omega} = q_{hk\omega} + s_{hk\omega}, \forall h \in H, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.13)$$

$$p_{hk\omega}^H = \eta_h Z_h^{EF} q_{hk\omega}, \forall h \in H, \forall h \in U_h, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.14)$$

$$v_{hk\omega} = v_{h(k-1)\omega} + C \left(\Psi_{hk\omega} + \sum_{f \in F_h} u_{fk\omega} - u_{hk\omega} \right), \forall h \in H, \forall k \in K_m : k \neq m, \forall \omega \in \Omega \quad (6.15)$$

$$v_{hm\omega} = V_{h(m-1)} + C \left(\Psi_{hm\omega} + \sum_{f \in F_h} u_{fm\omega} - u_{hm\omega} \right), \forall h \in H, \forall \omega \in \Omega \quad (6.16)$$

$$v_{h1\omega} = V_h^{ini} + C \left(\Psi_{h1\omega} + \sum_{f \in F_h} u_{f1\omega} - u_{h1\omega} \right), \forall h \in H, \forall \omega \in \Omega \quad (6.17)$$

$$v_{hk\omega} \geq V_h^{meta}, \forall h \in H : \alpha_h = 1, \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega. \quad (6.18)$$

Atendimento de demanda

A restrição de atendimento de demanda no modelo LFEDEJR difere-se sutilmente da mesma descrita no modelo PEEDEJR. A diferença consiste no lado direito da igualdade, referente à demanda. Anteriormente, na restrição (5.17), a demanda do sistema é considerada um parâmetro estático do modelo, sendo atendida, obrigatoriamente, em sua totalidade. Dentro do ambiente de leilão ocorre, por outro lado, a concorrência dentro do segmento de consumo, sendo plenamente possível um lance de compra não ser aceito integralmente pelo operador, uma vez que esse deve estar sujeito à análise e comparação de preços com seus concorrentes. Portanto, desta forma, fomenta-se um comportamento de majoração nos preços dos lances de compra de energia, aumentando a chance de que o bloco em questão seja aceito.

$$\sum_{h \in H} p_{hk\omega}^H + \sum_{t \in T} p_{tk\omega}^T = \sum_{j \in J} p_{jk\omega}^D : (\mu_m), \forall k \in K_m, \forall \omega \in \Omega. \quad (6.19)$$

Restrições de não-antecipatividade

As restrições de não antecipatividade, dadas de (6.20) a (6.23), têm, no modelo LFEDEJR, a mesma função já descrita para o modelo PEEDEJR, e são também idênticas às restrições descritas para aquele modelo.

$$p_{hm1}^H = p_{hm2}^H = \dots = p_{hmN_\Omega}^H, \forall h \in H \quad (6.20)$$

$$p_{tm1}^T = p_{tm2}^T = \dots = p_{tmN_\Omega}^T, \forall t \in T \quad (6.21)$$

$$q_{hm1} = q_{hm2} = \dots = q_{hmN_\Omega}, \forall h \in H \quad (6.22)$$

$$v_{hm1} = v_{hm2} = \dots = v_{hmN_\Omega}, \forall h \in H. \quad (6.23)$$

Finalmente, o modelo LFEDER, dado de (6.1) a (6.23), busca a maximização do bem comum, porém leva em conta as mesmas restrições que garantem a segurança e confiabilidade da operação dos sistemas hidrotérmicos. No capítulo de resultados a seguir, mostram-se as diferenças das políticas operativas calculadas pelos modelos de leilão e de planejamento energético tradicional, destacando-se a viabilidade de implantação de mercados de futuros dessa natureza em sistemas hidrotérmicos.

7 RESULTADOS NUMÉRICOS

Neste capítulo são apresentados os dados relativos ao sistema hidrotérmico utilizado para implementação computacional dos modelos, as soluções obtidas do modelo de Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR) (Capítulo 5) e a avaliação de diferentes estratégias de lances para usinas hidrelétricas participantes de um Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR) (Capítulo 6).

A Seção 7.1 deste capítulo é dedicada ao detalhamento dos dados relacionados à geração do sistema hidrotérmico estudado, bem como dos cenários de histórico de afluições incidentes na cabeceira dos reservatórios.

Na seção 7.2, analisam-se os resultados obtidos para o planejamento energético deste sistema hidrotérmico, modelado segundo a formulação PEEDEJR descrita no Capítulo 5. Na Seção 7.3 analisam-se os resultados obtidos pelo modelo de leilão de futuros descrito conforme formulação LFEDEJR detalhada no Capítulo 6. Para avaliar possíveis estratégias de ofertas das companhias geradoras no leilão, inicialmente toma-se como referência os preços obtidos na solução do modelo de planejamento PEEDEJR. A partir dessa referência de preços, são avaliadas diferentes estruturas para a composição de ofertas estratégicas das usinas hidrelétricas dentro do ambiente de leilão, sendo que a factibilidade e o desempenho do sistema para estratégia é analisado. As estruturas de ofertas estratégicas consideradas para as usinas hidrelétricas são as seguintes: i) ofertas a preços nulos, ii) ofertas moduladas segundo a afluição na cabeceira dos reservatórios das usinas, iii) ofertas diretamente proporcionais à quantidade de potência demandada e, por fim, iv) ofertas moduladas de acordo com os preços de energia obtidos do modelo de PEEDEJR.

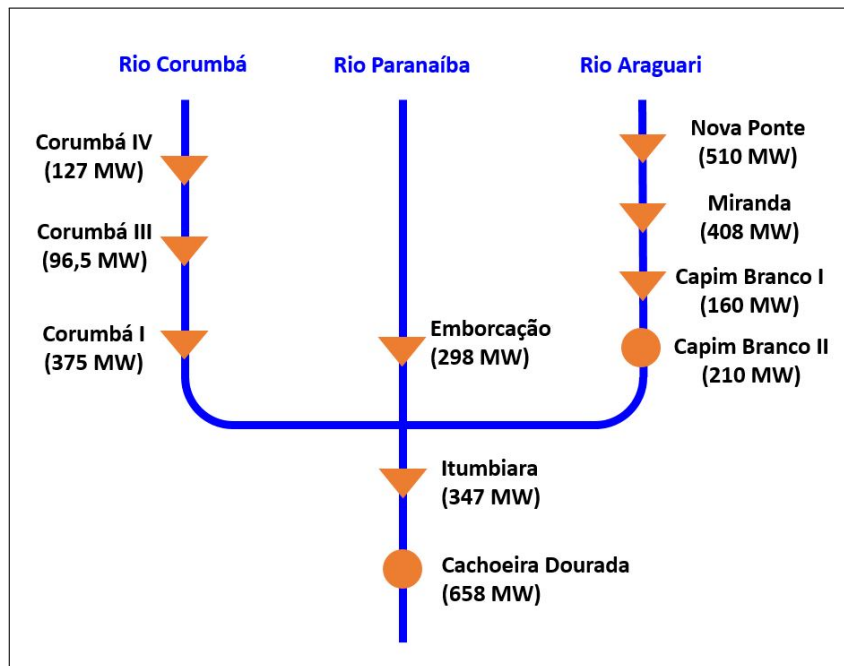
O objetivo destas seções dedicadas aos resultados de cada modelo consiste em apresentar análises qualitativas e quantitativas acerca dos três principais aspectos de uma política operativa em sistemas hidrotérmicos: a representação da dinâmica hidráulica, desempenho econômico e balanço energético.

Todos os problemas de otimização presentes neste trabalho foram implementados em linguagem *OPL (Optimization Programming Language)* no *software* IBM ILOG CPLEX Optimization versão 12.6 (IBM, 2022). Os *scripts* das modelagens anteriormente citadas foram executados em um computador equipado com processador Intel i7 5ª Geração de 2,40 GHz e memória RAM de 8 GB. Os gráficos a seguir foram gerados através das simulações realizadas pelo próprio autor, por conta disso foi suspensa a apresentação da informação da fonte das figuras para este capítulo.

7.1 Dados do sistema utilizado

As simulações deste trabalho foram realizadas adotando-se uma discretização de 48 períodos, representando o número de semanas presentes em um ano. O sistema utilizado para a obtenção de resultados numéricos foi construído com base em informações de sistemas reais. O sistema final, entretanto, é fictício, ainda que adotados, majoritariamente, parâmetros viáveis na prática. Tomou-se como base as cascatas hidráulicas associadas aos rios Araguari, Corumbá e Paranaíba, conforme mostrado na Figura 7.1:

Figura 7.1 – Cascata hidráulica representando os rios Araguari, Corumbá e Paranaíba pertencentes ao SIN. Adaptado de [ONS \(2022\)](#).



Foram consideradas as seguintes unidades geradoras em cada usina: apenas uma unidade geradora para a usina de Emborcação; duas unidades para Itumbiara e duas para Capim Branco I, de modo que as potências destas usinas estivessem na mesma ordem de grandeza dos valores de potência nominais dados para as termelétricas correspondentes adaptadas de ([BASU, 2011](#)). As demais usinas hidrelétricas tiveram suas unidades consideradas em sua totalidade. Os dados referentes às duas usinas termelétricas componentes do sistema estão listados na Tabela 7.1, em que são mostrados os limites máximos e mínimos de geração ($\overline{P}_t$ e $\underline{P}_t$) e os coeficientes (A_t , B_t e C_t) da função de custo quadrático de combustíveis.

O perfil de carga no SIN para o ano de 2019 foi a referência utilizada para a modulação da demanda do sistema hidrotérmico em questão ([ONS, 2022](#)). A adoção deste ano como referência para o sistema é justificada pela ausência de efeitos de redução de carga notados a partir do ano de 2020 em todo o mundo, em função da pandemia de

Tabela 7.1 – Dados das usinas termelétricas extraídos de Basu (2011).

Termelétrica	$\bar{P}_t$ [MW]	$\underline{P}_t$ [MW]	A_t [\$/(MW) ² h]	B_t [\$/MWh]	C_t [\$/h]
1	150	0	0,035	38,31	1243,53
2	310	0	0,021	36,33	1658,57

covid-19. Os dados relativos à demanda estão dispostos graficamente na Figura 7.2 e numericamente detalhados na Tabela 7.2 para cada mês daquele ano.

Figura 7.2 – Demanda do sistema utilizado.

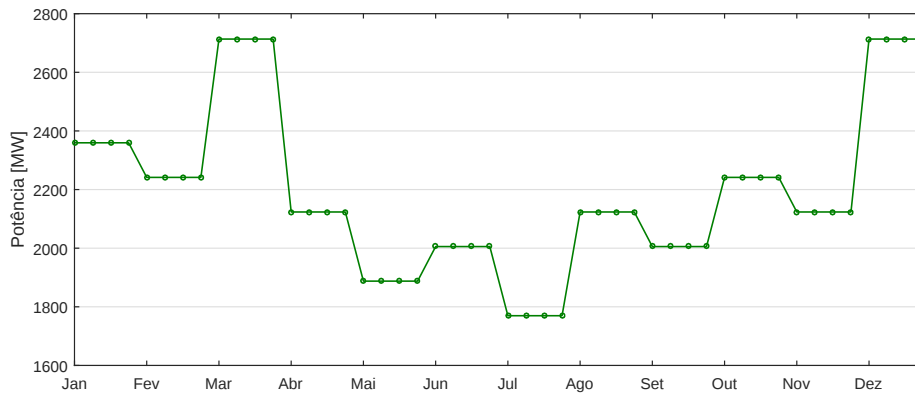


Tabela 7.2 – Demanda do sistema utilizado.

Mês	Demanda [MW]
Jan	2359,5
Fev	2241,5
Mar	2713,4
Abr	2123,5
Mai	1887,6
Jun	2005,5
Jul	1769,6
Ago	2123,5
Set	2005,5
Out	2241,5
Nov	2123,5
Dez	2713,4

A Tabela 7.3 mostra os dados referentes à geração hidráulica e aos reservatórios do sistema, sendo destacados: a potência máxima ($\bar{P}_h$), a vazão turbinada máxima ($\bar{Q}_h$), os limites mínimos e máximos do volume armazenado ($\underline{V}_h$ e $\bar{V}_h$), o volume inicial (V_h^{ini}) e a meta de volume final V_h^{meta} do reservatório de cada usina h . Também são mostrados a altura de queda efetiva (Z_h^{efe}), o vertimento máximo ($\bar{S}_h$), a produtibilidade (η_h) e o tipo de cada usina (adota-se 1 para usinas de reservatório e 0 para usinas fio d'água). Assumiu-se que os volumes iniciais são os mesmos constatados em janeiro de 2019 para

cada reservatório. Os dados referentes às metas dos volumes de água nos reservatórios são mostrados nas tabelas abaixo. As metas foram estabelecidas de tal forma que as usinas hidrelétricas de reservatório apresentem ao final do período um volume útil mínimo de 20%. As usinas de tipo fio-d'água não devem estar sujeitas a esta restrição, visto que sua função é de plena geração, e não regulação e armazenamento do nível de água da cascata. Este conjunto de dados encontra-se em (CICOGNA, 2019).

Tabela 7.3 – Limites operacionais mínimos e máximos associados aos reservatórios.

Usina	$\bar{P}_h$ [MW]	$\bar{Q}_h$ [m ³ /s]	$\bar{V}_h$ [hm ³]	$\bar{V}_h$ [hm ³]	V_h^{ini} [hm ³]	V_h^{meta} [hm ³]
Corumbá IV	127	208	2.916,74	3.833,63	3.177,77	3.100,12
Corumbá III	96,4	278	683,29	942,99	752,24	735,23
Corumbá I	375	570	471,55	1.496,44	888,06	676,53
Emborcação	298	262	4.669	17.724,72	8.047,82	7.280,14
Nova Ponte	510	576	2.412	12.792	4.945,75	4.488
Miranda	408	675	974,40	1.120	1.092,90	1.003,52
C. Branco I	160	330	228,27	241,13	236,47	230,84
C. Branco II	210	537	859,63	872,83	859,63	–
Itumbiara	694	980	4.573	17.027	7.743,78	7.063,80
C. Dourada	658	2.513	301,81	522,68	310,81	–

Usina	Z_h^{efe} [m]	$\bar{S}_h$ [m ³ /s]	η_h [MW/m ³ /s/m]	α_h 1/0
Corumbá IV	66,76	624	0,009123	1
Corumbá III	38,20	834	0,009086	1
Corumbá I	73,50	1.710	0,008928	1
Emborcação	130,30	3.141	0,008731	1
Nova Ponte	96	1.728	0,009223	1
Miranda	66,40	2.025	0,009116	1
C. Branco I	55	1.485	0,008829	1
C. Branco II	44,40	1.610	0,008829	0
Itumbiara	80,20	8.820	0,008829	1
C. Dourada	30	7.539	0,008730	0

A Tabela 7.4 mostra os nove cenários ω adotados para as vazões afluentes à usina Nova Ponte, sendo que cada um destes cenários foi calculado adotando-se a média das décadas de 1930 ($\omega = 1$) a 2010 ($\omega = 9$). Para as quatro primeiras semanas de simulação e para o primeiro cenário de afluições, a afluição em Nova Ponte é igual a 585 m³/s. Os dados relacionados às demais usinas encontram-se em (CICOGNA, 2019). Uma constante de conversão C foi utilizada para que dados disponíveis em m³/s fossem transformados em hm³, dessa forma se tornando compatível com os demais dados do problema. O valor desta constante é 0,6570 e está presente nas restrições 5.13, 5.14, 6.15 e 6.16.

Tabela 7.4 – Cenários de vazões afluentes à usina Nova Ponte extraídos de (CICOGNA, 2019).

ω	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
1	585	902	1013	770	429	277	253	219	212	218	231	301
2	567	670	510	358	247	225	191	147	117	175	226	444
3	855	704	507	465	301	231	207	159	146	172	201	395
4	495	362	369	294	221	127	109	89	100	130	117	145
5	625	715	642	686	417	254	187	163	93	135	165	279
6	285	185	542	386	238	161	146	111	93	97	132	215
7	385	133	236	291	195	174	129	99	89	126	248	426
8	505	346	357	278	168	144	136	97	80	91	135	363
9	545	566	249	210	182	154	114	101	81	91	171	209

7.2 Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR)

O sistema hidrotérmico descrito anteriormente foi utilizado para o planejamento energético de médio prazo de sistemas hidrotérmicos, realizado por meio dos modelos aqui propostos e discutidos. O primeiro deles é o modelo de Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR), cujos resultados são descritos a seguir.

Análise do balanço energético

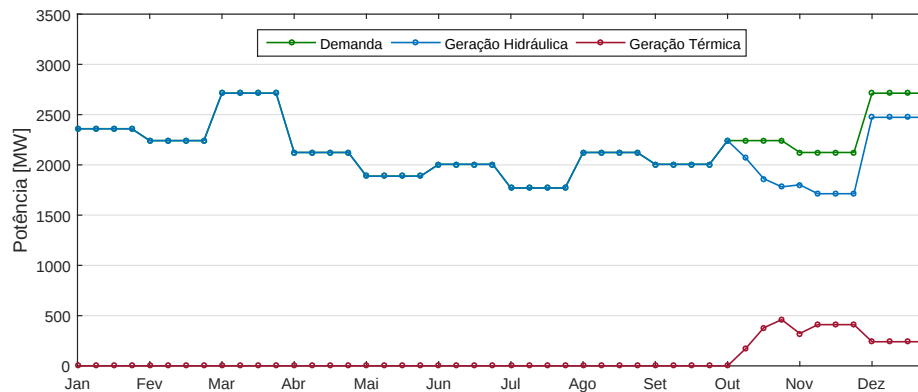
As variáveis de geração termelétrica e de geração hidráulica obtidas pelo PEEDEJR estão dispostas na Figura 7.3, juntamente da demanda do sistema descrita anteriormente na Figura 7.2. Durante o período de simulação proposto de janeiro a dezembro, discretizado semanalmente, nota-se o pleno atendimento da demanda por parte da geração hidráulica até o mês de outubro. A partir deste mês, ocorre o descolamento das curvas de demanda e geração hidráulica, caracterizando a subida gradual dos níveis de geração térmica para os próximos períodos.

O nível mais alto de geração térmica acontece na última semana do mês de outubro, quando a partir de então nota-se uma leve queda desses níveis até a estabilização em um patamar médio no mês de dezembro. Este comportamento da geração térmica pode ser justificado pelo aumento dos níveis de afluentes neste último trimestre do ano, aumentando a disponibilidade de água nos reservatórios e propiciando uma elevação nos níveis de geração hidráulica para o mês de dezembro.

Análise do despacho hidráulico

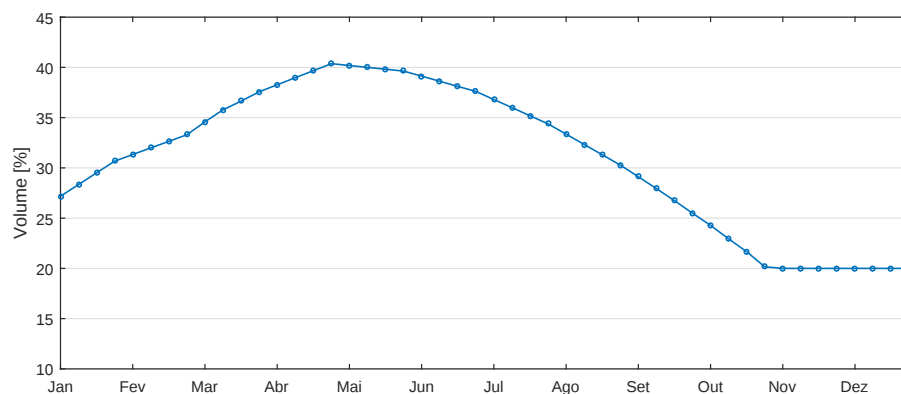
Associada à geração hidráulica vista na Figura 7.3, tem-se os níveis dos reservatórios de cada uma das usinas hidrelétricas calculados pelo modelo de PEEDEJR. Para

Figura 7.3 – Balanço entre geração e consumo de energia no PEEDEJR.



efeito de análise, mostra-se nesta figura o volume presente em um reservatório agregado, representando todos os reservatórios de uma só vez. A Figura 7.4 apresenta o resultado deste reservatório agregado do sistema e, por fim, o valor médio deste período de simulação (31,00%).

Figura 7.4 – Volume útil percentual no reservatório agregado obtido pelo modelo de PEEDEJR.



Nota-se para os meses de janeiro a abril um comportamento de acúmulo de água, reflexo das abundantes chuvas neste período do ano. O nível mais alto de armazenamento durante o período de simulação ocorreu no mês de abril, atingindo a marca de 40,37% do volume útil agregado. Nos meses de maio a outubro, tem-se o movimento oposto, o de queda no nível dos reservatórios, para a geração de energia. Ainda que a demanda de carga do sistema tenha sido plenamente atendida por parte da geração hidráulica, não houve reposição de água nos reservatórios através das afluentes para manutenção do volume alcançado em abril.

Nos últimos dois meses do ano observa-se um nível estagnado em 20% para o reservatório agregado do sistema. Este resultado está fortemente relacionado à restrição (5.16) de cumprimento de meta para os reservatórios, onde os volumes úteis finais devem ser igual ou superiores a esta margem de 20%. Por fim, dado a conjuntura do sistema, o

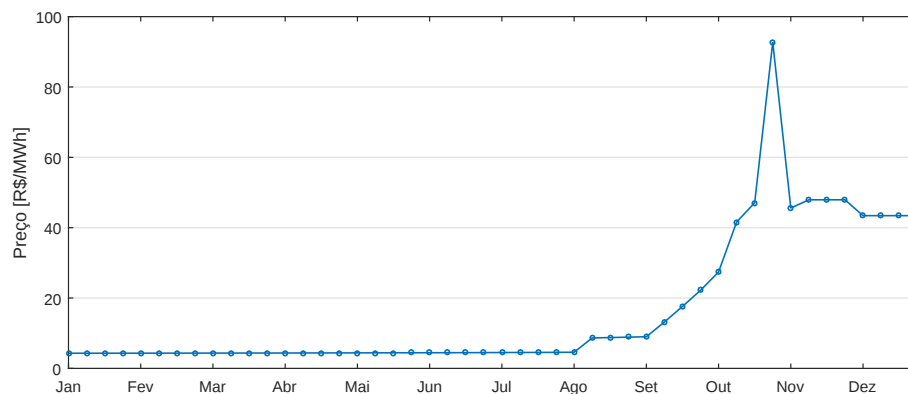
reservatório agregado apresentou uma média de 31% de volume útil para este período de simulação.

Análise de aspectos econômicos

A análise dos aspectos econômicos de uma política de despacho pode ser realizada sob diferentes perspectivas. As duas variáveis escolhidas para este trabalho foram o preço da energia do sistema e o custo de geração térmica total, grandezas essas retratadas nas figuras 7.5 e 7.6, respectivamente.

Define-se o preço de um sistema como sendo a variável dual associada à restrição de atendimento de demanda, equações (6.3) e (5.17). Em um sistema puramente de matriz termelétrica, e admitindo-se que nenhuma restrição de limite do sistema seja atingida, tem-se que o preço da energia deve ser igual ao custo marginal de operação (CMO) do último gerador a ser despachado pelo algoritmo de planejamento energético. Para sistemas hidrotérmicos, é possível notar a complexidade no processo de formação do preço de energia através da Figura 7.5. O confrontamento da curva de geração térmica vista na Figura 7.3 com a curva do preço do sistema não é o suficiente para a conclusão da análise. Nota-se que para a formação do preço neste tipo de sistema hidrotérmico há o impacto de diversas grandezas hidráulicas, tendo sido as mais influentes delas as vazões turbinadas máximas e as metas de volume dos reservatórios.

Figura 7.5 – Preço da energia calculado pelo modelo PEEDEJR.

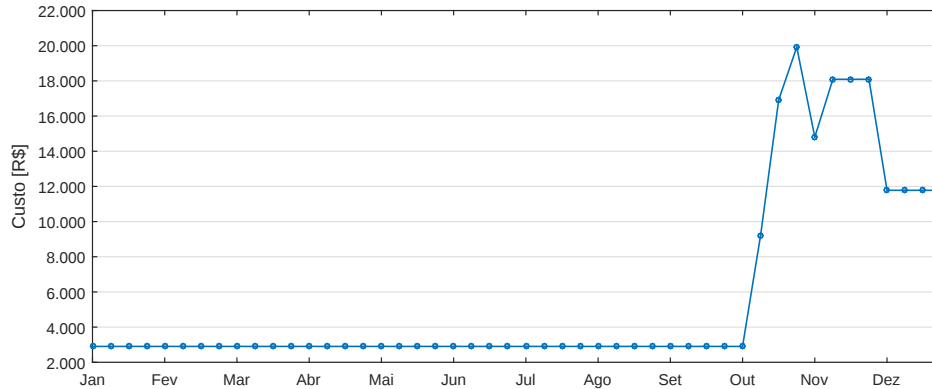


Analisando o caso simulado, percebe-se um preço parcialmente associado ao comportamento crescente da geração térmica a partir de outubro, apresentando um pico em torno dos R\$92,71/MWh, que está associado aos limites da variável de vazão turbinada da usina de Itumbiara neste mesmo período. O preço médio anual da energia para o modelo de PEEDEJR foi de R\$16,42/MWh para a conjuntura estabelecida.

O custo de geração de uma termelétrica é resultado direto da substituição das potências geradas calculadas pelo modelo PEEDEJR para cada termelétrica na função objetivo (5.5). A curva retratada na Figura 7.6 apresenta um comportamento semelhante

àquele obtido na curva de geração térmica, vista anteriormente. Isto porque, a única variável determinante para o cálculo do custo da geração é a quantidade de potência térmica naquele período. O gráfico apresenta um pico de valor mais alto de custo coincide com de custo para a simulação de R\$19.921,46, coincidindo com o pico de geração térmica de 460 MW encontrado na última semana de outubro.

Figura 7.6 – Custo da geração térmica calculado pelo modelo de PEEDEJR.



7.3 Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR)

Conforme visto na Seção 6, o modelo de Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR), apresenta como diferencial a combinação do aspecto hidráulico, presente no modelo de PEEDEJR, com o aspecto de autonomia econômica, em que agentes geradores são responsáveis por submeter o par potência/preço para que o operador possa ordenar esses lances adequadamente.

Assim, para que o modelo de leilão de futuros possa ser executado, é necessário estabelecer uma política estratégica de ofertas de potência/preço para as usinas. Na prática, cada usina é livre para oferecer uma política de ofertas que seja compatível com seus custos operacionais, e que seja suficiente para que a usina possa obter lucro no mercado de futuros. Nesta seção, são investigadas algumas estratégias que poderiam potencialmente ser adotadas pelas usinas hidrelétricas no leilão de futuros. Para cada estratégia adotada pelas usinas hidrelétricas, é apresentada uma tabela indicando os valores de potência/preço ofertados para cada uma das 48 semanas de simulação. Como forma de simplificação do problema e de estabelecer um terreno comum entre as simulações, fixaram-se as ofertas das usinas termelétricas de forma que a quantidade de potência ofertada fosse sempre constante e igual ao limite superior de geração, e os preços submetidos por esses agentes fossem dados pelo custo marginal de operação ($CMO_{t,k}$) para cada usina termelétrica t

em cada período k , no ponto de geração ótimo p_{tk}^{T*} , dado pelo problema de planejamento energético, conforme descrito em (7.1)

$$CMO_{t,k} = 2A_t p_{tk}^{T*} + B_t, \forall t \in T, \forall k \in K. \quad (7.1)$$

É importante destacar que, em uma operação prática de mercados de futuros, tanto as usinas termelétricas quanto hidrelétricas teriam total liberdade para a escolha de suas ofertas de quantidade/preço no mercado de futuros. Em geral, tanto para as usinas hidrelétricas como termelétricas devem ser utilizados modelos de cálculo de ofertas estratégicas em mercados de energia (BAKIRTZIS et al., 2007) (KARDAKOS; SIMO-GLOU; BAKIRTZIS, 2014) (CRUZ et al., 2016), os quais são problemas de otimização especificamente formulados de modo que estas usinas consigam maximizar seus lucros nestes mercados.

Com o objetivo de compor uma análise diversa sobre os resultados do modelo de LFEDEJR, estipularam-se diversas estratégias para as usinas hidrelétricas, conforme itemizado a seguir:

- **Ofertas a preços nulos:** Neste caso, as ofertas são feitas de forma que as usinas hidrelétricas oferecem a sua potência total disponível, porém a preço nulo. Apesar de não ser uma opção que as usinas hidrelétricas adotariam na prática, esta é uma situação teórica/hipotética em que se imagina que o custo de geração hidrelétrico é nulo. Uma oferta a preço nulo por parte da hidrelétrica caracterizaria uma oferta perfeita no ambiente de leilão, de modo que as hidrelétricas levariam ampla vantagem na venda de energia.

- **Ofertas moduladas pela afluência:** Neste caso, as ofertas são feitas pelas usinas hidrelétricas de modo que o perfil de preços semanais ofertados por estas usinas sigam o perfil das afluências anuais, porém com uma relação inversamente proporcional, pois sabe-se que os preços tendem a aumentar quando as afluências baixam, e vice-versa. Neste caso, são obtidas ofertas de preços individualizadas para cada usina hidrelétrica, dependendo das vazões que devem afluir aos seus reservatórios. Este critério se aproxima mais das estratégias comerciais vistas em mercados de eletricidade, onde as usinas precificam sua contribuição para o sistema conforme as expectativas de disponibilidade de água nos reservatórios para períodos futuros.

- **Ofertas moduladas pela demanda do sistema:** Neste caso, o perfil de preços semanais ofertados pelas usinas hidrelétricas seguem o perfil de demanda do sistema, isto é, em períodos de maior demanda as ofertas de preços são maiores, enquanto que em períodos de menor demanda os preços ofertados também são menores, seguindo a lei de oferta e procura, comum aos mercados, por meio da qual tem-se que quanto maior a procura (carga no sistema), maior será o valor de venda (oferta da geradora hidráulica) neste período. Apesar de a demanda ser um fator importante para a composição dos preços

de energia em mercados de eletricidade, sabe-se que em sistemas hidrotérmicos os preços possuem uma influência muito mais significativa dos níveis de vazões afluentes esperados aos reservatórios.

• **Ofertas moduladas pelos preços obtidos pelo modelo de PEEDEJR:**

Neste caso, o perfil de preços semanais ofertados pelas usinas hidrelétricas seguem o perfil dos preços semanais obtidos na solução de um problema de planejamento energético como, por exemplo, a solução do modelo de PEEDEJR. Assim, neste caso, dada a curva de preços de energia do sistema obtida pela solução do modelo PEEDEJR, retratada na Figura 7.5, as usinas hidrelétricas tomam como base o comportamento desta curva para a própria composição de seus preços ofertados ao mercado de futuros.

Conforme já discutido na seção anterior, para os estudos de caso envolvendo o modelo de PEEDEJR, os principais aspectos para a avaliação do problema de LFEDEJR também envolvem a análise do balanço energético resultante, do despacho hidráulico, através do volume útil agregado e dos aspectos econômicos, através dos preços do sistema e do custos de geração termelétrica. Estas análises são feitas a seguir, para cada uma das estratégias de ofertas descritas acima.

7.3.1 Ofertas a preços nulos

Nesta seção, investiga-se o modelo de LFEDEJR para situações em que os geradores hidrelétricos fornecem ofertas a preços nulos e os geradores termelétricos fornecem ofertas a preços dados pelos custos marginais de geração, obtidos do problema de planejamento energético tradicional. O objetivo geral deste caso consiste em comparar os resultados obtidos (i.e. para a programação da geração, a política de operação hidráulica e os aspectos econômicos) pelo modelo LFEDEJR com os resultados obtidos pelo planejamento energético tradicional.

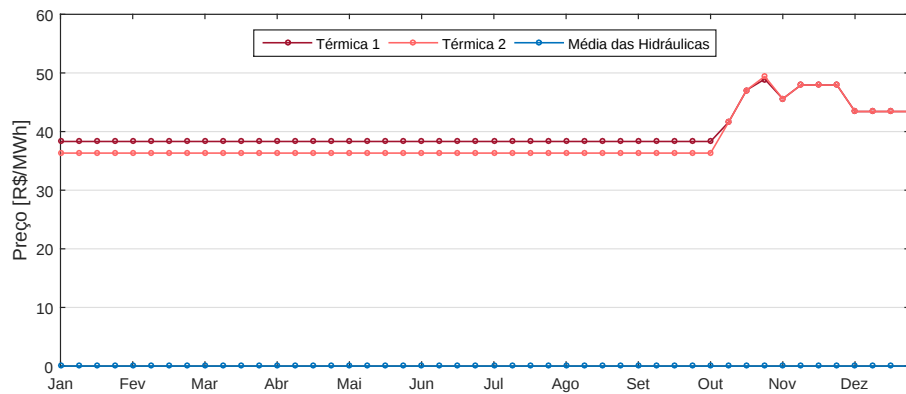
Dados de ofertas das usinas

De acordo com o exposto no início desta seção, a Tabela 7.5 mostra as ofertas de preços adotadas para as duas usinas termelétricas (λ_1^T e λ_2^T) e para todas as usinas hidrelétricas ($\lambda_{média}^H$) do sistema simulado. Conforme já destacado, os valores dos preços ofertados pelas usinas termelétricas mostrados nesta tabela são provenientes dos custos marginais de operação de cada usina, obtidos a partir da solução do modelo de PEEDEJR. Conforme também já discutido, as ofertas das usinas hidrelétricas são nulas em todos os períodos para este caso. A Figura 7.7 dispõe os dados de ofertas das usinas na forma gráfica para uma melhor visualização do comportamento dessas grandezas ao longo do tempo de simulação.

Tabela 7.5 – Ofertas a preços nulos no modelo de LFEDEJR [R\$/MWh].

Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{média}^H$	Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{média}^H$
1	38,31	36,33	0,00	25	38,31	36,33	0,00
2	38,31	36,33	0,00	26	38,31	36,33	0,00
3	38,31	36,33	0,00	27	38,31	36,33	0,00
4	38,31	36,33	0,00	28	38,31	36,33	0,00
5	38,31	36,33	0,00	29	38,31	36,33	0,00
6	38,31	36,33	0,00	30	38,31	36,33	0,00
7	38,31	36,33	0,00	31	38,31	36,33	0,00
8	38,31	36,33	0,00	32	38,31	36,33	0,00
9	38,31	36,33	0,00	33	38,31	36,33	0,00
10	38,31	36,33	0,00	34	38,31	36,33	0,00
11	38,31	36,33	0,00	35	38,31	36,33	0,00
12	38,31	36,33	0,00	36	38,31	36,33	0,00
13	38,31	36,33	0,00	37	38,31	36,33	0,00
14	38,31	36,33	0,00	38	41,61	41,61	0,00
15	38,31	36,33	0,00	39	47,09	47,09	0,00
16	38,31	36,33	0,00	40	48,94	49,42	0,00
17	38,31	36,33	0,00	41	45,59	45,59	0,00
18	38,31	36,33	0,00	42	47,93	47,93	0,00
19	38,31	36,33	0,00	43	47,93	47,93	0,00
20	38,31	36,33	0,00	44	47,93	47,93	0,00
21	38,31	36,33	0,00	45	43,42	43,42	0,00
22	38,31	36,33	0,00	46	43,42	43,42	0,00
23	38,31	36,33	0,00	47	43,42	43,42	0,00
24	38,31	36,33	0,00	48	43,42	43,42	0,00

Figura 7.7 – Lances dos geradores no LFEDEJR com ofertas a preços nulos.

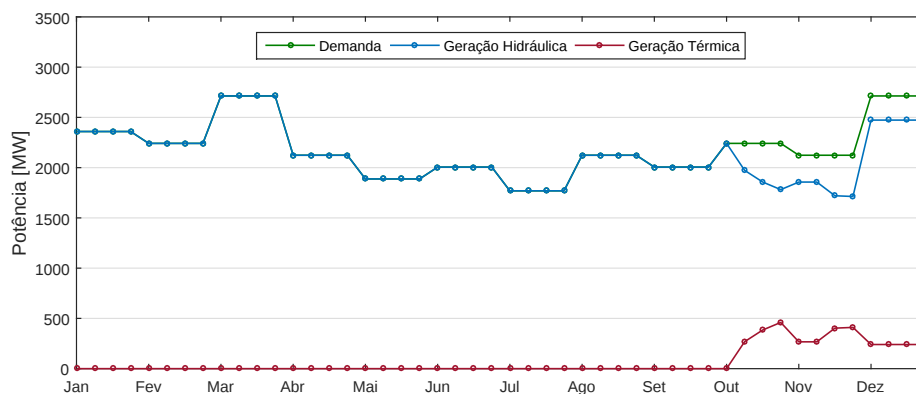


Análise do balanço energético

A Figura 7.8 mostra de que forma as gerações térmica e hidráulica se distribuem ao longo do período de simulação para o atendimento da demanda no sistema na solução do problema de LFEDEJR. Nota-se, primeiramente, um valor nulo da geração térmica de

janeiro até o mês de setembro. Em seguida, tem-se uma rampa de subida significativa no mês de outubro, enquanto nos meses de novembro e dezembro este patamar se estabiliza em um nível mediano. A geração hidráulica, por sua vez, é responsável pelo suprimento pleno da demanda até o mês de setembro, quando, a partir de então, passa a ser complementada pela geração térmica com o intuito de atender à restrição de meta no volume final dos reservatórios.

Figura 7.8 – Balanço entre geração e consumo de energia na solução do modelo de LFE-DEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços nulos.



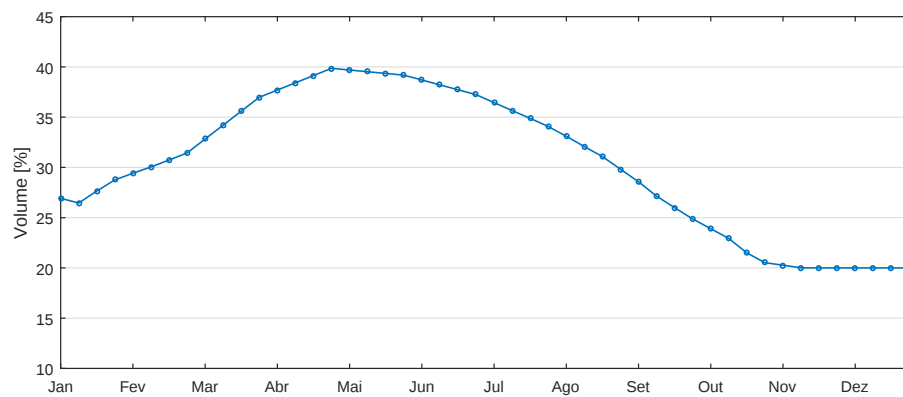
Nota-se uma similaridade entre as Figuras 7.3 e 7.8, pois, assim como no PEEDEJR, as usinas hidrelétricas (lances a preços nulos) possuem ampla vantagem de mérito em relação às termelétricas (lances a preços em torno do CMO). Dessa forma, a parcela relativa à geração hidráulica é nula na função objetivo (6.1), tornando-se semelhante à enunciada em (5.5). Assim, mostra-se por meio deste caso que o despacho de geração em um ambiente de mercado de futuros pode se aproximar significativamente de um despacho obtido por modelos de planejamento energético tradicionais, casos as hidrelétricas forneçam ofertas a preços nulos e as termelétricas forneçam ofertas próximas aos custos marginais de geração obtidos do modelo de planejamento energético tradicional.

Análise do despacho hidráulico

A curva da evolução do volume útil do reservatório agregado, obtida pela solução do modelo de LFEDEJR com ofertas a preços nulos, é mostrada na Figura 7.9. Tal como no balanço energético, o desempenho do gerenciamento dos níveis dos reservatórios foi bastante similar ao visto na Figura 7.4 no modelo PEEDEJR.

O volume útil agregado médio, ao final do período simulado, foi de 30,39%, valor levemente abaixo dos 31% atingido pelo modelo anterior. Esta sutil diferença entre estes valores médios deve-se à segunda semana de janeiro, a qual apontou para um leve declínio no nível dos reservatórios, assim como no mês de fevereiro esta grandeza apresentou um leve achatamento na sua curva de subida até chegar ao ápice do mês de abril. Os últimos

Figura 7.9 – Volume útil agregado obtido pela solução do modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços nulos.



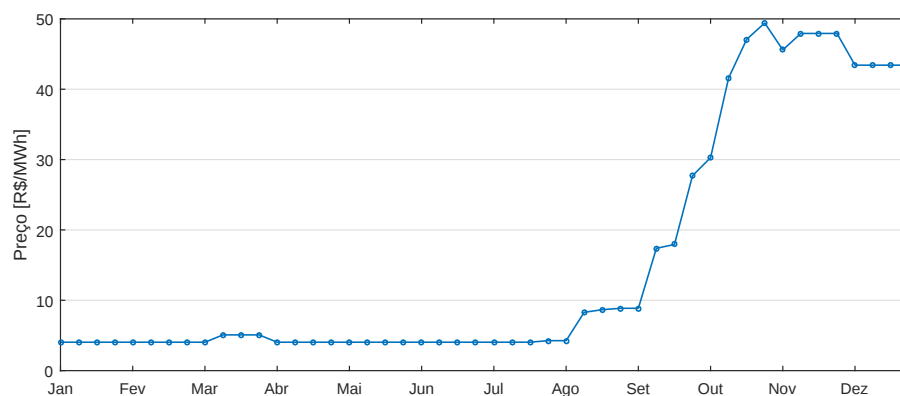
Fonte: autoria própria.

meses demonstram a influência da restrição (6.18), a qual limita o volume útil acima da marca dos 20% para o período simulado.

Análise dos aspectos econômicos

Os preços da energia obtidos pela solução do modelo de LFEDEJR com ofertas a preços nulos é exibido na Figura 7.10. Tem-se, para este modelo, uma curva de preços do sistema fortemente atrelada aos valores de preços ofertados pelos agentes termelétricos, já que os preços ofertados pelas usinas hidrelétricas são nulos.

Figura 7.10 – Preço da energia obtido pela solução do modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços nulos.

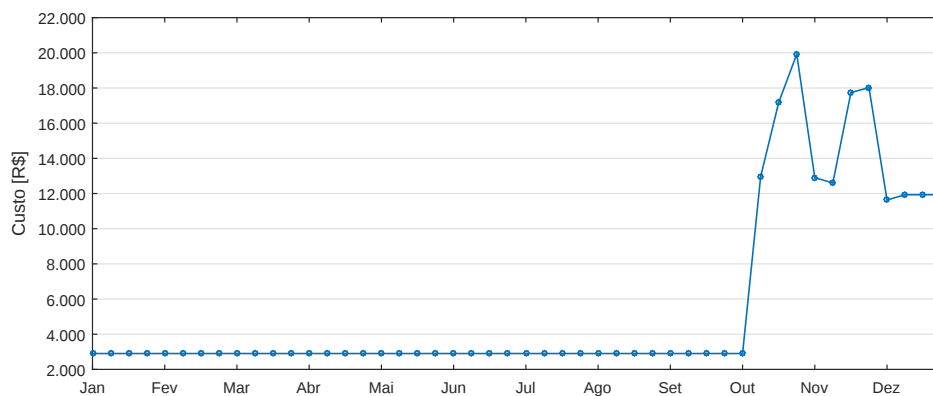


Traçando um paralelo entre as Figuras 7.7 e 7.10, percebe-se entre os períodos de janeiro a agosto, período em que não há despacho da geração térmica, preços em torno dos R\$4/MWh, mais próximos às ofertas a preços nulos fornecidas pelas hidráulicas ao leilão de futuros. Nos períodos subsequentes, tem-se uma rampa de subida dos valores até o patamar máximo de R\$50/MWh no mês de outubro, seguido de uma sutil diminuição nos próximos períodos. Este comportamento reflete tanto o desempenho do despacho das

usinas termelétricas, quanto o das ofertas de preços submetidos por essas geradoras. Este é um reflexo direto da forma com que o ambiente de leilão de futuros reflete no preço do sistema as estratégias de lances dos agentes envolvidos, fazendo com que os aspectos econômicos acompanhem as condições das ofertas de preços dos agentes.

A curva retratada na Figura 7.11 representa a evolução dos custos de geração termelétrica nesta estratégia proposta. Nesta figura nota-se a ligação direta entre desempenho desta grandeza e o despacho de geração térmica vista na análise de balanço energético (Figura 7.8).

Figura 7.11 – Custo da geração térmica obtida pelo modelo de LFEDEJR com ofertas fornecidas a preços nulos pelas hidrelétricas.



7.3.2 Ofertas a preços modulados pela afluência

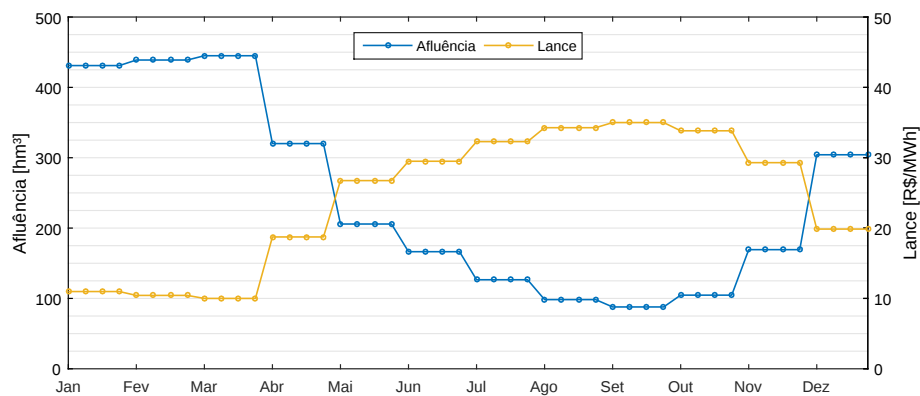
Nesta seção, investiga-se o modelo de LFEDEJR para situações em que os geradores hidrelétricos fornecem ofertas a preços semanais modulados de acordo com as afluências esperadas futuras. Como no caso anterior, os geradores termelétricos continuam fornecendo ofertas de preço com base nos custos marginais de geração, obtidos do problema de planejamento energético tradicional. O objetivo geral deste caso consiste em avaliar o planejamento (i.e. a programação da geração, a política de operação hidráulica e os aspectos econômicos) para situações em que as companhias geradoras hidrelétricas baseiem suas ofertas de preço nas disponibilidades hídricas atuais e futuras.

Dados de ofertas das unidades hidrelétricas

A modulação do perfil de preços ofertados pelas usinas hidrelétricas a partir das afluências esperadas às usinas é realizada de modo que os preços ofertados tenham uma relação inversa com as vazões afluentes esperadas. Assim, para períodos de altas afluências são feitas ofertas de energia a preços mais baixos, enquanto que para períodos de baixas afluências são feitas ofertas de energia a preços mais elevados. Desse modo, teremos altos preços para os períodos secos, indicando o alto custo da geração termelétrica no período, e

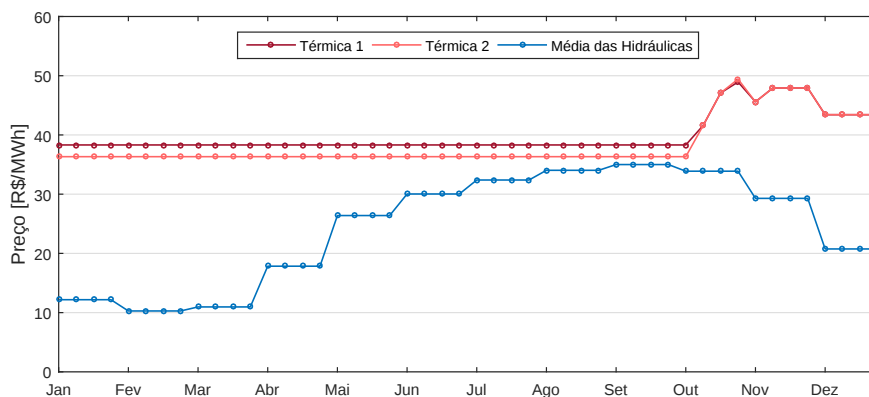
preços baixos para períodos úmidos, apontando um maior interesse por parte das geradoras em contribuir na geração do sistema, tendo em vista a expectativa de abundância nos níveis dos reservatórios. A relação inversamente proporcional entre os preços ofertados pela usina hidrelétrica de Itumbiara e as afluições a esta usina é ilustrada na Figura 7.12.

Figura 7.12 – Relação entre afluição e lance para a usina de Itumbiara.



Valores de ofertas de preços para todas as usinas hidrelétricas foram estabelecidos de forma individualizada, utilizando-se esta estratégia. Os dados individualizados adotados para as ofertas das usinas hidrelétricas podem ser consultados no Apêndice, ao final do trabalho. A Tabela 7.6 mostra, de forma numérica, os dados das ofertas de preços fornecidos pelas usinas termelétricas e uma média dos preços ofertados pelas usinas hidrelétricas. Na Figura 7.13 este mesmo conjunto de dados é mostrado graficamente, com o objetivo de facilitar a visualização da relação entre estes dados de entrada do modelo de LFEDEJR. Nota-se que os preços ofertados pelas hidrelétricas foram estabelecidos de modo que não excedam os preços praticados pelas termelétricas.

Figura 7.13 – Ofertas a preços modulados pela afluição no modelo de LFEDEJR.



Análise do balanço energético

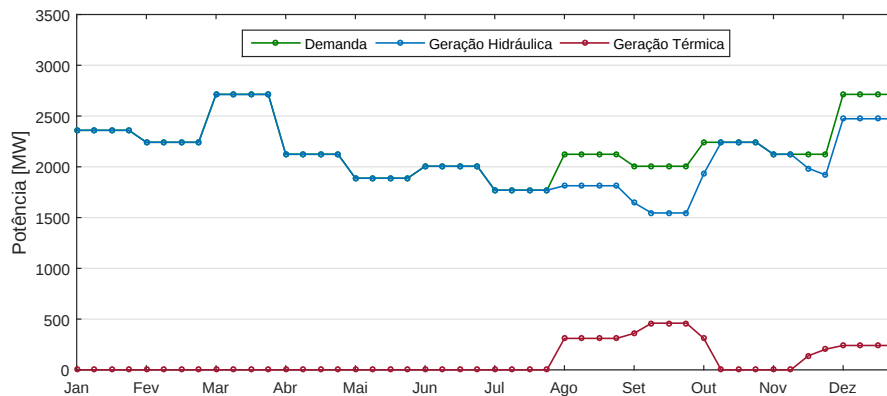
A política de despacho de geração, descrita através da distribuição entre geração térmica e hidráulica, para o modelo de LFEDEJR para o caso em que as ofertas das

Tabela 7.6 – Ofertas a preços modulados pela afluência no modelo de LFEDEJR [R\$/MWh].

Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{média}^H$	Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{média}^H$
1	38,31	36,33	12,18	25	38,31	36,33	32,39
2	38,31	36,33	12,18	26	38,31	36,33	32,39
3	38,31	36,33	12,18	27	38,31	36,33	32,39
4	38,31	36,33	12,18	28	38,31	36,33	32,39
5	38,31	36,33	10,28	29	38,31	36,33	34,03
6	38,31	36,33	10,28	30	38,31	36,33	34,03
7	38,31	36,33	10,28	31	38,31	36,33	34,03
8	38,31	36,33	10,28	32	38,31	36,33	34,03
9	38,31	36,33	10,96	33	38,31	36,33	35,00
10	38,31	36,33	10,96	34	38,31	36,33	35,00
11	38,31	36,33	10,96	35	38,31	36,33	35,00
12	38,31	36,33	10,96	36	38,31	36,33	35,00
13	38,31	36,33	17,84	37	38,31	36,33	33,88
14	38,31	36,33	17,84	38	41,61	41,61	33,88
15	38,31	36,33	17,84	39	47,09	47,09	33,88
16	38,31	36,33	17,84	40	48,94	49,42	33,88
17	38,31	36,33	26,39	41	45,59	45,59	29,29
18	38,31	36,33	26,39	42	47,93	47,93	29,29
19	38,31	36,33	26,39	43	47,93	47,93	29,29
20	38,31	36,33	26,39	44	47,93	47,93	29,29
21	38,31	36,33	30,03	45	43,42	43,42	20,75
22	38,31	36,33	30,03	46	43,42	43,42	20,75
23	38,31	36,33	30,03	47	43,42	43,42	20,75
24	38,31	36,33	30,03	48	43,42	43,42	20,75

usinas hidrelétricas são moduladas pela afluência é mostrada na Figura 7.14. Nesta caso, percebe-se pelo gráfico que a geração termelétrica é acionada para os meses de maior seca do ano (i.e. para os meses de julho a setembro), quando os lances submetidos pelas usinas hidrelétricas atingem seus valores mais altos.

Figura 7.14 – Balanço energético no modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços modulados pela afluência.

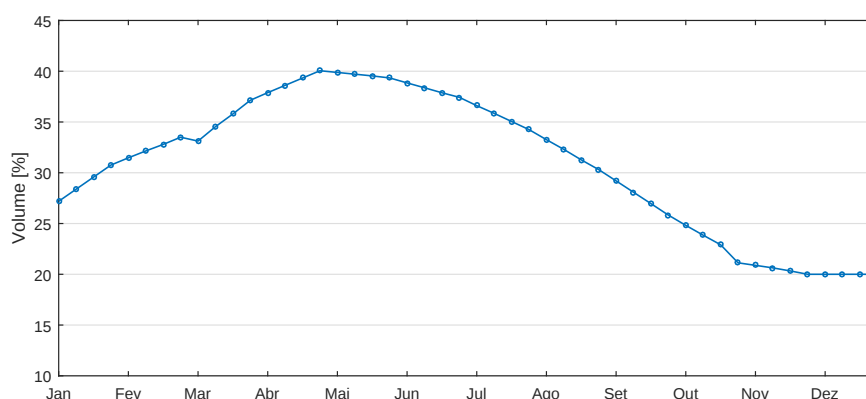


Após a permanência da geração termelétrica em seu patamar mais elevado durante este período, a geração hidráulica volta a suprir plenamente a demanda do sistema, coincidindo com um período de maiores afluições nas cabeceiras dos reservatórios. O último mês da simulação é influenciado pelo cumprimento das metas de volume final dos reservatórios, em que a geração termelétrica é novamente utilizada, em patamar médio, como forma de complementação da geração hidráulica, a qual é reduzida para que haja o atendimento das metas de volume final dos reservatórios.

Análise do despacho hidráulico

Sob o ponto de vista hidráulico, a estratégia de modulação das ofertas das usinas hidrelétricas é bastante “sadio” para a segurança e confiabilidade do sistema e atende plenamente a meta dos reservatórios ao final do período de simulação. Ainda que sutilmente mais achatada que as curvas similares, apresentadas em 7.4 e 7.9, os volumes úteis ao longo do ano não apresentam qualquer anomalia de comportamento que indicasse alguma infactibilidade ou insegurança sob a perspectiva de um operador.

Figura 7.15 – Volume útil agregado calculado pelo modelo de LFEDEJR com ofertas das usinas hidrelétricas a preços modulados pela afluição.

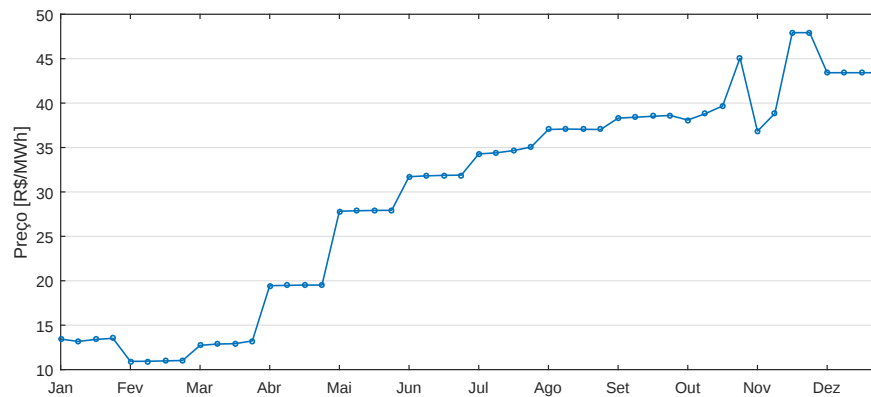


A curva de volume útil agregado apresenta, mais uma vez, o seu ápice no mês de abril, quando encerra-se o período de chuvas do verão brasileiro. A curva apresentou um valor médio de 29,39% para o período de simulação proposto.

Análise do aspecto econômico

Diferentemente do modelo de PEEDEJR, em que os preços de energia do sistema são calculados com base na minimização dos custos de produção das usinas termelétricas, no modelo de LFEDEJR, o preço do sistema é obtido com base nas ofertas de preço fornecidas pelos agentes. Assim, quando as ofertas de preços são moduladas pelas vazões afluentes esperadas, o preço do sistema acaba também refletindo os preços presentes nas ofertas fornecidos pelos agentes, sendo este um dos pontos de maior relevância quando refere-se a uma dinâmica de mercado.

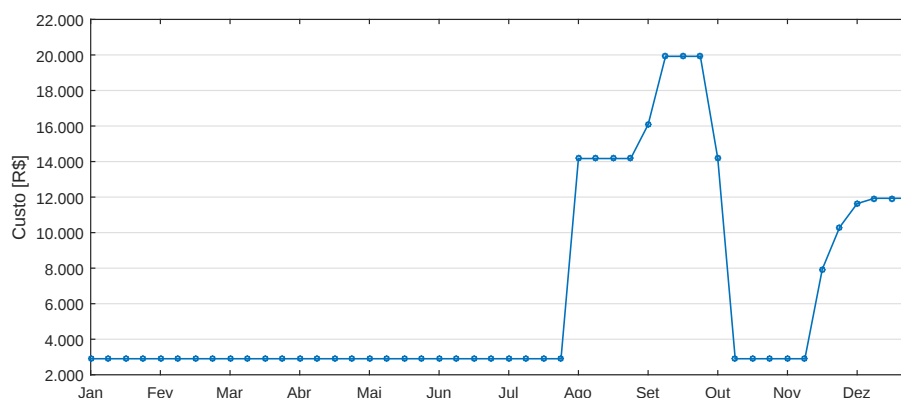
Figura 7.16 – Preços de energia no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas com preços modulados pela afluência.



Este grau de liberdade concedido aos agentes (i.e. liberdade para ofertar o preço que gostariam de vender sua energia) torna a curva de preços do sistema condizentes com as posições adotadas pelos agentes no mercado de futuros, que no caso atual estão associadas às afluências esperadas futuras. Por conta disso, nota-se uma forte semelhança da curva presente na Figura 7.16 com a curva referente às ofertas das usinas, apresentadas anteriormente na Figura 7.13, sendo que nos meses de janeiro a setembro a curva se assemelha às ofertas das usinas hidrelétricas e, de outubro a dezembro, se assemelha às ofertas das usinas termelétricas.

Finalmente, os custos de geração, mostrados na Figura 7.17 novamente estão em acordo com a quantidade de potência programadas para as usinas termelétricas do sistema ao longo do ano.

Figura 7.17 – Custo de geração térmica no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas com preços modulados pela afluência.



7.3.3 Ofertas a preços modulados pela demanda

Nesta seção, investiga-se o modelo de LFEDEJR para situações em que os geradores hidrelétricos fornecem ofertas a preços semanais modulados de acordo com as a demanda

esperada em cada período. Como nos casos anteriores, os geradores termelétricos continuam fornecendo ofertas de preço com base nos custos marginais de geração, obtidos do problema de planejamento energético tradicional. O objetivo geral deste caso consiste em avaliar o planejamento (i.e. a programação da geração, a política de operação hidráulica e os aspectos econômicos) para situações em que as companhias geradoras hidrelétricas baseiam suas ofertas de preço na lei básica de mercado envolvendo a produção e o consumo, segundo a qual os preços maiores ocorrem para demandas maiores, e preços menores ocorrem para demandas menores.

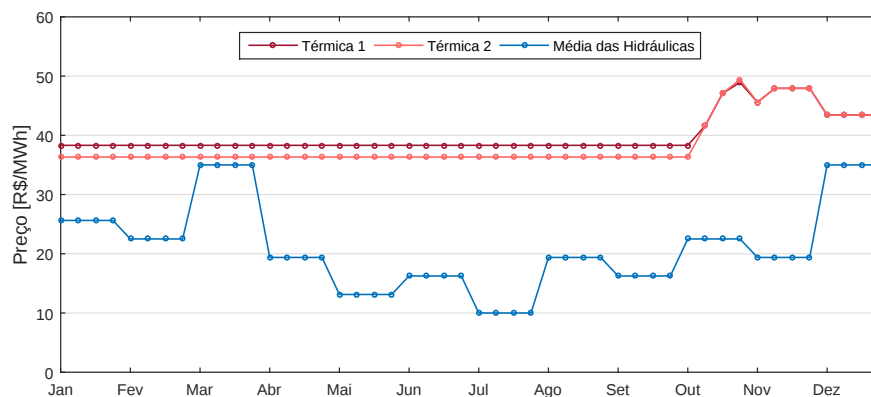
Dados de ofertas das unidades hidrelétricas

Neste caso, a modulação do perfil de preços ofertados pelas usinas hidrelétricas é feito a partir da demanda, sendo realizada de modo que os preços ofertados tenham uma relação direta com a demanda do sistema, simulando-se assim uma situação em que a lei de produção-consumo possa ser analisada. Neste caso, as usinas hidrelétricas elaboram suas ofertas de preços como se a água disponível não apresentasse risco de escassez ou de excesso nos reservatórios, apenas tomando como referência os níveis de demanda do sistema e elaborando ofertas diretamente proporcionais a eles. Obviamente, esta situação é aqui analisada do ponto de vista teórico, mas tem poucas chances de ser adotada pelas companhias, que têm uma grande preocupação com o gerenciamento dos recursos hídricos. Assim como nos casos anteriores, os dados referentes às ofertas dos geradores encontram-se descritos na Tabela 7.7 e plotados na Figura 7.18 para uma melhor visualização de tendências.

Tabela 7.7 – Ofertas a preços modulados pela demanda no modelo de LFEDEJR [R\$/MWh].

Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{média}^H$	Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{média}^H$
1	38,31	36,33	25,63	25	38,31	36,33	10,00
2	38,31	36,33	25,63	26	38,31	36,33	10,00
3	38,31	36,33	25,63	27	38,31	36,33	10,00
4	38,31	36,33	25,63	28	38,31	36,33	10,00
5	38,31	36,33	22,50	29	38,31	36,33	19,38
6	38,31	36,33	22,50	30	38,31	36,33	19,38
7	38,31	36,33	22,50	31	38,31	36,33	19,38
8	38,31	36,33	22,50	32	38,31	36,33	19,38
9	38,31	36,33	35,00	33	38,31	36,33	16,25
10	38,31	36,33	35,00	34	38,31	36,33	16,25
11	38,31	36,33	35,00	35	38,31	36,33	16,25
12	38,31	36,33	35,00	36	38,31	36,33	16,25
13	38,31	36,33	19,38	37	38,31	36,33	22,50
14	38,31	36,33	19,38	38	41,61	41,61	22,50
15	38,31	36,33	19,38	39	47,09	47,09	22,50
16	38,31	36,33	19,38	40	48,94	49,42	22,50
17	38,31	36,33	13,13	41	45,59	45,59	19,38
18	38,31	36,33	13,13	42	47,93	47,93	19,38
19	38,31	36,33	13,13	43	47,93	47,93	19,38
20	38,31	36,33	13,13	44	47,93	47,93	19,38
21	38,31	36,33	16,25	45	43,42	43,42	35,00
22	38,31	36,33	16,25	46	43,42	43,42	35,00
23	38,31	36,33	16,25	47	43,42	43,42	35,00
24	38,31	36,33	16,25	48	43,42	43,42	35,00

Figura 7.18 – Ofertas a preços modulados pela demanda no modelo de LFEDEJR.

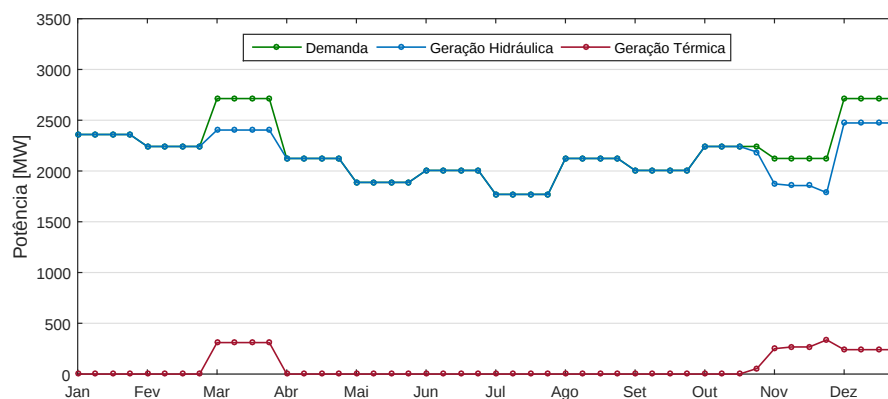


Análise do balanço energético

A Figura 7.19 apresenta o despacho de geração e a demanda do sistema. O diferencial desta estratégia quando comparada às demais é o mês de março da simulação proposta. Neste período, nota-se uma contribuição significativa da geração térmica no sistema. Isto

deriva da proximidade entre os preços ofertados neste mês tanto para termelétricas quanto hidrelétricas. Conforme visto na Figura 7.18, verifica-se o mês de março como sendo o de maior nível de demanda, por consequência determinam-se os maiores preços ofertados pelas hidrelétricas do ano também para este período. Nos dois meses finais do ano repete-se o patamar médio de despacho térmico com o intuito de regularização dos níveis dos reservatórios para atendimento da meta de volume final estabelecida.

Figura 7.19 – Balanço energético no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas a preços modulados pela demanda.



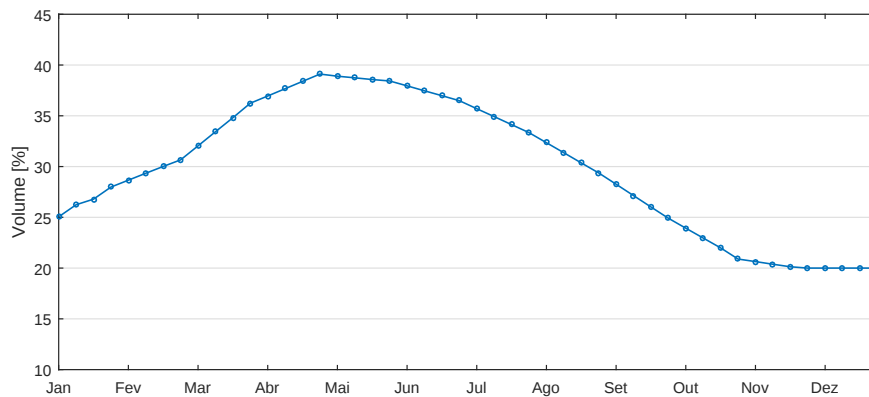
Análise do despacho hidráulico

A mesma restrição de cumprimento de meta no nível dos reservatórios que impacta a tomada de decisão acerca dos despachos de potência, também está presente na Figura 7.20 que mostra a evolução dos volumes agregados dos reservatórios do sistema. Tal curva apresenta um comportamento, até então, visto como padrão tanto para o PEEDEJR, quanto para as outras estratégias de LFEDEJR aqui analisadas. O nível do reservatório agregado segue em rampa de subida do início do ano até o mês de abril, quando, ao fim do período mais úmido do ano, os níveis decrescem gradualmente até o nível de 20% do volume útil total, conforme estabelecido pela restrição 6.18.

Análise do aspecto econômico

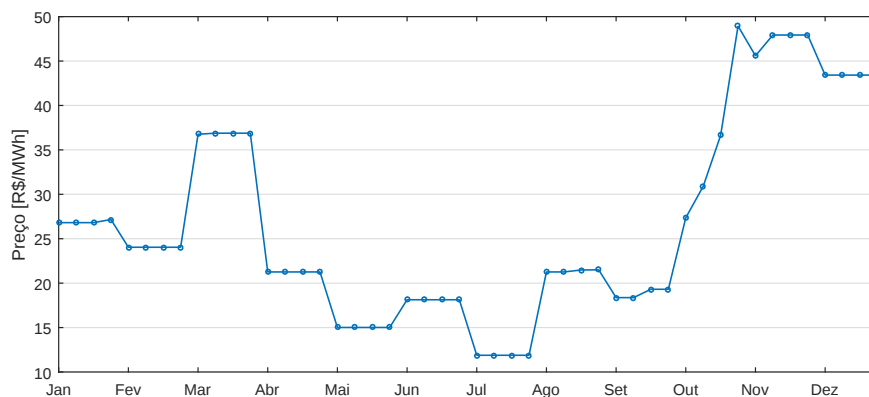
Os preços de energia do sistema obtidos pelo modelo de LFEDEJR são mostrados na Figura 7.21. Nesta estratégia, baseada no comportamento da demanda do sistema, o preço do sistema se mostra, mais uma vez, fortemente vinculado ao formato das curvas de lances dos agentes geradores. No período de janeiro a setembro da Figura 7.21 tem-se a réplica do comportamento dos preços ofertados pelos geradores hidráulicos, que, por sua vez, refletem diretamente o desempenho da demanda ao longo deste período. No último trimestre do ano há então o espelhamento dos preços ofertados pelos geradores termelétricos, demonstrando o caráter *price-driven* do modelo LFEDEJR, ou seja, direcionado pelos preços submetidos

Figura 7.20 – Volume útil agregado no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas a preços modulados pela demanda.



pelos agentes participantes do leilão. A estratégia atual apresentou o preço médio de R\$26,75/MWh.

Figura 7.21 – Preço da energia no modelo de LFEDEJR com ofertas a preços modulados pela demanda.

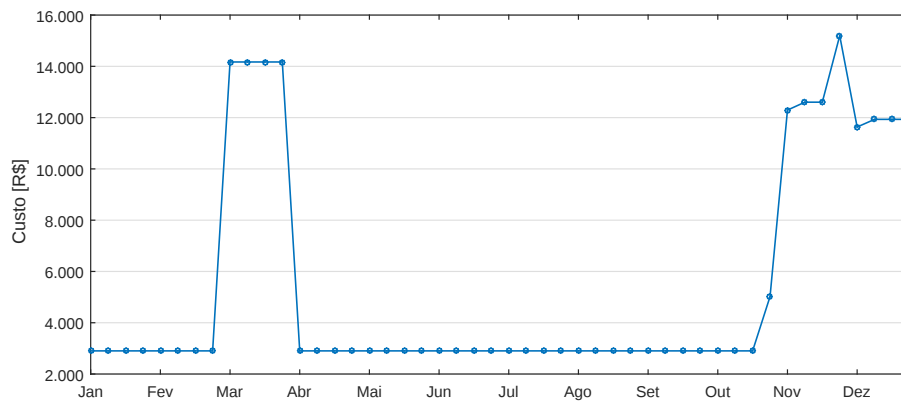


A curva de custo de geração térmica está representada na Figura 7.22. Conforme notado em outras estratégias, esta curva segue o comportamento do despacho térmico e apresenta o seu pico no último trimestre do ano quando o patamar máximo de geração térmica de 460MW é atingido. Assim como na Figura 7.19, o custo de março atinge patamares elevados devido à contribuição desta matriz energética para o sistema no período.

7.3.4 Ofertas a preços modulados pelos preços de energia do PEEDEJR

Nesta seção, investiga-se o modelo de LFEDEJR para situações em que os geradores hidrelétricos fornecem ofertas a preços semanais modulados de acordo com os preços de energia calculados pelo modelo de PEEDEJR em cada período. Como nos casos anteriores, os geradores termelétricos continuam fornecendo ofertas de preço com base nos custos marginais de geração, obtidos do problema de planejamento energético tradicional. O

Figura 7.22 – Custo da geração térmica no modelo de LFEDEJR com ofertas a preços modulados pela demanda.



objetivo geral deste caso consiste em avaliar o planejamento (i.e. a programação da geração, a política de operação hidráulica e os aspectos econômicos) para situações em que as companhias geradoras hidrelétricas baseiam suas ofertas em simulações de modelos de PEEDEJR. Neste caso, supõe-se que cada companhia geradora realiza suas simulações de planejamento tradicional e utiliza os preços calculados por estas simulações para definição de sua política de preços ofertados no leilão.

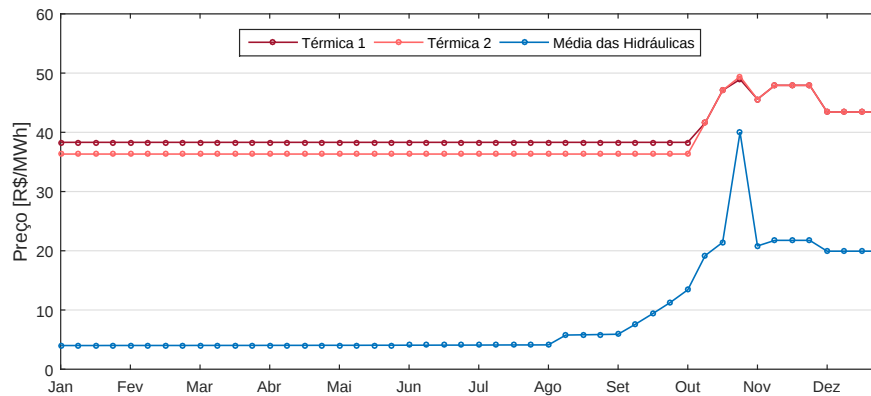
Dados de ofertas das usinas hidrelétricas

Os dados de entrada dos preços ofertados pelas usinas estão descritos na Tabela 7.8 e na Figura 7.23. Dentro os resultados do PEEDEJR (Seção 7.2) tem-se que o preço resultante para o sistema está condicionado às fortes limitações impostas pelas restrições de geração hidráulica, portanto as ofertas fornecidas aqui seguem o mesmo formato encontrado na Figura 7.5.

Tabela 7.8 – Ofertas a preços modulados a partir dos preços do PEEDEJR [R\$/MWh].

Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{m\u00e9dia}^H$	Semana	λ_1^T	λ_2^T	$\lambda_{m\u00e9dia}^H$
1	38,31	36,33	4,00	25	38,31	36,33	4,08
2	38,31	36,33	4,00	26	38,31	36,33	4,09
3	38,31	36,33	4,00	27	38,31	36,33	4,10
4	38,31	36,33	4,01	28	38,31	36,33	4,10
5	38,31	36,33	4,01	29	38,31	36,33	4,11
6	38,31	36,33	4,01	30	38,31	36,33	5,77
7	38,31	36,33	4,01	31	38,31	36,33	5,81
8	38,31	36,33	4,01	32	38,31	36,33	5,86
9	38,31	36,33	4,02	33	38,31	36,33	5,91
10	38,31	36,33	4,02	34	38,31	36,33	7,61
11	38,31	36,33	4,02	35	38,31	36,33	9,41
12	38,31	36,33	4,02	36	38,31	36,33	11,28
13	38,31	36,33	4,03	37	38,31	36,33	13,41
14	38,31	36,33	4,03	38	41,61	41,61	19,19
15	38,31	36,33	4,03	39	47,09	47,09	21,42
16	38,31	36,33	4,04	40	48,94	49,42	40,00
17	38,31	36,33	4,04	41	45,59	45,59	20,81
18	38,31	36,33	4,04	42	47,93	47,93	21,76
19	38,31	36,33	4,05	43	47,93	47,93	21,76
20	38,31	36,33	4,05	44	47,93	47,93	21,76
21	38,31	36,33	4,06	45	43,42	43,42	19,93
22	38,31	36,33	4,06	46	43,42	43,42	19,93
23	38,31	36,33	4,07	47	43,42	43,42	19,93
24	38,31	36,33	4,07	48	43,42	43,42	19,93

Figura 7.23 – Ofertas das hidrelétricas a preços modulados a partir dos preços do PEEDEJR.

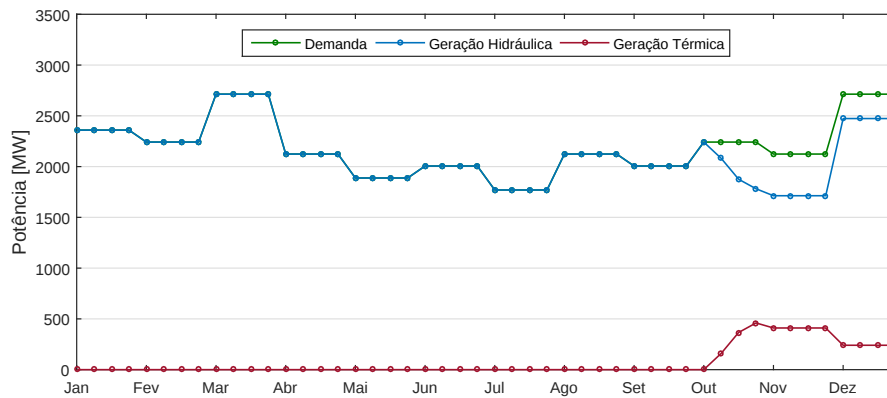


Análise do balanço energético

Desta abordagem, resulta o despacho de geração visto na Figura 7.23. Nesta figura nota-se um comportamento dos despachos de geração similares àqueles vistos no PEEDEJR. O despacho térmico encontra-se nulo durante o meses de janeiro a setembro,

quando gradualmente atinge seu patamar máximo na última semana de outubro e decresce semanalmente até o fim do período de simulação. Em decorrência disto, nota-se um suprimento da demanda plenamente por parte da geração hidráulica, quando, somente a partir de outubro, houve a necessidade de complementação térmica.

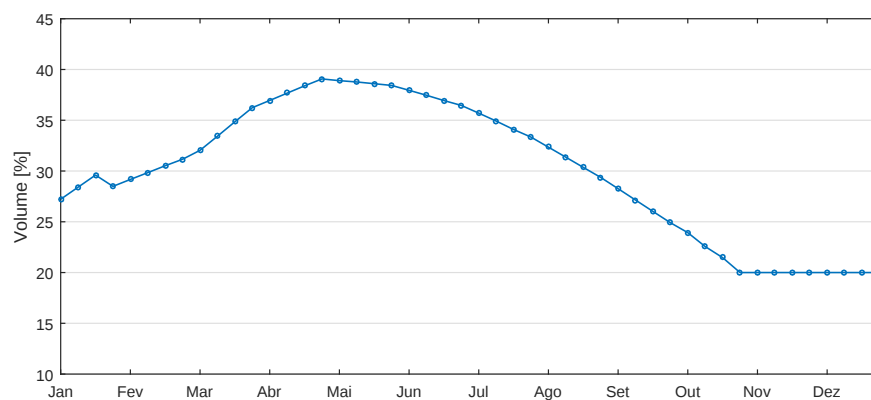
Figura 7.24 – Balanço energético no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.



Análise do despacho hidráulico

A evolução dos níveis do reservatório agregado do sistema é mostrada na Figura 7.25. Para além das demais análises referentes ao despacho hidráulico das estratégias no LFEDEJR, vale o destaque da transição entre os meses de janeiro e fevereiro, em que há uma sutil queda no nível geral dos reservatórios, seguida pelo acúmulo de água neste período de intensa afluência. O nível médio dos reservatórios foi de 30,05%, próximo aos 31% encontrados no PEEDEJR.

Figura 7.25 – Volume útil agregado no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.



Análise do aspecto econômico

Assim como para as demais estratégias, foram escolhidas para a análise do aspecto econômico as grandezas de preço do sistema (Figura 7.26) e custo de geração térmica

(Figura 7.27). A segunda delas apresentou um comportamento notavelmente alinhado com o despacho térmico visto na análise de balanço energético, com seu pico coincidindo na última semana de outubro. Já a primeira variável demonstrou um resultado significativo para confirmação da proposta do ambiente de leilão.

Os valores de preço do sistema para esta abordagem encontram-se em níveis estáveis e próximos aos R\$6/MWh para os meses de janeiro a julho, apresentando uma tendência de subida para os meses seguintes. O mês de outubro volta a retratar uma alta no preço, resultado direto do mesmo comportamento entre os valores de ofertas de preços fornecidos pelas hidrelétricas. Este fato corrobora para o forte ligação entre o preço deliberado pelo operador após a análise das ofertas e os valores de lances fornecidos como dado de entrada do sistema, apontando para um sincronismo mais desejável ao se propor um ambiente de mercado de futuros.

Figura 7.26 – Preço da energia no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.

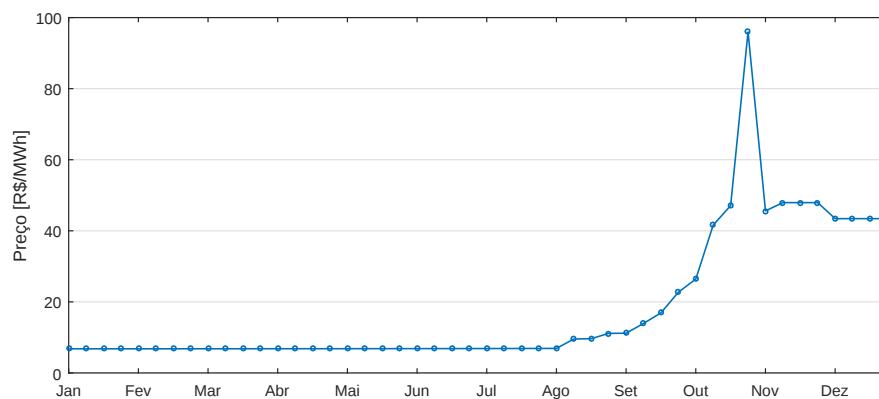
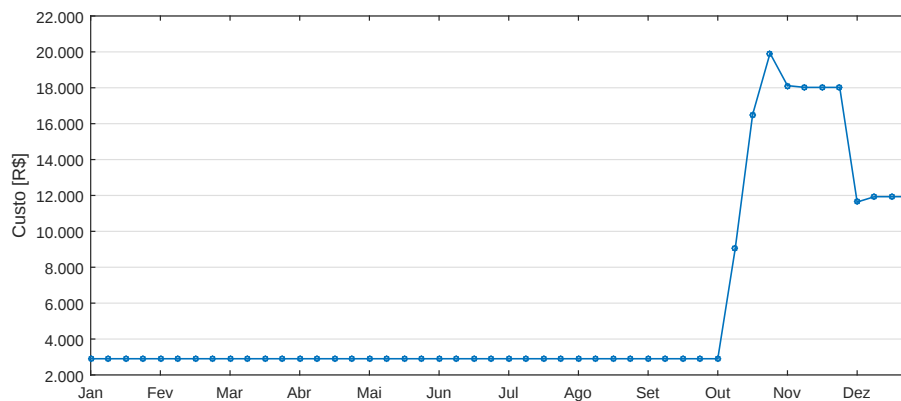


Figura 7.27 – Custo da geração térmica no modelo de LFEDEJR com ofertas das hidrelétricas moduladas pelos preços do PEEDEJR.



7.4 Comparação entre PEEDEJR e LFEDEJR

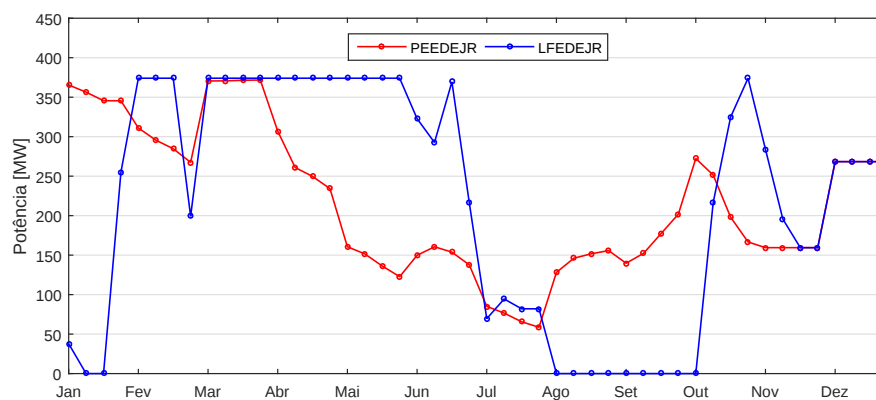
As análises realizadas até aqui referentes aos modelos PEEDEJR e LFEDEJR foram abordadas de forma mais generalista, sendo pontuados os aspectos de maior interesse ao operador deste sistema hidrotérmico proposto. Nesta subseção o objetivo é apresentar dados e perspectivas referentes a uma única usina hidrelétrica, no caso a usina de Corumbá I, comparando as políticas operativas obtidas por modelo de planejamento tradicional e modelos de leilão.

A seguir são realizadas observações acerca das convergências e divergências do desempenho das variáveis de despacho hidráulico desta usina. Para efeito comparativo, tomou-se como a estratégia de lances de ofertas baseadas nas afluências. Acredita-se que estas expectativas de precipitações nas bacias hidrográficas dos reservatórios sejam um fator que influencie mais na precificação da geração hidráulica do que os demais aqui apresentados.

Análise da potência hidráulica para a usina de Corumbá I

A Figura 7.28 abaixo mostra o comparativo entre os dois modelos do despacho hidráulico apenas para a usina de Corumbá I. As curvas apresentam grandes divergência em seu comportamento ao longo do ano, cada uma retratando fielmente os critérios de tomada de decisão de seus respectivos modelos.

Figura 7.28 – Potência hidráulica para Corumbá I na comparação de modelos.



O modelo de PEEDEJR está fortemente condicionado ao acionamento de geração hidráulica, tomando como precauções os cenários de afluência para a usina, fatores predominantes na elaboração das políticas de despacho deste modelo. Por conta disso, a curva do modelo PEEDEJR se assemelha às curvas de afluência presentes no Apêndice deste trabalho.

Para a curva do modelo LFEDEJR, percebe-se, primeiramente, a grande amplitude dos valores de potência despachados. O motivo para tal comportamento é o ordenamento

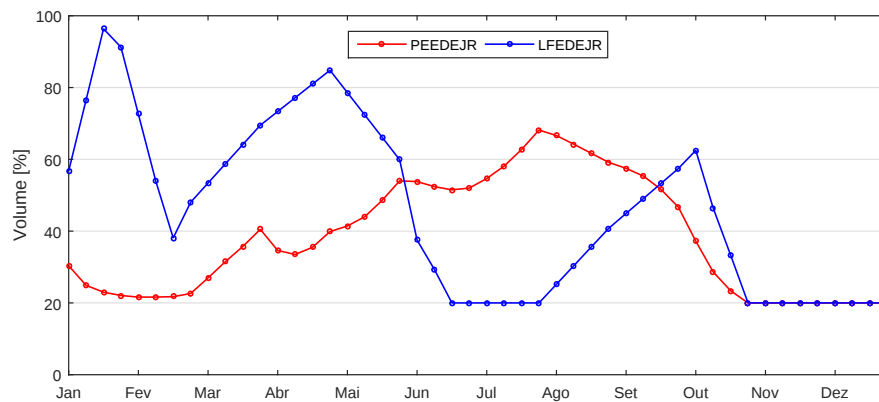
de mérito das ofertas enviadas ao operador, sendo que ofertas com baixos preços de venda são despachadas com altos valores de potência (como em fevereiro, março, abril, maio, novembro e dezembro); com uma lógica inversa para ofertas com preços altos (como em janeiro, julho, agosto e setembro). Ainda que em descolamento durante todo o ano, as curvas se agrupam em dezembro convergindo para o mesmo patamar.

Análise do volume útil para a usina de Corumbá I

Diretamente ligada à política de despacho hidráulico está a forma de gerenciamento da água disponível no reservatório para lastrear esta geração. Assim como no despacho, descrito na seção anterior, nota-se a dependência das curvas de volume útil com a função objetivo de cada um dos modelos.

A curva referente ao modelo PEEDEJR possui um caráter acumulativo de água para a primeira metade do ano, ao passo que nos meses seguinte há uma diminuição no valor desta grandeza. Este comportamento é condizente com o objetivo do operador de assegurar níveis mais altos nos reservatórios para os meses de seca e níveis mais baixos para meses de úmidos, contrapondo a geração hidráulica nestes períodos.

Figura 7.29 – Volume útil para Corumbá I na comparação entre modelos.



Notoriamente, as curvas divergem fortemente entre os períodos de janeiro a setembro. O desempenho desta grandeza no modelo de LFEDEJR traz uma dinâmica diferente para o gerenciamento do reservatório. Ao passo que o modelo PEEDEJR é direcionado pela minimização dos custos, o LFEDEJR é direcionado pelos preços das ofertas fornecidos pelos agentes geradores, e isto está presente também nestes resultados da Figura 7.29.

Esta volatilidade no nível do reservatório de Corumbá-I é resultado das ofertas aceitas seguidas por ofertas recusadas no leilão. Assim como outras usinas em sua própria cascata, Corumbá IV ou Corumbá III, podem ter submetido ofertas recusadas pelo operador, tendo suas afluições sido orientadas de forma a elevar ou diminuir o nível do reservatório de Corumbá I.

Análise das vazões para a usina de Corumbá I

As Figuras 7.30 e 7.31 complementam as discussões realizadas até aqui nesta subseção acerca da análise individual da usina de Corumbá I. As vazões aqui dispostas refletem fielmente o comportamento da potência visto na Figura 7.28 em que, dadas situações de altas potências geradas, apresenta altos valores de vazão turbinada. A mesma lógica se aplica para situações opostas em que para baixas potências geradas, baixos níveis de turbinagem se encontram para aquela usina e, por fim, baixa defluência total.

Figura 7.30 – Vazões de Corumbá I no modelo PEEDEJR.

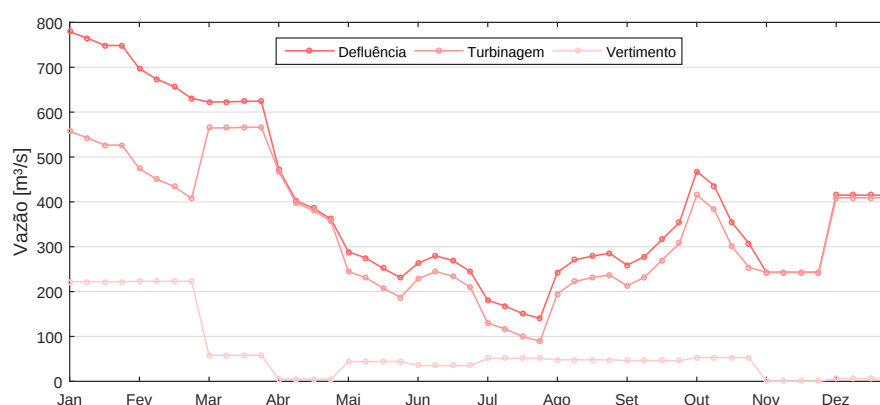
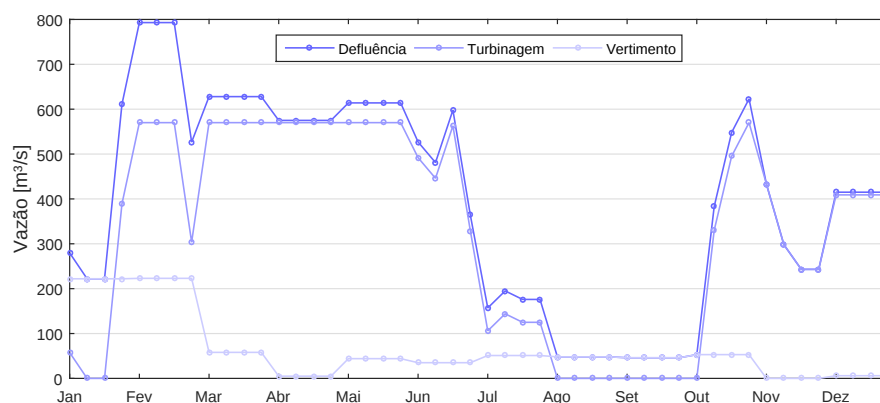


Figura 7.31 – Vazões de Corumbá I no modelo LFEDEJR.



8 CONCLUSÕES

Este trabalho propõe um modelo de Leilão de Futuros (LF) para sistemas hidrotérmicos como opção ao modelo de Planejamento Energético (PE) focado em minimização da complementação da geração termelétrica.

A resolução utilizada para estas modelagens é a técnica de programação estocástica com leques de cenário, uma das formas de tratamento das incertezas associadas à afluência nas bacias hidrológicas dos reservatórios.

Observa-se a viabilidade do modelo de Leilão de Futuros Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (LFEDEJR) proposto através de resultados numéricos obtidos em sucessivas simulações realizadas em um sistema hidrotérmico organizado a partir de dados reais (CICOGNA, 2019).

Além da factibilidade desta nova dinâmica, nota-se resultados relevantes, principalmente, no aspecto econômico das análises realizadas. Enquanto o modelo de Planejamento Energético Estocástico em Dois Estágios com Janela Regressiva (PEEDEJR) se ateve às condições hidráulicas de geração para precificação da energia do sistema, o modelo de LFEDEJR priorizou (porém sem descartar as limitações das usinas geradoras) a referência de preços apresentados pelos agentes geradores através dos lances.

Observa-se que alguns ajustes devem ser realizados na modelagem do gerenciamento do nível dos reservatório, pois, para ambos os modelos analisados, nota-se que apesar dos significantes níveis de afluência para o final do ano, os reservatórios forçadamente encerram o período de simulação apresentando o valor de meta estipulado, não conservando os níveis sadios encontrados até a metade do ano.

Futuramente, pretende-se validar este modelo proposto em sistemas de maior porte e de matrizes energéticas mais diversas. Além disso, almeja-se explorar uma abordagem aplicando programação dinâmica dual ao problema, pois enriqueceria a discussão ao explorar diferentes técnicas de solução do problema.

REFERÊNCIAS

ANEEL. *Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*. 2022. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Citado na página 25.

ARROYO, J. M.; CONEJO, A. J. Multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 4, p. 1225–1231, nov. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 3 vezes nas páginas 17, 22 e 50.

ARROYO, J. M.; GALIANA, F. D. Energy and reserve pricing in security and network-constrained electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 20, n. 2, p. 634–643, maio 2005. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 50.

BAKIRTZIS, A. G. et al. Electricity Producer Offering Strategies in Day-Ahead Energy Market With Step-Wise Offers. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 22, n. 4, p. 1804–1818, nov. 2007. ISSN 1558-0679. Conference Name: IEEE Transactions on Power Systems. Citado na página 67.

BASU, M. Economic environmental dispatch using multi-objective differential evolution. *Applied Soft Computing*, v. 11, n. 2, p. 2845–2853, mar. 2011. ISSN 1568-4946. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1568494610002917>. Citado 3 vezes nas páginas 11, 60 e 61.

BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. *Introduction to Stochastic Programming*. New York, NY: Springer New York, 2011. (Springer Series in Operations Research and Financial Engineering). ISBN 978-1-4614-0236-7 978-1-4614-0237-4. Disponível em: <http://link.springer.com/10.1007/978-1-4614-0237-4>. Citado 4 vezes nas páginas 28, 29, 30 e 34.

BREGADIOLI, G. F. et al. Medium-term coordination in a network-constrained multi-period auction model for day-ahead markets of hydrothermal systems. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, v. 82, p. 474–483, nov. 2016. ISSN 0142-0615. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151630477X>. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 50.

CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. 2022. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 27.

CICOGNA, M. A. *Company / HydroByte Software*. 2019. Disponível em: <https://hydrobyte.com.br/site/en/company>. Citado 5 vezes nas páginas 11, 62, 63, 88 e 93.

CICOGNA, M. A.; FILHO, S. S. Dissertação de Mestrado, *Modelo de planejamento da operação energética de sistemas hidrotermicos a usinas individualizadas orientado por objetos (Dissertação de Mestrado)*. 1999. Disponível em: <http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000197782>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

CONEJO, A. et al. Economic inefficiencies and cross-subsidies in an auction-based electricity pool. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 18, n. 1, p. 221–228, fev. 2003. ISSN 0885-8950. Citado na página 24.

CONEJO, A. J.; CARRIÓN, 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 10 vezes nas páginas 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 34, 35 e 42.

CRUZ, M. P. et al. Strategic bidding for price-maker producers in predominantly hydroelectric systems. *Electric Power Systems Research*, 2016. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616302048>>. Citado na página 67.

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: <<http://link.springer.com/article/10.1007/s12667-010-0020-7>>. Citado 4 vezes nas páginas 22, 31, 32 e 39.

IBM. *IBM ILOG CPLEX Optimization Studio*. 2022. Disponível em: <<http://www-03.ibm.com/software/products/pt/ibmilogcpleoptistud>>. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 59.

KARDAKOS, E.; SIMOGLU, C.; BAKIRTZIS, A. Hydrothermal producer offering strategy in a transmission-constrained electricity market: An MPEC approach. In: *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2014 IEEE PES*. [S.l.: s.n.], 2014. p. 1–6. Citado na página 67.

LINO, P. et al. Bid-Based Dispatch of Hydrothermal Systems in Competitive Markets. *Annals of Operations Research*, v. 120, n. 1-4, p. 81–97, abr. 2003. ISSN 0254-5330, 1572-9338. Disponível em: <<http://link.springer.com/article/10.1023/A%3A1023322328294>>. Citado na página 39.

MOTTO, A. et al. Network-constrained multiperiod auction for a pool-based electricity market. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 17, n. 3, p. 646–653, ago. 2002. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 50.

ONS. *ONS - Resultados da Operação - OPHEN - Acompanhamento Diário da Operação Hidroenergética*. 2022. Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Citado 3 vezes nas páginas 9, 25 e 60.

PEREIRA, A. C. et al. Network-Constrained Multiperiod Auction for Pool-Based Electricity Markets of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 6, p. 4501–4514, nov. 2017. ISSN 0885-8950. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 50.

PEREIRA, M.; PINTO, L. A Decomposition Approach to the Economic Dispatch of Hydrothermal Systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-101, n. 10, p. 3851–3860, out. 1982. ISSN 0018-9510. Citado 3 vezes nas páginas 16, 39 e 49.

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 3 vezes nas páginas 16, 39 e 49.

SHAHIDEHPOUR, M.; YAMIN, H.; LI, Z. *Market Operations in Electric Power Systems: Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. 1st edition. ed. New York: Wiley-IEEE Press, 2002. ISBN 978-0-471-44337-7. Citado na página 26.

WOOD, A. J.; WOLLENBERG, B. F.; SHEBLE, G. B. *Power Generation, Operation, and Control*. 3rd ed. edição. ed. Hoboken, New Jersey: Wiley-Interscience, 2013. ISBN 978-0-471-79055-6. Citado na página 23.

ZAMBELLI, M. et al. NEWAVE versus ODIN: comparison of stochastic and deterministic models for the long term hydropower scheduling of the interconnected brazilian system. *Sba: Controle & Automação Sociedade Brasileira de Automatica*, v. 22, n. 6, p. 598–609, dez. 2011. ISSN 0103-1759. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_abstract&pid=S0103-17592011000600005&lng=en&nrm=iso&tlng=en>. Citado na página 16.

Apêndices

APÊNDICE A – DADOS DA AFLUÊNCIA NAS BACIAS HIDROLÓGICAS DO SISTEMA

Neste apêndice apresentam-se os dados referentes à afluência nas bacias hidrológicas do sistema, extraídos de (CICOGNA, 2019). Tomou-se um histórico de afluências dos anos de 1930 a 2019, organizados por décadas e por usinas, dispostos nas tabelas a seguir. Esta grandeza está presente em ambas modelagens nas restrições 5.13, 5.14, 6.15 e 6.16, todas elas retratando a dinâmica de balanço intertemporal de águas para uma determinada usina.

Tabela A.1 – Média por décadas das afluências para Corumbá IV [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	211	214	212	291	202	252	195	186	150	25	64	73	71	81	63	73	70	59	44
2	211	214	212	291	202	252	195	186	150	26	64	73	71	81	63	73	70	59	44
3	211	214	212	291	202	252	195	186	150	27	64	73	71	81	63	73	70	59	44
4	211	214	212	291	202	252	195	186	150	28	64	73	71	81	63	73	70	59	44
5	200	240	227	369	220	256	192	251	140	29	52	55	52	67	51	61	55	47	34
6	200	240	227	369	220	256	192	251	140	30	52	55	52	67	51	61	55	47	34
7	200	240	227	369	220	256	192	251	140	31	52	55	52	67	51	61	55	47	34
8	200	240	227	369	220	256	192	251	140	32	52	55	52	67	51	61	55	47	34
9	193	264	262	336	204	245	215	237	167	33	44	46	41	53	46	53	49	46	28
10	193	264	262	336	204	245	215	237	167	34	44	46	41	53	46	53	49	46	28
11	193	264	262	336	204	245	215	237	167	35	44	46	41	53	46	53	49	46	28
12	193	264	262	336	204	245	215	237	167	36	44	46	41	53	46	53	49	46	28
13	163	185	197	216	185	193	199	197	158	37	54	54	55	67	71	69	60	58	40
14	163	185	197	216	185	193	199	197	158	38	54	54	55	67	71	69	60	58	40
15	163	185	197	216	185	193	199	197	158	39	54	54	55	67	71	69	60	58	40
16	163	185	197	216	185	193	199	197	158	40	54	54	55	67	71	69	60	58	40
17	105	109	129	141	110	129	128	114	86	41	71	89	92	125	110	116	99	89	74
18	105	109	129	141	110	129	128	114	86	42	71	89	92	125	110	116	99	89	74
19	105	109	129	141	110	129	128	114	86	43	71	89	92	125	110	116	99	89	74
20	105	109	129	141	110	129	128	114	86	44	71	89	92	125	110	116	99	89	74
21	76	91	98	105	80	94	89	77	59	45	121	147	152	201	159	198	153	153	117
22	76	91	98	105	80	94	89	77	59	46	121	147	152	201	159	198	153	153	117
23	76	91	98	105	80	94	89	77	59	47	121	147	152	201	159	198	153	153	117
24	76	91	98	105	80	94	89	77	59	48	121	147	152	201	159	198	153	153	117

Tabela A.2 – Média por décadas das afluências para Corumbá III [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	51	52	52	66	49	61	46	57	44	25	16	18	17	19	14	16	16	18	19
2	51	52	52	66	49	61	46	57	44	26	16	18	17	19	14	16	16	18	19
3	51	52	52	66	49	61	46	57	44	27	16	18	17	19	14	16	16	18	19
4	51	52	52	66	49	61	46	57	44	28	16	18	17	19	14	16	16	18	19
5	48	58	55	88	51	56	45	67	44	29	12	13	13	16	12	14	12	14	14
6	48	58	55	88	51	56	45	67	44	30	12	13	13	16	12	14	12	14	14
7	48	58	55	88	51	56	45	67	44	31	12	13	13	16	12	14	12	14	14
8	48	58	55	88	51	56	45	67	44	32	12	13	13	16	12	14	12	14	14
9	47	64	63	77	49	57	51	65	61	33	10	11	10	13	11	12	12	13	12
10	47	64	63	77	49	57	51	65	61	34	10	11	10	13	11	12	12	13	12
11	47	64	63	77	49	57	51	65	61	35	10	11	10	13	11	12	12	13	12
12	47	64	63	77	49	57	51	65	61	36	10	11	10	13	11	12	12	13	12
13	40	45	48	50	42	41	44	47	58	37	13	13	14	17	17	17	14	17	13
14	40	45	48	50	42	41	44	47	58	38	13	13	14	17	17	17	14	17	13
15	40	45	48	50	42	41	44	47	58	39	13	13	14	17	17	17	14	17	13
16	40	45	48	50	42	41	44	47	58	40	13	13	14	17	17	17	14	17	13
17	25	26	31	33	25	28	27	32	34	41	17	21	23	32	27	29	25	25	24
18	25	26	31	33	25	28	27	32	34	42	17	21	23	32	27	29	25	25	24
19	25	26	31	33	25	28	27	32	34	43	17	21	23	32	27	29	25	25	24
20	25	26	31	33	25	28	27	32	34	44	17	21	23	32	27	29	25	25	24
21	19	22	24	25	18	21	20	23	24	45	29	36	37	50	37	49	35	45	42
22	19	22	24	25	18	21	20	23	24	46	29	36	37	50	37	49	35	45	42
23	19	22	24	25	18	21	20	23	24	47	29	36	37	50	37	49	35	45	42
24	19	22	24	25	18	21	20	23	24	48	29	36	37	50	37	49	35	45	42

Tabela A.3 – Média por décadas das afluências para Corumbá I [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	463	470	461	588	455	530	419	499	309	25	140	160	154	169	143	166	150	148	106
2	463	470	461	588	455	530	419	499	309	26	140	160	154	169	143	166	150	148	106
3	463	470	461	588	455	530	419	499	309	27	140	160	154	169	143	166	150	148	106
4	463	470	461	588	455	530	419	499	309	28	140	160	154	169	143	166	150	148	106
5	438	525	492	783	533	552	416	591	279	29	113	119	113	141	113	139	119	115	81
6	438	525	492	783	533	552	416	591	279	30	113	119	113	141	113	139	119	115	81
7	438	525	492	783	533	552	416	591	279	31	113	119	113	141	113	139	119	115	81
8	438	525	492	783	533	552	416	591	279	32	113	119	113	141	113	139	119	115	81
9	422	578	568	689	453	509	477	596	376	33	97	101	89	113	102	126	104	107	65
10	422	578	568	689	453	509	477	596	376	34	97	101	89	113	102	126	104	107	65
11	422	578	568	689	453	509	477	596	376	35	97	101	89	113	102	126	104	107	65
12	422	578	568	689	453	509	477	596	376	36	97	101	89	113	102	126	104	107	65
13	357	406	428	442	399	411	362	463	339	37	118	118	120	146	146	153	113	115	79
14	357	406	428	442	399	411	362	463	339	38	118	118	120	146	146	153	113	115	79
15	357	406	428	442	399	411	362	463	339	39	118	118	120	146	146	153	113	115	79
16	357	406	428	442	399	411	362	463	339	40	118	118	120	146	146	153	113	115	79
17	229	239	279	300	235	278	251	273	195	41	155	195	200	285	257	239	196	203	150
18	229	239	279	300	235	278	251	273	195	42	155	195	200	285	257	239	196	203	150
19	229	239	279	300	235	278	251	273	195	43	155	195	200	285	257	239	196	203	150
20	229	239	279	300	235	278	251	273	195	44	155	195	200	285	257	239	196	203	150
21	166	199	212	220	176	206	186	188	143	45	265	321	330	449	352	415	321	392	250
22	166	199	212	220	176	206	186	188	143	46	265	321	330	449	352	415	321	392	250
23	166	199	212	220	176	206	186	188	143	47	265	321	330	449	352	415	321	392	250
24	166	199	212	220	176	206	186	188	143	48	265	321	330	449	352	415	321	392	250

Tabela A.4 – Média por décadas das afluências para Emborcação [m³/s].

Década										Década									
Semana	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19	Semana	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	538	546	518	611	593	723	512	577	414	25	164	181	155	149	139	169	132	147	107
2	538	546	518	611	593	723	512	577	414	26	164	181	155	149	139	169	132	147	107
3	538	546	518	611	593	723	512	577	414	27	164	181	155	149	139	169	132	147	107
4	538	546	518	611	593	723	512	577	414	28	164	181	155	149	139	169	132	147	107
5	509	611	537	686	526	677	521	632	288	29	132	136	122	115	109	147	118	125	87
6	509	611	537	686	526	677	521	632	288	30	132	136	122	115	109	147	118	125	87
7	509	611	537	686	526	677	521	632	288	31	132	136	122	115	109	147	118	125	87
8	509	611	537	686	526	677	521	632	288	32	132	136	122	115	109	147	118	125	87
9	491	673	633	576	438	521	462	517	378	33	112	115	102	91	105	143	115	123	70
10	491	673	633	576	438	521	462	517	378	34	112	115	102	91	105	143	115	123	70
11	491	673	633	576	438	521	462	517	378	35	112	115	102	91	105	143	115	123	70
12	491	673	633	576	438	521	462	517	378	36	112	115	102	91	105	143	115	123	70
13	415	473	422	352	346	396	323	370	258	37	137	136	128	124	156	163	123	112	72
14	415	473	422	352	346	396	323	370	258	38	137	136	128	124	156	163	123	112	72
15	415	473	422	352	346	396	323	370	258	39	137	136	128	124	156	163	123	112	72
16	415	473	422	352	346	396	323	370	258	40	137	136	128	124	156	163	123	112	72
17	266	278	266	255	217	249	219	224	173	41	181	218	231	232	302	269	208	172	183
18	266	278	266	255	217	249	219	224	173	42	181	218	231	232	302	269	208	172	183
19	266	278	266	255	217	249	219	224	173	43	181	218	231	232	302	269	208	172	183
20	266	278	266	255	217	249	219	224	173	44	181	218	231	232	302	269	208	172	183
21	194	233	201	188	171	199	163	177	140	45	309	378	447	454	481	515	346	412	314
22	194	233	201	188	171	199	163	177	140	46	309	378	447	454	481	515	346	412	314
23	194	233	201	188	171	199	163	177	140	47	309	378	447	454	481	515	346	412	314
24	194	233	201	188	171	199	163	177	140	48	309	378	447	454	481	515	346	412	314

Tabela A.5 – Média por décadas das afluências para Nova Ponte [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	538	540	441	634	461	647	487	511	359	25	164	169	170	181	161	189	151	150	120
2	538	540	441	634	461	647	487	511	359	26	164	169	170	181	161	189	151	150	120
3	538	540	441	634	461	647	487	511	359	27	164	169	170	181	161	189	151	150	120
4	538	540	441	634	461	647	487	511	359	28	164	169	170	181	161	189	151	150	120
5	509	607	484	685	437	586	493	542	294	29	132	132	140	152	133	163	124	114	94
6	509	607	484	685	437	586	493	542	294	30	132	132	140	152	133	163	124	114	94
7	509	607	484	685	437	586	493	542	294	31	132	132	140	152	133	163	124	114	94
8	509	607	484	685	437	586	493	542	294	32	132	132	140	152	133	163	124	114	94
9	492	635	496	581	391	514	437	470	370	33	112	113	129	130	132	155	117	111	78
10	492	635	496	581	391	514	437	470	370	34	112	113	129	130	132	155	117	111	78
11	492	635	496	581	391	514	437	470	370	35	112	113	129	130	132	155	117	111	78
12	492	635	496	581	391	514	437	470	370	36	112	113	129	130	132	155	117	111	78
13	415	462	371	370	327	405	346	331	265	37	137	134	149	186	176	185	138	118	103
14	415	462	371	370	327	405	346	331	265	38	137	134	149	186	176	185	138	118	103
15	415	462	371	370	327	405	346	331	265	39	137	134	149	186	176	185	138	118	103
16	415	462	371	370	327	405	346	331	265	40	137	134	149	186	176	185	138	118	103
17	266	274	266	278	231	284	245	230	190	41	181	215	223	285	298	240	182	177	189
18	266	274	266	278	231	284	245	230	190	42	181	215	223	285	298	240	182	177	189
19	266	274	266	278	231	284	245	230	190	43	181	215	223	285	298	240	182	177	189
20	266	274	266	278	231	284	245	230	190	44	181	215	223	285	298	240	182	177	189
21	194	208	207	214	189	230	188	181	156	45	309	392	350	476	409	429	287	384	286
22	194	208	207	214	189	230	188	181	156	46	309	392	350	476	409	429	287	384	286
23	194	208	207	214	189	230	188	181	156	47	309	392	350	476	409	429	287	384	286
24	194	208	207	214	189	230	188	181	156	48	309	392	350	476	409	429	287	384	286

Tabela A.6 – Média por décadas das afluências para Miranda [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	81	81	64	93	69	96	75	88	30	25	24	25	26	28	25	29	33	42	13
2	81	81	64	93	69	96	75	88	30	26	24	25	26	28	25	29	33	42	13
3	81	81	64	93	69	96	75	88	30	27	24	25	26	28	25	29	33	42	13
4	81	81	64	93	69	96	75	88	30	28	24	25	26	28	25	29	33	42	13
5	76	91	71	100	68	91	82	97	23	29	20	20	22	23	21	25	32	46	10
6	76	91	71	100	68	91	82	97	23	30	20	20	22	23	21	25	32	46	10
7	76	91	71	100	68	91	82	97	23	31	20	20	22	23	21	25	32	46	10
8	76	91	71	100	68	91	82	97	23	32	20	20	22	23	21	25	32	46	10
9	74	95	75	92	59	77	73	87	37	33	17	17	19	19	20	23	33	49	10
10	74	95	75	92	59	77	73	87	37	34	17	17	19	19	20	23	33	49	10
11	74	95	75	92	59	77	73	87	37	35	17	17	19	19	20	23	33	49	10
12	74	95	75	92	59	77	73	87	37	36	17	17	19	19	20	23	33	49	10
13	62	69	59	58	51	64	69	77	27	37	20	20	21	26	25	27	38	44	13
14	62	69	59	58	51	64	69	77	27	38	20	20	21	26	25	27	38	44	13
15	62	69	59	58	51	64	69	77	27	39	20	20	21	26	25	27	38	44	13
16	62	69	59	58	51	64	69	77	27	40	20	20	21	26	25	27	38	44	13
17	40	41	41	43	35	45	49	56	16	41	27	32	33	42	42	35	47	54	18
18	40	41	41	43	35	45	49	56	16	42	27	32	33	42	42	35	47	54	18
19	40	41	41	43	35	45	49	56	16	43	27	32	33	42	42	35	47	54	18
20	40	41	41	43	35	45	49	56	16	44	27	32	33	42	42	35	47	54	18
21	29	31	32	33	30	36	41	47	16	45	46	59	51	68	60	59	58	75	24
22	29	31	32	33	30	36	41	47	16	46	46	59	51	68	60	59	58	75	24
23	29	31	32	33	30	36	41	47	16	47	46	59	51	68	60	59	58	75	24
24	29	31	32	33	30	36	41	47	16	48	46	59	51	68	60	59	58	75	24

Tabela A.7 – Média por décadas das afluências para Capim Branco I [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	11	11	8	12	9	12	10	12	4	25	3	3	4	4	4	4	6	6	1
2	11	11	8	12	9	12	10	12	4	26	3	3	4	4	4	4	6	6	1
3	11	11	8	12	9	12	10	12	4	27	3	3	4	4	4	4	6	6	1
4	11	11	8	12	9	12	10	12	4	28	3	3	4	4	4	4	6	6	1
5	10	12	9	13	10	13	12	18	3	29	3	3	3	3	3	4	7	6	1
6	10	12	9	13	10	13	12	18	3	30	3	3	3	3	3	4	7	6	1
7	10	12	9	13	10	13	12	18	3	31	3	3	3	3	3	4	7	6	1
8	10	12	9	13	10	13	12	18	3	32	3	3	3	3	3	4	7	6	1
9	10	13	10	14	8	10	12	14	5	33	2	2	3	3	3	3	7	5	1
10	10	13	10	14	8	10	12	14	5	34	2	2	3	3	3	3	7	5	1
11	10	13	10	14	8	10	12	14	5	35	2	2	3	3	3	3	7	5	1
12	10	13	10	14	8	10	12	14	5	36	2	2	3	3	3	3	7	5	1
13	8	9	9	9	8	10	12	12	3	37	3	3	3	3	3	4	6	4	1
14	8	9	9	9	8	10	12	12	3	38	3	3	3	3	3	4	6	4	1
15	8	9	9	9	8	10	12	12	3	39	3	3	3	3	3	4	6	4	1
16	8	9	9	9	8	10	12	12	3	40	3	3	3	3	3	4	6	4	1
17	5	6	6	6	5	6	9	9	2	41	3	4	4	5	5	5	7	5	1
18	5	6	6	6	5	6	9	9	2	42	3	4	4	5	5	5	7	5	1
19	5	6	6	6	5	6	9	9	2	43	3	4	4	5	5	5	7	5	1
20	5	6	6	6	5	6	9	9	2	44	3	4	4	5	5	5	7	5	1
21	4	4	4	4	4	5	7	7	2	45	6	8	6	8	7	6	7	8	3
22	4	4	4	4	4	5	7	7	2	46	6	8	6	8	7	6	7	8	3
23	4	4	4	4	4	5	7	7	2	47	6	8	6	8	7	6	7	8	3
24	4	4	4	4	4	5	7	7	2	48	6	8	6	8	7	6	7	8	3

Tabela A.8 – Média por décadas das afluências para Capim Branco II [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	25	25	18	27	21	27	25	29	9	25	8	8	8	9	8	9	14	14	3
2	25	25	18	27	21	27	25	29	9	26	8	8	8	9	8	9	14	14	3
3	25	25	18	27	21	27	25	29	9	27	8	8	8	9	8	9	14	14	3
4	25	25	18	27	21	27	25	29	9	28	8	8	8	9	8	9	14	14	3
5	24	28	22	28	22	30	28	38	6	29	6	6	7	8	6	8	16	13	2
6	24	28	22	28	22	30	28	38	6	30	6	6	7	8	6	8	16	13	2
7	24	28	22	28	22	30	28	38	6	31	6	6	7	8	6	8	16	13	2
8	24	28	22	28	22	30	28	38	6	32	6	6	7	8	6	8	16	13	2
9	22	29	22	31	19	23	25	31	10	33	5	5	6	6	6	7	16	10	1
10	22	29	22	31	19	23	25	31	10	34	5	5	6	6	6	7	16	10	1
11	22	29	22	31	19	23	25	31	10	35	5	5	6	6	6	7	16	10	1
12	22	29	22	31	19	23	25	31	10	36	5	5	6	6	6	7	16	10	1
13	19	21	21	20	17	22	26	26	8	37	6	6	6	6	7	7	15	9	2
14	19	21	21	20	17	22	26	26	8	38	6	6	6	6	7	7	15	9	2
15	19	21	21	20	17	22	26	26	8	39	6	6	6	6	7	7	15	9	2
16	19	21	21	20	17	22	26	26	8	40	6	6	6	6	7	7	15	9	2
17	12	13	13	14	11	15	19	19	5	41	8	10	9	12	10	10	17	12	2
18	12	13	13	14	11	15	19	19	5	42	8	10	9	12	10	10	17	12	2
19	12	13	13	14	11	15	19	19	5	43	8	10	9	12	10	10	17	12	2
20	12	13	13	14	11	15	19	19	5	44	8	10	9	12	10	10	17	12	2
21	9	10	10	10	10	12	15	17	4	45	14	18	15	19	17	15	20	18	6
22	9	10	10	10	10	12	15	17	4	46	14	18	15	19	17	15	20	18	6
23	9	10	10	10	10	12	15	17	4	47	14	18	15	19	17	15	20	18	6
24	9	10	10	10	10	12	15	17	4	48	14	18	15	19	17	15	20	18	6

Tabela A.9 – Média por décadas das afluências para Itumbiara [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	617	634	279	331	314	543	382	425	354	25	187	211	85	94	155	90	75	133	109
2	617	634	279	331	314	543	382	425	354	26	187	211	85	94	155	90	75	133	109
3	617	634	279	331	314	543	382	425	354	27	187	211	85	94	155	90	75	133	109
4	617	634	279	331	314	543	382	425	354	28	187	211	85	94	155	90	75	133	109
5	583	706	289	431	358	497	339	450	297	29	151	151	62	78	112	76	58	118	79
6	583	706	289	431	358	497	339	450	297	30	151	151	62	78	112	76	58	118	79
7	583	706	289	431	358	497	339	450	297	31	151	151	62	78	112	76	58	118	79
8	583	706	289	431	358	497	339	450	297	32	151	151	62	78	112	76	58	118	79
9	564	817	344	390	263	476	382	386	383	33	129	128	48	65	120	62	68	106	65
10	564	817	344	390	263	476	382	386	383	34	129	128	48	65	120	62	68	106	65
11	564	817	344	390	263	476	382	386	383	35	129	128	48	65	120	62	68	106	65
12	564	817	344	390	263	476	382	386	383	36	129	128	48	65	120	62	68	106	65
13	476	555	239	237	243	316	225	308	282	37	157	152	69	91	108	106	78	90	91
14	476	555	239	237	243	316	225	308	282	38	157	152	69	91	108	106	78	90	91
15	476	555	239	237	243	316	225	308	282	39	157	152	69	91	108	106	78	90	91
16	476	555	239	237	243	316	225	308	282	40	157	152	69	91	108	106	78	90	91
17	306	324	154	162	200	178	145	202	181	41	207	245	119	163	181	169	108	141	191
18	306	324	154	162	200	178	145	202	181	42	207	245	119	163	181	169	108	141	191
19	306	324	154	162	200	178	145	202	181	43	207	245	119	163	181	169	108	141	191
20	306	324	154	162	200	178	145	202	181	44	207	245	119	163	181	169	108	141	191
21	222	292	116	120	180	136	111	168	153	45	354	398	214	261	290	428	195	302	296
22	222	292	116	120	180	136	111	168	153	46	354	398	214	261	290	428	195	302	296
23	222	292	116	120	180	136	111	168	153	47	354	398	214	261	290	428	195	302	296
24	222	292	116	120	180	136	111	168	153	48	354	398	214	261	290	428	195	302	296

Tabela A.10 – Média por décadas das afluências para Cachoeira Dourada [m³/s].

Semana	Década									Semana	Década								
	1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19		1930-39	40-49	50-59	60-69	70-79	80-89	90-99	00-09	10-19
1	130	132	104	135	112	137	114	142	113	25	39	44	38	41	39	62	53	66	48
2	130	132	104	135	112	137	114	142	113	26	39	44	38	41	39	62	53	66	48
3	130	132	104	135	112	137	114	142	113	27	39	44	38	41	39	62	53	66	48
4	130	132	104	135	112	137	114	142	113	28	39	44	38	41	39	62	53	66	48
5	123	147	112	160	116	174	130	163	110	29	32	33	30	33	31	47	54	57	39
6	123	147	112	160	116	174	130	163	110	30	32	33	30	33	31	47	54	57	39
7	123	147	112	160	116	174	130	163	110	31	32	33	30	33	31	47	54	57	39
8	123	147	112	160	116	174	130	163	110	32	32	33	30	33	31	47	54	57	39
9	119	162	132	150	101	150	118	142	138	33	27	28	24	27	29	49	52	54	29
10	119	162	132	150	101	150	118	142	138	34	27	28	24	27	29	49	52	54	29
11	119	162	132	150	101	150	118	142	138	35	27	28	24	27	29	49	52	54	29
12	119	162	132	150	101	150	118	142	138	36	27	28	24	27	29	49	52	54	29
13	100	114	104	95	89	119	102	125	118	37	33	31	28	32	35	53	41	44	31
14	100	114	104	95	89	119	102	125	118	38	33	31	28	32	35	53	41	44	31
15	100	114	104	95	89	119	102	125	118	39	33	31	28	32	35	53	41	44	31
16	100	114	104	95	89	119	102	125	118	40	33	31	28	32	35	53	41	44	31
17	64	67	65	68	59	79	78	87	75	41	44	53	43	57	57	68	60	58	45
18	64	67	65	68	59	79	78	87	75	42	44	53	43	57	57	68	60	58	45
19	64	67	65	68	59	79	78	87	75	43	44	53	43	57	57	68	60	58	45
20	64	67	65	68	59	79	78	87	75	44	44	53	43	57	57	68	60	58	45
21	47	56	50	50	47	67	57	75	61	45	75	89	81	98	91	112	79	106	81
22	47	56	50	50	47	67	57	75	61	46	75	89	81	98	91	112	79	106	81
23	47	56	50	50	47	67	57	75	61	47	75	89	81	98	91	112	79	106	81
24	47	56	50	50	47	67	57	75	61	48	75	89	81	98	91	112	79	106	81

Tabela B.1 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços nulos [R\$].

[illegible]

Tabela B.2 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços modulados pela afluência [R\$].

Semanas	Usina hidrelétrica										Semanas	Usina hidrelétrica									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	13,06	13,26	13,15	10,00	10,13	11,12	13,87	13,05	10,98	13,17	25	32,20	32,15	32,13	32,74	32,35	33,07	32,89	32,10	32,29	31,97
2	13,06	13,26	13,15	10,00	10,13	11,12	13,87	13,05	10,98	13,17	26	32,20	32,15	32,13	32,74	32,35	33,07	32,89	32,10	32,29	31,97
3	13,06	13,26	13,15	10,00	10,13	11,12	13,87	13,05	10,98	13,17	27	32,20	32,15	32,13	32,74	32,35	33,07	32,89	32,10	32,29	31,97
4	13,06	13,26	13,15	10,00	10,13	11,12	13,87	13,05	10,98	13,17	28	32,20	32,15	32,13	32,74	32,35	33,07	32,89	32,10	32,29	31,97
5	10,41	11,28	10,39	10,28	10,00	10,00	10,00	10,00	10,43	10,00	29	34,01	34,07	34,01	34,29	34,25	34,39	33,59	33,48	34,27	33,99
6	10,41	11,28	10,39	10,28	10,00	10,00	10,00	10,00	10,43	10,00	30	34,01	34,07	34,01	34,29	34,25	34,39	33,59	33,48	34,27	33,99
7	10,41	11,28	10,39	10,28	10,00	10,00	10,00	10,00	10,43	10,00	31	34,01	34,07	34,01	34,29	34,25	34,39	33,59	33,48	34,27	33,99
8	10,41	11,28	10,39	10,28	10,00	10,00	10,00	10,00	10,43	10,00	32	34,01	34,07	34,01	34,29	34,25	34,39	33,59	33,48	34,27	33,99
9	10,00	10,00	10,00	12,11	11,76	11,52	11,41	12,13	10,00	10,63	33	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
10	10,00	10,00	10,00	12,11	11,76	11,52	11,41	12,13	10,00	10,63	34	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
11	10,00	10,00	10,00	12,11	11,76	11,52	11,41	12,13	10,00	10,63	35	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
12	10,00	10,00	10,00	12,11	11,76	11,52	11,41	12,13	10,00	10,63	36	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00	35,00
13	16,26	16,92	17,05	20,34	19,45	18,28	17,04	17,01	18,74	17,34	37	33,22	33,20	33,65	33,92	33,25	33,63	34,65	34,70	33,83	34,75
14	16,26	16,92	17,05	20,34	19,45	18,28	17,04	17,01	18,74	17,34	38	33,22	33,20	33,65	33,92	33,25	33,63	34,65	34,70	33,83	34,75
15	16,26	16,92	17,05	20,34	19,45	18,28	17,04	17,01	18,74	17,34	39	33,22	33,20	33,65	33,92	33,25	33,63	34,65	34,70	33,83	34,75
16	16,26	16,92	17,05	20,34	19,45	18,28	17,04	17,01	18,74	17,34	40	33,22	33,20	33,65	33,92	33,25	33,63	34,65	34,70	33,83	34,75
17	25,61	25,87	25,87	27,78	26,66	26,92	26,20	26,01	26,75	26,18	41	28,32	28,08	28,52	28,71	28,59	28,75	31,48	30,73	29,30	30,47
18	25,61	25,87	25,87	27,78	26,66	26,92	26,20	26,01	26,75	26,18	42	28,32	28,08	28,52	28,71	28,59	28,75	31,48	30,73	29,30	30,47
19	25,61	25,87	25,87	27,78	26,66	26,92	26,20	26,01	26,75	26,18	43	28,32	28,08	28,52	28,71	28,59	28,75	31,48	30,73	29,30	30,47
20	25,61	25,87	25,87	27,78	26,66	26,92	26,20	26,01	26,75	26,18	44	28,32	28,08	28,52	28,71	28,59	28,75	31,48	30,73	29,30	30,47
21	29,71	29,65	29,74	30,75	30,15	30,53	30,77	29,66	29,50	29,79	45	20,51	20,12	20,45	18,48	19,23	20,11	24,44	22,80	19,86	21,54
22	29,71	29,65	29,74	30,75	30,15	30,53	30,77	29,66	29,50	29,79	46	20,51	20,12	20,45	18,48	19,23	20,11	24,44	22,80	19,86	21,54
23	29,71	29,65	29,74	30,75	30,15	30,53	30,77	29,66	29,50	29,79	47	20,51	20,12	20,45	18,48	19,23	20,11	24,44	22,80	19,86	21,54
24	29,71	29,65	29,74	30,75	30,15	30,53	30,77	29,66	29,50	29,79	48	20,51	20,12	20,45	18,48	19,23	20,11	24,44	22,80	19,86	21,54

Tabela B.3 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços modulados pela demanda [R\$].

[illegible]

Tabela B.4 – Lances das usinas hidrelétricas referentes à estratégia de preços modulados pelo preços do PEEDEJR [R\$].

[illegible]