Instituto Alberto Luiz Coimbra de
Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia
COPPE UFRJ

UM MODELO PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO NA TEORIA DOS CONTRATOS

Alexandre Cafure Lafranque

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador: Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro
Janeiro de 2020

UM MODELO PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO NA TEORIA DOS CONTRATOS

Alexandre Cafure Lafranque

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Roberto Schaeffer, Ph.D.

Prof. Alexandre Salem Szklo, Ph.D.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, Ph.D.

Prof. Luiz Augusto Nobrega Barroso, Ph.D.

Prof. Reinaldo Castro Souza, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
JANEIRO DE 2020

Lafranque, Alexandre Cafure

Um modelo para a comercialização de energia elétrica baseado na teoria dos contratos/Alexandre Cafure Lafranque. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XVI, 148 p.: il.; 29, 7cm.

Orientador: Roberto Schaeffer

Tese (doutorado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 139 – 148.

1. Contratos sob incertezas. 2. Mercados de energias renováveis. 3. Compartilhamento de riscos de mercado. I. Schaeffer, Roberto. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Eu dedico este trabalho ao meu filho Arthur, minha maior inspiração neste mundo.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria de agradecer a minha família pelo apoio de sempre e pelo incentivo nessa jornada. Em especial, queria agradecer a minha esposa Raíssa, minha maior parceira, que foi fundamental para me manter motivado ao longo desses anos, cuidar do nosso filho durante as intermináveis horas de redação e que soube aguentar com sabedoria minhas mudanças de humor repentinas. Sem você este trabalho não teria sido possível, eu tenho muito orgulho de ser seu marido e muita admiração por você. Gostaria também de agradecer ao meu filho Arthur, um presente inesperado no meio do meu doutorado, que veio iluminar nossas vidas nesses últimos 3 anos e tornar a entrega desta tese ainda mais desafiadora. Não esqueço dos meus pais, Marie-José e Hervé e do meu irmão, Eymeric, a quem devo tudo. Tenho muito orgulho da minha criação e dos valores que vocês me transmitiram, eu sei que esses anos todos de estudo não teriam sido possíveis sem o apoio de vocês. Queria também agradecer em especial à Dalva, à Carla e ao Nuno pelo apoio, pelo carinho nas horas difíceis e pelo suporte durante essa jornada.

Eu gostaria de agradecer ao meu coordenador, o professor Roberto Schaeffer, primeiramente por ter me escolhido para realizar este trabalho de doutorado e sobretudo pela sua confiança ao longo desses anos. Seu olhar crítico foi fundamental para contribuir na elaboração e na finalização deste trabalho.

Agradeço também à professora Leontina Pinto, que foi essencial para a entrega deste trabalho. Ao longo dos meus anos de trabalho na Engenho, a Leontina me ensinou com muita didática uma série de conceitos matemáticos e econômicos sobre diversos temas, entre outros: otimização estocástica, teoria dos jogos ou ainda teoria dos contratos e que serviram de base para a redação desta tese de doutorado. Essa formação, além dos ensinamentos sobre o setor elétrico brasileiro, foram essenciais para me preparar para este trabalho e me tornar o profissional que eu sou hoje. Gostaria também de agradecer aos meus antigos colegas da Engenho: Gabriel Torres e Eduardo Raguenet, que passaram uma boa parte dessa jornada comigo e me ajudaram na realização deste trabalho.

Gostaria de agradecer a empresa Alupar, e mais especificamente às suas equipes de P&D e de comercialização que foram parceiras da Engenho ao longo do projeto de P&D "Um novo olhar sobre o setor de energia elétrica: a construção de um

arcabouço contratual sólido e confiável", projeto que foi desenvolvido no âmbito do programa de P&D da ANEEL e que foi concluído em Dezembro de 2018 pela equipe da Engenho. Muito obrigado pelas ótimas conversas de alto nível técnico ao longo do projeto, seus feedbacks foram extremamente importantes para que possamos garantir a entrega de um projeto de qualidade.

Eu gostaria de agradecer aos meus colegas da Statkraft, que me apoiaram na finalização deste trabalho, me inspiram a cada dia e reforçam minha convicção de que a análise dos riscos no setor elétrico brasileiro é chave para construir o futuro do nosso setor e direcionar da melhor forma os investimentos da nossa empresa.

Por fim, gostaria de agradecer aos meus amigos e antigos colegas de trabalho que me apoiaram e participaram também dessa jornada: Derick Furquim, Déborah Senna, Marcelo Mabba, Rosane Saviato Dias, José Rafael, Mayra Rolim, Leonardo Féler, Filipe Giacommelli, Ágatha Oliveira, Manoela Brito, Natasha da Silva, Fabiano Lacombe, Guilherme Dantas, Paola Dorado.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

UM MODELO PARA A COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA BASEADO NA TEORIA DOS CONTRATOS

Alexandre Cafure Lafranque

Janeiro/2020

Orientador: Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

A comercialização de energias renováveis é um desafio, uma vez que as mudanças climáticas tornam difícil a previsão da geração dessas usinas a partir de dados históricos, mesmo sob uma abordagem estatística. Considerando a complexidade da precificação da energia e a necessidade de proteger ambas as contrapartes dos riscos de produção, este trabalho aplica a teoria dos contratos para construir uma nova estrutura de precificação e de comercialização de energias renováveis baseada não apenas em preços, mas também no compartilhamento dos riscos de mercado entre os agentes. Nosso objetivo é proteger os geradores hidráulicos dos eventos climatológicos extremos através da criação de um arcabouço contratual inovador, que consiga gerenciar os riscos e contemplar os cenários de incertezas. Os parâmetros contratuais são cuidadosamente elaborados através de uma ampla gama de modelos de otimização estocástica, a fim de mitigar os riscos e assegurar o equilíbrio entre os agentes vendedores e compradores. Uma vez desenhados, a robustez e a performance desses contratos são avaliados dentro de um ambiente de mercado e depois comparados com os contratos aplicados no mecanismo de mitigação de realocação de energia (MRE).

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

A MODEL FOR THE TRADING OF ELECTRICITY BASED ON THE THEORY OF CONTRACTS

Alexandre Cafure Lafranque

January/2020

Advisor: Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

The trading of renewable energy is a challenge, since climate change makes it difficult to forecast the production of these plants using historical data, even under a statistical approach. Considering the complexity of energy pricing and the need to protect both counterparts from unforeseen risks, this thesis applies the Contract Theory to build both a new pricing and trading structure for renewable energy based not only on pricing, but also on the sharing of market risks among agents. Our purpose is to protect agents from unexpected events by creating an innovative contractual framework that manages risks, addresses uncertainty scenarios and manages information asymmetries between counterparties. The contractual parameters are carefully designed through a wide range of stochastic optimization models in order to mitigate risk and ensure balance between selling and buying agents. Once designed, these innovative contracts are inserted into a market environment, simulated through game theory, to estimate the benefits of these contractual modalities in relation to conventional contracts.

Sumário

Lista de Figuras **xii**

Lista de Tabelas **xiii**

1 Introdução **1**

1.1 Motivação 1
1.2 Objetivo 2
1.3 Estrutura do trabalho 3

2 Teoria dos Contratos **6**

2.1 Introdução 6
2.2 Modelo de Agente Principal 7
2.3 Contratação bilateral ótima sob incertezas 8
2.3.1 Desenho contratual 8
2.3.2 Gerenciamento de riscos para os contratos de energia 10
2.3.3 Limitações 12
2.4 Contratação bilateral ótima sob assimetrias de informações 13
2.4.1 Seleção adversa 14
2.4.2 Sinalização 18
2.4.3 Perigo moral 20
2.5 Contratação incompleta 23
2.5.1 Direitos de propriedade 24
2.5.2 O difícil equacionamento de eventos inesperados 28
2.5.3 Flexibilização contratual 30

3 Realocação do Risco Climatológico via Mecanismo Contratual **32**

3.1 Limitações das coberturas de riscos pelas ferramentas tradicionais . . 32
3.2 Desenho contratual do contrato de mitigação de risco hidrológico . . . 35
3.3 Formulação do problema 38
3.3.1 Contrato convencional 38
3.3.2 Contrato com realocação de risco hidrológico 39
3.3.3 Ponto de equilíbrio 41

4 Busca de um Equilíbrio com a Programação Linear 43
4.1 Modelagem de Contrato de Mitigação de Risco 43
4.2 Mitigação de Risco para o Vendedor 45
4.2.1 Equacionamento do problema 45
4.2.2 Aplicação no caso de uma usina hidrelétrica 47
4.2.3 Avaliação dos resultados 50
4.2.4 Interpretação econômica das variáveis de decisão 52
4.3 Problema do Comprador 54
4.3.1 Equacionamento do problema 54
4.3.2 Avaliação dos resultados 56
4.3.3 Análise dos preços sombra com o problema dual 57
4.4 Buscando um Equilíbrio para o Conjunto Vendedor/Comprador . . . 59
4.4.1 Minimização da diferença entre prêmios 59
4.4.2 Garantir uma paridade entre prêmio de risco e bônus 62
4.4.3 Incentivo no preço do contrato de risco 67

5 Mitigação de Risco Hidrológico sob a Ótica da Teoria dos Jogos 71
5.1 Estruturação de um jogo a dois participantes 71
5.1.1 Jogo estático de informação completa 72
5.1.2 Jogo na forma normal com estratégias puras 73
5.1.3 Representação matricial de um jogo finito 73
5.1.4 Equilíbrio de Nash 74
5.1.5 Jogos de soma zero e resolução via programação linear 75
5.2 Contrato de mitigação de risco como jogo de soma zero 78
5.2.1 Equilíbrio do jogo para um exemplo a quatro instantes 79
5.2.2 Equilíbrio do jogo para um exemplo a dois instantes e dois cenários 84

6 Simulação de Contrato de Mitigação de Risco dentro de um Modelo de Mercado 89
6.1 Equilíbrios de mercado em função de negociação sobre limites de geração 90
6.1.1 Funções de retorno dos jogadores 91
6.1.2 Parâmetros do jogo 92
6.1.3 Estratégias dos agentes 99
6.1.4 Representação matricial do jogo 102
6.1.5 Equilíbrio do jogo 103
6.1.6 Modelo alternativo considerando estratégias sobre os prêmios . 107
6.2 Diversificação de riscos e seus impactos sobre o equilíbrio de mercado 109
6.2.1 Prêmios de risco e de bônus 109
6.2.2 Estratégias dos agentes 111

6.2.3 Equilíbrio de Nash com estratégias mistas 112
6.3 Modelo de planejamento centralizado para repactuação do risco hidrológico 116
6.3.1 Mecanismo de realocação de energia e caminho para repactuação do risco hidrológico 116
6.3.2 Produtos oferecidos na repactuação do risco hidrológico do mercado ACR 118
6.3.3 Modelo para repactuação de risco hidrológico 120
6.3.4 Equilíbrio do modelo centralizado 123
6.3.5 Análise de sensibilidade considerando um desempenho pior por parte de usinas hidrelétricas 125
6.4 Caminhos regulatórios para mitigação de risco climatológico 128

7 Considerações Finais **132**
7.1 Principais Resultados 132
7.2 Limitações e trabalhos futuros 137

Referências Bibliográficas **139**

Lista de Figuras

3.1 Ilustração da realocação do risco hidrológico entre o gerador e o comprador de energia¡ Fonte: Elaboração Própria 38

4.1 Ilustração do compartilhamento do risco hidrológico entre o vendedor e o comprador de energia. Fonte: Elaboração Própria 45
4.2 Preço de longo prazo praticado no mercado livre convencional - Fonte: DCIDE 49
4.3 Montantes dos prêmios de risco e de bônus no modelo de mitigação de riscos. Fonte: Elaboração Própria 65
4.4 Montantes dos prêmios de risco e de bônus no modelo de mitigação de riscos. Fonte: Elaboração Própria 66

6.1 Cenários de geração dos vendedores hidráulicos. Fonte: Elaboração Própria 93
6.2 Cenários de preços no mercado *spot*. Fonte: Elaboração Própria . . . 96
6.3 Distribuição de receitas do vendedor 1 em função das estratégias dos compradores. Fonte: Elaboração Própria 104
6.4 Distribuição dos custos do comprador 1 em função das estratégias dos vendedores. Fonte: Elaboração Própria 105
6.5 Distribuição de receitas do vendedor 1 em função das estratégias dos compradores. Fonte: Elaboração Própria 113
6.6 Distribuição dos custos do comprador 2 em função das estratégias dos vendedores. Fonte: Elaboração Própria 114
6.7 Histórico dos valores de GSF desde 2014. Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados da CCEE 126
6.8 Duração dos contratos no mercado livre de energia - Junho/19. Fonte: CCEE 130

Lista de Tabelas

4.1 Cenários de geração hidráulica - (MWm) 47
4.2 Cenários de preços de curto prazo - (R$/MWh) 48
4.3 Probabilidades atreladas aos cenários simulados 48
4.4 Liquidação no mercado de curto prazo - (R$ milhões) 49
4.5 Parâmetros de entrada do modelo de otimização 50
4.6 Principais resultados da otimização do contrato para o vendedor . . . 51
4.7 Análise de sensibilidade em função do nível de risco máximo aceito pelo vendedor 51
4.8 Variáveis de decisão do modelo dual 53
4.9 Principais resultados da otimização do contrato para o comprador . . 56
4.10 Variáveis de decisão do modelo dual 58
4.11 Parâmetros de entrada do modelo de otimização 61
4.12 Principais resultados da otimização do contrato para o comprador . . 62
4.13 Principais resultados da otimização do contrato para o comprador . . 64
4.14 Parâmetros de entrada do modelo de otimização 69
4.15 Principais resultados da otimização do contrato para o comprador . . 69

5.1 Representação de um jogo finito com dois jogadores 74
5.2 Representação de um jogo de soma zero com dois jogadores 76
5.3 Dados de geração hidráulica e de preços no mercado de curto prazo . 80
5.4 Parâmetros de entrada do jogo 80
5.5 Matriz de retorno para o vendedor e o comprador no contrato de mitigação de risco a 4 instantes (em R$ milhões) 82
5.6 Principais resultados do modelo de otimização para o exemplo a 4 instantes 84
5.7 Dados de geração hidráulica e de preços no mercado de curto prazo . 85
5.8 Parâmetros de entrada do jogo 85
5.9 Matriz de retorno para o vendedor e o comprador no contrato de mitigação de risco a 2 instantes e 2 cenários (em R$ milhões) 86
5.10 Principais resultados do modelo de otimização para o exemplo a 2 instantes e 2 cenários 88

6.1 Parâmetros dos 4 vendedores escolhidos. Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE 92
6.2 Probabilidades atreladas a cada cenário simulado 94
6.3 Volumes de energia vendidos pelos geradores 94
6.4 Demanda de energia dos compradores 94
6.5 Volumes de energia negociados entre os vendedores e os compradores 95
6.6 Preços dos contratos de mitigação de risco 97
6.7 Prêmios de risco e de bônus dos contratos de mitigação de risco em (R$/MWh) 98
6.8 Valores dos limites mínimo e máximo de geração para cada usina do mercado (MW) 100
6.9 Estratégias dos vendedores 100
6.10 Estratégias dos compradores 101
6.11 Representação do modelo de mercado com 7 jogadores 102
6.12 Resultados do primeiro modelo de mercado com estratégias sobre os limites 103
6.13 Limites mínimo e máximo de geração dos contratos de mitigação de risco em (MWm) 108
6.14 Valores dos prêmios de risco e de bônus (R$/MWh) 108
6.15 Prêmios de risco e de bônus dos contratos de mitigação de risco em (R$/MWh) 110
6.16 Estratégias dos compradores 111
6.17 Resultados do segundo modelo de mercado com estratégias sobre os limites 112
6.18 Produtos para repactuação do risco hidrológico no mercado ACR . . 119
6.19 Opções de prêmios de risco para o modelo centralizado de repactuação do risco hidrológico 123
6.20 Resultados do modelo centralizado 123
6.21 Resultados da análise de sensibilidade do modelo centralizado 126

Nomenclatura

Constantes

- P^{conv} é o preço do contrato convencional, em R$/MWh;
- P^{risco} é o preço do contrato de risco, em R$/MWh;
- Q é o volume do contrato de risco, em MWm;
- $\pi_{t,s}$ é o preço no mercado de curto prazo para o instante t e o cenário s, em R$/MWh;
- $G_{t,s}$ é a geração da usina hidrelétrica para o instante t e o cenário s, em MWm;
- p_s é a probabilidade do cenário s;
- p^r é o prêmio de risco, em R$/MWh;
- p^b é o prêmio de bônus, em R$/MWh;
- δ é o valor esperado do nível de risco aceito pelo gerador a cada instante t e cada cenários s, em R$.

Variáveis de decisão

- L_{min} é o valor do limite mínimo de geração abaixo do qual o gerador recebe o prêmio de risco do comprador, em MWm;
- L_{max} é o valor do limite máximo de geração acima do qual o gerador paga o prêmio de bônus ao comprador, em MWm;
- $r_{1,t,s}$ e $r_{2,t,s}$ são as duas variáveis de folga para o prêmio de risco para cada instante t e cada cenários s, em MWm. A variável $r_{1,t,s}$ corresponde ao volume pago de prêmio de risco ao vendedor;
- $b_{1,t,s}$ e $b_{2,t,s}$ são as duas variáveis de folga para o prêmio de bônus para cada instante t e cada cenários s, em MWm. A variável $b_{2,t,s}$ corresponde ao volume pago de bônus ao comprador.

Variáveis duais

- $\alpha_{t,s}$ é o valor da variável dual correspondente à restrição que posiciona o limite mínimo L_{min} em relação ao volume gerado $G_{t,s}$, válida para cada instante t e cada cenários s, em R$/MWh;
- $\beta_{t,s}$ é o valor da variável dual correspondente à restrição que posiciona o limite máximo L_{max} em relação ao volume gerado $G_{t,s}$, válida para cada instante t e cada cenários s, em R$/MWh;
- $\gamma_{t,s}$ é o valor da variável dual correspondente à restrição do nível de risco δ, válida para cada instante t e cada cenários s, em R$/MWh;;
- ϕ é o valor da variável dual correspondente à restrição do limite mínimo de geração L_{min} em relação ao valor do contrato Q;
- φ é o valor da variável dual correspondente à restrição do limite máximo de geração L_{max} em relação ao valor do contrato Q.

Conjuntos

- T é o conjunto de instantes do horizonte simulado;
- S é o conjunto de cenários simulado.

Capítulo 1

Introdução

1.1 Motivação

As mudanças climáticas afetam diretamente os geradores renováveis do setor elétrico brasileiro: os regimes de chuvas, de ventos e o índice de claridade sofrem grandes perturbações e afetam a viabilidade dos empreendimentos de geração. Os contratos de comercialização não contemplaram a possibilidade de tais mudanças climáticas e se tornaram ineficientes para arbitrar um risco que não foi precificado. Devido à crescente volatilidade dos sinais climatológicos e à dificuldade em prever o comportamento futuro dos mesmos, os geradores de energia renovável precisam cada vez mais acessar os mercados de curto e médio prazo de energia para cobrir seus volumes gerados e assim respeitar seus contratos com os consumidores, o que acaba evidenciando um problema no desenho contratual do mercado de energia.

No Brasil, alguns mecanismos de mitigação de riscos já existem no mercado, como o mecanismo de realocação de energia (MRE)[1], que é um mecanismo de mitigação de risco centralizado e gerenciado pelas instituições do setor, buscando dividir o risco hidrológico entre os geradores do mercado para minimizar o risco hidrológico individual. Contudo, o desenho regulatório do MRE faz com que os agentes participantes do mecanismo sejam expostos no mercado de curto prazo nos momentos de estresse hidrológico (geralmente acoplados a momentos de preços elevados no mercado *spot*, dada a base hidro-térmica da matriz elétrica brasileira), pois quando a soma da energia gerada pelas usinas hidrelétricas não atinge o valor esperado de garantia física[2], os geradores precisam comprar energia no mercado ao preço *spot*.

[1] Conforme [1], o MRE assegura que todas as usinas participantes recebam seus níveis de garantia física independentemente da produção real de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da garantia física do SIN. Assim, o MRE realoca a energia entre os integrantes do mecanismo, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo.

[2] A garantia física de um empreendimento de geração corresponde à quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento que poderá ser utilizada para atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos [2].

Na prática, os geradores hídricos estão enfrentando uma profunda crise hídrica desde 2014, com geração abaixo de 80% da média histórica, travando o mercado de uma forma inédita e colocando em risco a liquidação do mercado de curto prazo, com altos níveis de inadimplência e falta de liquidez. A situação do mercado é crítica e precisa-se de novas ferramentas de comercialização para destravar as posições dos agentes.

Este exemplo é uma ilustração de que as ferramentas tradicionais de gestão de riscos (modelos estatísticos acoplados a indicadores de risco) não são suficientes para prever os cenários extremos. De fato, as mudanças climáticas representam apenas um dos vários desafios enfrentados pelo mercado. O setor elétrico brasileiro enfrenta uma série de problemas relacionados com os eventos de grande variabilidade: longas durações de inadimplência das empresas por causa da crise econômica, atrasos e gargalos na expansão do sistema, sobrecontratação das distribuidoras, escassez de energia nos mercados. Os ajustes e as evoluções incrementais da regulação do setor têm sido constantes nos últimos anos para tentar frear os efeitos devastadores desses problemas, mas trazem uma enorme insegurança para os agentes.

Neste contexto, a maior insegurança repousa sobre uma ferramenta central do mercado de energia elétrica: o arcabouço contratual. Os contratos atuais são elaborados para precificar riscos baseados em análises históricas, que precisam ganhar em flexibilidade para conseguir se precaver do futuro. Atualmente, a cada evolução regulatória, os agentes estão obrigados a olhar contratos que foram desenhados e precificados para uma outra realidade e esses instrumentos que deveriam consolidar a segurança dos agentes no mercado acabam sendo inadequados para cumprir suas funções.

Este trabalho propõe um novo olhar sobre a comercialização de energia, utilizando a teoria dos contratos. A ideia deste trabalho é modelar um novo tipo de contrato de comercialização de energia renovável e testar seu desempenho dentro de um mercado de energia, reconhecendo que a previsão da geração das usinas renováveis é uma atividade cada vez mais difícil dentro de um contexto de mudanças climáticas e que se faz necessário mitigar os riscos associados e este risco climatológico.

1.2 Objetivo

A teoria dos contratos aborda diversos temas como o gerenciamento das incertezas, a inclusão de incentivos nos contratos quando há presença de informações imperfeitas e assimétricas. Alguns economistas se focaram especificamente sobre a questão dos contratos incompletos, que abordam o tema dos eventos imprevisíveis e seus impactos sobre as contrapartes, conforme [3] e [4]. A teoria dos contratos busca

basicamente criar um ambiente de negócios robusto, mitigando as contingências futuras e preparando os agentes a um futuro incerto. Esta teoria é relativamente recente (por exemplo a teoria dos contratos incompletos foi iniciada no final dos anos 80 e continua sendo desenvolvida na literatura) e não foi ainda aplicada ao setor de energia elétrica. A aplicação dessa teoria para o setor elétrico brasileiro representa portanto uma oportunidade promissora e necessária para garantir uma maior robustez do mercado.

O modelo apresentado neste trabalho busca construir um arcabouço contratual inovador que proteja o gerador renovável dos cenários extremos de produção, mitigando o impacto da alta volatilidade dos cenários climatológicos sobre sua geração através de uma flexibilização dos termos contratuais e assim limitar o efeito das mudanças climáticas sobre seu negócio. Neste sentido, este trabalho contempla a mitigação dos riscos associados à geração de energia de fonte renovável, e mais especificamente hidráulica, no setor elétrico brasileiro. Um segundo objetivo deste trabalho consiste em avaliar a robustez e a performance deste arcabouço contratual dentro de um ambiente de mercado, estimando os impactos financeiros da inclusão dos contratos de mitigação de risco hidrológico sobre os agentes em relação ao mecanismo de mitigação de risco MRE, empregado atualmente pelos agentes hidráulicos no mercado brasileiro.

1.3 Estrutura do trabalho

A construção de um arcabouço contratual robusto para os agentes do mercado de energia elétrica brasileiro foi estruturado, neste trabalho, em 6 capítulos. Em um primeiro momento, revisamos de maneira sucinta a bibliografia relacionada à teoria dos contratos, nos focando mais especificamente nos temas que enquadram os métodos utilizados ao longo deste trabalho. Iniciamos nossa análise com o estudo do modelo agente principal e sua aplicação nos modelos de contratação ótima sob incertezas, considerando que as informações são simétricas entre as contrapartes do contrato. Mostramos que este tema foi largamente aplicado para a comercialização de energia, e mais especificamente para a otimização de portfólio dos geradores. Em seguida, estudamos a emergência de assimetrias de informações entre os agentes (seleção adversa, perigo moral) e os mecanismos de incentivo que são elaborados para garantir uma atuação plena dos agentes nos contratos. Enfatizamos que este tema se encontra frequentemente na literatura associada às redes inteligentes, por exemplo nos contratos de reposta à demanda, onde o consumidor é chamado pelo operador para ser cortado em alguns momentos de estresse no sistema. Por fim, abordamos a teoria da contratação incompleta e os mecanismos que podem proteger os agentes dos eventos inesperados. Avaliamos o modelo de 'direitos de propriedade' proposto

por [3] e [4] e argumentamos que não há modelo que consiga prever o futuro. A literatura aponta que a melhor forma de se proteger do desconhecido passa pelo gerenciamento dos riscos e pela flexibilização dos contratos entre os agentes.

No segundo capítulo, argumentamos as limitações da literatura atual para cobrir os riscos de mercado enfrentados pelos agentes no setor e a necessidade de se desenhar um contrato de mitigação de risco inovador para cobrir e realocar os riscos de maneira mais eficiente entre os agentes. Mais especificamente, estudamos um caso concreto de mitigação do risco hidrológico nos contratos de comercialização de energia como alternativa ao atual mecanismo centralizado MRE. O contrato elaborado busca incentivar um consumidor a dividir o risco hidrológico com o gerador e garantir ao gerador uma cobertura do seu risco. Mostramos que neste contrato, há um caminho a ser explorado para que os dois agentes sejam beneficiados pelo esquema contratual e possuam um contrato capaz de se adequar aos eventos hidrológicos futuros.

Em seguida, o terceiro capítulo elabora a modelagem do contrato de mitigação de risco climatológico entre agentes sob a ótica da programação linear. Neste capítulo, abordamos de forma didática a elaboração deste contrato, avaliando o significado da mitigação de risco de mercado tanto na ótica do vendedor de energia, quanto para o consumidor final, evidenciando o sentido econômico das variáveis de decisão utilizadas no modelo e seus impactos para as contrapartes. Com isso, através de um modelo de programação linear calculamos o ponto de equilíbrio econômico entre o vendedor e o comprador no contrato de mitigação de risco, buscando garantir uma paridade entre os prêmios oferecidos a cada agente no contrato.

O quarto capítulo aborda o contrato de mitigação de risco sob a ótica da teoria dos jogos para complementar a otimização do equilíbrio econômico calculado no terceiro capítulo. A ideia da teoria dos jogos é considerar que os participantes de um jogo estão engajados dentro de um ambiente estratégico, onde cada um vai pensar nas ações dos outros jogadores antes de tomar sua decisão, com o objetivo de garantir o seu melhor desempenho no jogo em relação aos outros. O chamado equilíbrio de Nash deste jogo se dá quando os jogadores escolhem suas respectivas estratégias ótimas, ou seja, quando esses agentes não têm incentivo em mudar de estratégia. Mostramos que este equilíbrio de Nash entre o vendedor e o comprador é idêntico ao ponto de equilíbrio econômico obtido pela programação linear.

O quinto capítulo simula a inserção do contrato de mitigação de risco climatológico estudado dentro de um ambiente de mercado com múltiplos jogadores, considerando 4 vendedores de energia e 3 compradores, através da ótica da teoria dos jogos. O objetivo deste capítulo é comparar o arranjo estratégico dos diferentes agentes neste ambiente de mercado simulado, em comparação com uma ambiente simulado de planejamento centralizado do tipo MRE. Evidenciamos os benefícios e

os pontos de atenção do arranjo contratual desenhado para os agentes do mercado e as possibilidades vislumbradas com sua inserção dentro de um ambiente de mercado.

Por fim, o sexto capítulo traça as principais conclusões deste trabalho, evidenciando os benefícios de um arranjo contratual de mitigação de risco climatológico robusto para o mercado de energia elétrica no Brasil. Frisamos os limites do estudo e os caminhos futuros a serem abordados para reforçar os estudos realizados neste trabalho.

Capítulo 2

Teoria dos Contratos

2.1 Introdução

A troca de bens e serviços entre agentes, seja dentro ou fora de uma estrutura de mercado, está na base da teoria econômica, constituindo a primeira etapa de qualquer mecanismo de produção ou de alocação de recursos. Do ponto de vista econômico, um contrato é um sistema de incentivo utilizado pelos agentes para coordenar seus comportamentos e se engajar a tomar as melhores ações possíveis.

Durante muito tempo a teoria econômica se focalizou no estudo de trocas extremamente básicas entre os agentes econômicos, como por exemplo a troca de duas mercadorias entre dois agentes em um determinado lugar e em um determinado momento no tempo. Assim, se todas as partes envolvidas em um contrato possuem informações simétricas a cada etapa do processo, e se essas informações podem ser verificadas por terceiros[3] sem custo adicional, então é possível chegar a qualquer alocação de recursos através da redação de um contrato 'completo' [5].

Na prática, um contrato envolve questões mais complexas como compartilhamento de riscos ou assimetrias de informações e muitas vezes não contempla todas os eventos que podem ocorrer ao longo do tempo. A alocação e mitigação dos riscos, que começou a ser analisado formalmente nas décadas de 40 e 50 com a introdução da teoria da 'escolha sob incerteza' por [6] foi fundamental para a elaboração das teorias modernas de investimentos sob riscos e das escolhas de portfólio.

Nas décadas de 60 e 70, um novo marco importante foi atingido com a introdução dos conceitos de informação privada e de ação oculta nas relações contratuais, traduzindo o aparecimento de assimetrias de informações entre os agentes. Nesses casos, o contratante precisa criar mecanismos mais complexos para incentivar o contratado a aceitar sua proposta.

Finalmente, as teorias dos contratos dinâmicos e dos contratos de longo prazo

[3]Como cortes de justiça por exemplo.

foram desenvolvidas durante as décadas de 80 e 90, envolvendo novos conceitos como renegociação contratual e contratos incompletos. Essas análises trouxeram novas ferramentas para avaliar as questões de 'propriedade' e de 'direitos de controle' sobre os ativos negociados nos contratos e completaram as fundações para a teoria dos contratos.

Nos próximos itens, avaliaremos os principais modelos da teoria dos contratos e suas aplicações nos contratos de energia, destacando as vantagens e os limites de cada um. Iniciamos esse estudo pelos contratos bilaterais com informações simétricas sob incertezas, ressaltando os elementos básicos que constituem o problema, desenhando um contrato típico para dois agentes e avaliando o gerenciamento dos cenários de riscos na literatura atual. Em seguida, introduzimos as três grandes categorias de assimetrias de informações nas relações contratuais e como elaborar mecanismos de incentivo para conseguir otimizar o desempenho do contrato. Por fim, avaliamos a incompletude contratual e os mecanismos que são estabelecidos para definir as bases da renegociação contratual.

2.2 Modelo de Agente Principal

Os modelos contratuais apresentados neste capítulo se focalizam nos contratos bilaterais, onde um agente contrata um segundo para se encarregar de uma ação, tomar uma decisão ou ainda realizar um tipo de serviço. Na literatura, os autores costumam se referir ao problema de contratação ótimo com o modelo agente principal, onde o contratante é o 'principal' e o contratado é chamado de 'agente' [5], [7], [8] e [9]. Esses contratantes podem ser indivíduos, instituições, organizações ou centros de decisões[4].

Assumimos que o principal é a parte que sempre desenha e oferece o contrato ao agente, que por sua vez, depois de ter estudado seu conteúdo, decide se aceita ou não assinar este contrato. O agente aceitará o contrato sempre que a utilidade deste contrato superar a sua utilidade de reserva[5]. Consideramos ainda que o principal tenha todo o poder de barganha na relação contratual, ou seja, que não há possibilidade de barganha por parte do agente. O principal decide os termos da relação contratual e o agente pode apenas aceitar ou recusar a oferta[6]. Se o agente aceitar o contrato, ele terá que assumir uma ação definida pelo principal.

[4]Por exemplo, consideramos uma empresa com seus acionistas (principal) e seu gerente (agente): o objetivo do contrato é que o gerente lidere a empresa em nome dos acionistas. Em contrapartida, os acionistas determinam no contrato um salário a ser pago ao gerente, com os incentivos adequados para garantir sua performance ao longo do seu contrato.

[5]Aqui chamamos de utilidade de reserva a utilidade que o agente conseguiria no mercado se não assinar o contrato.

[6]Na literatura, este tipo de oferta de contrato é chamada de oferta *take-it or leave-it*

2.3 Contratação bilateral ótima sob incertezas

Nesta seção, consideramos um modelo de agente principal com informações simétricas entre os contratantes e levamos em consideração incertezas que vão influenciar o desempenho deste contrato. Este mecanismo contratual incorpora cenários de incertezas que vão afetar diretamente o produto do contrato, assim como as probabilidades associadas a esses diferentes cenários[7] [5], [12], [7], [8] e [9].

Essa modelagem com avaliação de cenários de incertezas, que pode ser associada a uma avaliação de cenários de riscos, nos interessa particularmente para nosso desenho de contrato de comercialização de energia. De fato, há inúmeras variáveis sob incertezas que entram em consideração nos contratos de energia, tanto climatológicas (regimes de chuva, ventos, sol) como econômicas (PIB, desemprego, inflação, câmbio, etc...), políticas, regulatórias (desenho de mercado, modelo de preço, etc...) ou ainda variáveis de consumo como a demanda. Essas variáveis devem ser consideradas pelo agente na hora de elaborar o seu contrato de comercialização e fazer sua avaliação de riscos. Neste desenho contratual, as variáveis sob incertezas se inserem como parâmetros de entrada do modelo e vão afetar diretamente os produtos gerados pelo contrato[8] (receita da energia comercializada, fatura para o consumidor final).

2.3.1 Desenho contratual

O desenho contratual proposto segue uma estrutura do tipo agente principal, conforme mencionado na seção 1. A relação contratual gera algum resultado (ou produto), cujo valor é anotado x, sendo X o conjunto de todos os resultados possíveis.

O produto do contrato depende por um lado do nível de esforço e fornecido pelo agente, ou seja, o agente tem que fornecer algum tipo de trabalho para conseguir gerar o produto x. Por outro lado, o produto do contrato depende também de algumas variáveis aleatórias exógenas[9], cujas distribuições de probabilidade foram pré-determinadas nos parâmetros do modelo. Considerando que o conjunto de resultados é finito, podemos escrever a probabilidade de resultados x_i condicionada

[7] [10] e [11] foram pioneiros no estudo das incertezas nas relações econômicas, através da introdução de novos conceitos como o 'estado da natureza', o 'estado do mundo' e os ativos 'estado-contingentes. Em seguida, [6] foram os primeiros a desenvolver uma estrutura para auxiliar a tomada de decisão sob incertezas, especificando explicitamente a distribuição de probabilidades entre os estados da natureza e a utilidade *ex post* associada a cada estado da natureza.

[8] Uma dificuldade na definição das incertezas associadas ao processo de contratação está na capacidade das partes contratantes em descrever todos os futuros eventos possíveis. Muitas vezes, na hora de escrever um contrato, os contratantes não enxergam todas as eventos que podem vir a ocorrer ao longo do processo de contratação ou a redação de todos esses eventos pode ser custosa demais em relação ao benefício gerado pelo contrato, deixando o contrato incompleto. Neste primeiro modelo, nos focalizamos na modelagem da incerteza contratual, para depois avaliar a questão da incompletude do contrato na seção 2.5.

[9] Os chamados 'estados da natureza' definidos por [10] e [11].

ao esforço e como sendo:

$$Prob[x = x_i|e] = p_i(e) > 0 \quad \forall i \in \{1, ..., n\}, \forall e$$
$$\sum_{i=1}^{n} p_i(e) = 1$$

Neste modelo contratual, o principal obtem o produto x e tem que remunerar o agente pelo seu trabalho, através de um benefício b. Sendo assim, a função de utilidade P do principal resultante pode se escrever da seguinte forma: $P(x - b)$.

Por sua vez, a utilidade do agente não é apenas dependente do seu esforço, mas é também função do resultado do trabalho pelo qual ele foi contratado. Assim, o agente recebe uma remuneração b pelo trabalho realizado e fornece um esforço e que representa um custo para ele. Representamos a função utilidade A do agente, considerando que essa função é separável entre seus componentes de benefício b e de esforço e:

$$A(b, e) = u(b) - v(e) \tag{2.1}$$

Neste modelo, assumimos que todas as variáveis do modelo sejam observáveis e verificáveis pelos contratantes, assim como por terceiros (por exemplo por uma corte de justiça em caso de arbitragem). O principal escolhe o esforço e que ele vai pedir ao agente e o benefício $b(x_i)_{i=1,...,n}$ que ele vai pagar de acordo com o produto x obtido pelo contrato[10]. Para isso, o principal tem que identificar os contratos passíveis de serem aceitos pelo agente e escolher aquele que lhe garante o maior retorno.

Assim, suponhamos que o principal possa medir o esforço e do agente, pois é uma variável observável e verificável por ele. O contrato desenhado tem então duas variáveis a serem calculadas: o esforço e e o benefício $b(x_i)$. A solução ótima do desenho contratual elaborado[11] é a solução do seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} \underset{e, b(x_i)_{i=1,...,n}}{\text{maximizar}} \quad & \sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot P(x_i - b(x_i)) \\ \text{sujeito a} \quad & \sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot u(b(x_i)) - v(e) \geq \underline{A} \end{aligned} \tag{2.2}$$

Neste problema, assumimos que o principal maximize seu retorno sob a restrição de que o agente aceite o contrato proposto, pois a utilidade do agente supera a sua utilidade de reserva $\underline{A}$. Essa restrição é chamada de 'restrição de participação'.

O problema de otimização 2.2 é resolvido pela técnica clássica dos multiplicadores

[10]Neste modelo, o benefício que o agente vai receber depende exclusivamente do resultado do seu trabalho.

[11]Em economia, se fala de solução eficiente do ponto de vista de Pareto.

de Lagrange em [5], [8] ou ainda [9]. Nesta abordagem, os autores consideram que as funções de utilidade do principal e do agente são estritamente crescentes e côncavas, para respeitar as condições de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) e aplicar o lagrangiano no problema de otimização. Com isso, é possível calcular o contrato ótimo.

Embora a resolução deste problema respeitando as condições KKT seja matematicamente tradicional e utilizado na literatura básica da teoria dos contratos, essa metodologia é antiga e apresenta bastante limitações. Essa solução representa um caso específico onde os dois agentes são avessos ao risco e possuem utilidades lineares, o que é extremamente difícil de acontecer na prática, quando se considera por um exemplo um gerador de energia renovável que tem que assumir uma parte consequente de riscos (econômicos, climatológicos, regulatórios, ambientais, etc...) para investir em ativos de geração e esperar um retorno no longo prazo.

Na seção 2.3.2, argumentamos a existência de ferramentas mais recentes que consigam lidar sem maior dificuldade com este tipo de problema de otimização, destravando as condições fixadas por KKT e abrindo as possibilidades de aplicação desta teoria para casos práticos no setor de comercialização de energia.

2.3.2 Gerenciamento de riscos para os contratos de energia

A seção 2.3.1 identificou pontos importantes da relação contratual com informações simétricas: a possibilidade de otimizar o contrato considerando cenários de incertezas que vão afetar seu desempenho, maximizando o retorno para o principal e garantindo um benefício mínimo ao agente para que ele participe do contrato. Neste mecanismo, o principal escolhe o nível de esforço do agente e o benefício a ser compensado para poder maximizar o seu retorno.

Embora a literatura básica da teoria dos contrato se limite à resolução do contrato 2.2 pelo método dos multiplicadores de Lagrange, a otimização de problemas lineares e não lineares já foi bastante estudada pela literatura, conforme [13] e [14], e contêm uma série de métodos eficazes e amplamente utilizados na literatura atual (através de softwares dedicados ou de toolbox específicas). As ferramentas modernas já possuem algoritmos de otimização embutidos. Por isso, decidimos não entrar em detalhes a respeito do método de otimização escolhido para poder estudar com maior cuidado a literatura sobre o gerenciamento dos cenários de riscos na otimização contratual sob incertezas.

Indicadores de riscos

Neste sentido, os problemas de otimização contratual com incertezas possui uma série de ferramentas de gerenciamento de riscos para auxiliar os agentes na sua tomada de decisão. Entre outros, o método de mínima variância dos retornos,

iniciado por [15], está até hoje na base de gerenciamento de portfólio de várias empresas do mercado de energia. Neste método, procura-se elaborar uma 'fronteira eficiente' indicando o retorno esperado em função do risco da carteira do agente (cujo risco é o desvio padrão da carteira). Embora bastante difundido na literatura de gestão de portfólio, este método carece de um indicador claro sobre o valor em risco do agente, na medida em que os desvios negativos e positivos ao redor do valor esperado são penalizados da mesma forma.

Outros indicadores mais recentes foram desenvolvidos para dar uma noção mais clara aos agentes do equilíbrio entre risco e retorno, como o *value-at-risk* (VaR), introduzida pela primeira vez pelo banco J.P. Morgan no final dos anos 80, ou mais recentemente o *conditional value-at-risk* (CVaR) [16]. Esses indicadores, que definem respetivamente a perda mínima e a perda média esperadas em função de um índice de confiança, são cada vez mais utilizados na literatura para desenhar a estratégia comercial dos agentes no mercado[12].

Uma alternativa a essas ferramentas de avaliação de riscos é o uso da função de utilidade, que considera os cenários de riscos e traduz as receitas do investidor em unidades de 'utilidade' para o investidor, conforme [18] e [17]. Assim, essa função, que traduz o grau de satisfação, já carrega o perfil de risco do investidor e pode representar com precisão sua preferência para cada ponto de receita esperada.

Geração de cenários

Nos modelos de contratação do setor de energia, e mais especificamente nos modelos de gestão de portfólio, na maioria das vezes os indicadores de riscos são acoplados a modelos estatísticos para tratar os cenários de riscos e definir a composição ótima da carteira para o investidor. Por exemplo, [19] elaboram cenários climatológicos e de preços com um modelo estatístico de Monte Carlo para estimar os cenários aleatórios de receita de um gerador eólico e aplicam um indicador CVaR em cima da receita esperada pelo gerador para adequar o perfil de risco do gerador e determinar a melhor estratégia comercial para ele. Na mesma linha, [20] otimizam a contratação de um gerador para diversos produtos (contratos bilaterais, mercado de curto prazo ou ainda serviços ancilares), usando o método de Monte Carlo para gerar cenários de preços e um indicar CVaR para definir seus cenários de riscos na contratação ótima.

Embora os modelos estatísticos sejam universalmente utilizados na literatura, [21] estimam que o método de Monte Carlo tem dificuldades em capturar variações atípicas das variáveis de incertezas (clima, preço, demanda) e não é o mais adequado

[12]De acordo com [17], ainda existem pelo menos dois outros indicadores de riscos bastante difundidos na literatura: o '*downside risk*', que penaliza apenas os retornos inferiores a um valor de referência e o 'arrependimento', que pode ser considerado o pior cenário para o investidor.

para representar os cenários de riscos mais críticos para os investidores. [21] usam então a chamada otimização robusta para representar os cenários de incertezas da geração renovável e de preço para otimizar a carteira de energia renovável de um investidor. A otimização robusta vem ganhando destaque nos últimos 15 anos por considerar que os dados de incertezas não tem uma distribuição de probabilidade conhecida, mas que esses dados residem dentro de um chamada 'conjunto de incertezas' [22]. Assim, a otimização robusta se encontra cada vez mais nos modelos recentes de contratação ótima de energia, conforme [23], [24] e [25].

A crítica de modelos estatísticos tradicionais se encontra também em [26] e [27], onde os autores argumentam que a maioria das incertezas são não-probabilísticas e não podem ser modeladas por ferramentas tradicionais, dado que os dados históricos não servem para prever o futuro. Os autores elaboram portanto um modelo de otimização de portfólio cujo objetivo é gerenciar o nível de risco do investidor e avaliar a sensibilidade do resultado em relação às incertezas. Para isso, o risco é colocado entre as restrições do modelo de otimização para que o agente possa controlar diretamente seu valor em risco. O gerenciamento do risco é também a proposta de [28], cujo trabalho se baseia na teoria das opções reais para simular a decisão sob incertezas do investidor.

A evolução da literatura sobre o tema da otimização contratual sob incertezas mostra que é preciso modelar com cuidado as variáveis sob incertezas, que constituem os parâmetros de entrada do nosso modelo. Os modelos estatísticos tradicionais, do tipo Monte Carlo, podem falhar no que mais nos interessa na avaliação de riscos: capturar os cenários mais críticos para auxiliar o investidor na sua tomada de decisão.

2.3.3 Limitações

Ao longo da seção 2.2, estudamos o problema da contratação ótima assumindo duas hipóteses fortes: a informação é simétrica entre as partes e todas as informações relevantes do contrato são observáveis e verificáveis por ambos os agentes, além de uma terceira parte (corte de justiça). Entretanto, sabemos que a contratação completa com informação simétrica é um caso teórico, muito difícil de acontecer na prática. Na verdade, [5] afirmam que as motivações por trás de uma contratação nem sempre são perfeitamente conhecidas por todos os agentes, pois um agente pode não revelar parte das suas informações ou não capturar a totalidade dos sinais informados pelo segundo contratante. Há portanto assimetrias de informações entre os contratantes e essas assimetrias podem surgir antes, durante ou depois da contratação.

Na literatura disponível de contratação ótima sob incertezas, sentimos falta da inclusão das assimetrias de informações, pois nesses artigos os autores se focam

principalmente na posição do investidor no mercado e se preocupam pouco da relação com o comprador de energia. Para o objeto do nosso estudo, queremos elaborar um modelo que seja capaz de capturar os cenários de riscos que afetam o negócio do gerador além dos cenários imprevistos e medir a atratividade deste contrato para o comprador, considerando que este não tem um olhar de especialista sobre o setor elétrico, possui uma olhar limitado sobre o setor em comparação com o gerador e tem algumas informações privadas que o gerador não consegue acessar com facilidade (nível de consumo, disposição para cortar sua carga, flexibilidade para aceitar um compartilhamento de riscos).

A segunda hipótese forte se refere à observabilidade do contrato: em várias situações contratuais é improvável que os contratantes sejam capazes de chegar a um acordo sobre uma descrição completa de todos os eventos que podem acontecer ao longo do contrato. De acordo com [3] e [4], é até pouco provável que os contratantes sejam capazes de definir todas as contingências passíveis de afetar o contrato. Mesmo considerando que esses estados sejam descritos perfeitamente pelos contratantes, será que uma corte de justiça tenha a capacidade de verificar esses estados e aplicar todas as cláusulas contratuais em caso de litígio[13]?

Na seção 2.4, abordamos a questão da assimetria de informação nos contratos e sua resolução pela teoria econômica. A nossa ideia é complementar nossa abordagem da otimização sob incertezas para conseguir oferecer o melhor contrato possível ao comprador de energia, que não possui as mesmas informações que o gerador para elaborar sua tomada de decisão. Em seguida, na seção 2.5, fechamos nossa análise dos contratos considerando a incompletude dos contratos, e como podemos desenhar um contrato de comercialização de energia para que ele seja preparado contra eventos inesperados.

2.4 Contratação bilateral ótima sob assimetrias de informações

Nesta seção abordamos o tema das informações assimétricas dentro de um contrato e suas consequências sobre o mecanismo a ser adotado pelo principal para maximizar seu retorno. [12] afirma que os problemas contratuais decorrentes das assimetrias de informações podem ser classificados em três categorias:

1. Seleção adversa: o principal do contrato (o principal foi definido no modelo

[13]Ilustramos este problema com o caso das mudanças climáticas. O aquecimento global impacta diretamente a geração de energia com a mudança do regime de chuvas e de ventos e inviabiliza os contratos firmados no passado, quando os contratantes não imaginavam que o clima ia sofrer mudanças tão radicais. Sendo assim, os contratos firmados entre as partes são, na maioria das vezes, contratos incompletos.

agente principal na seção) não consegue observar a totalidade das informações do agente. O agente possui alguma informação privada que ele esconde do principal antes da assinatura do contrato[14]. A seleção adversa é também chamada de informação oculta;

2. Sinalização: o agente tem uma informação privada e quer revelar essa informação ao principal antes da assinatura do contrato. O principal decifra as informações do agente através de algum sinal que este manda;

3. Perigo moral: o principal não consegue observar as ações do agente ao longo da relação contratual[15]. Nesses casos as ações do agente são escondidas do principal, por isso é comum chamar o perigo moral de ação oculta.

Na prática, muitas situações acabam misturando esses efeitos e a distinção entre essas assimetrias de informações é apenas teórica. Nesta seção, apresentamos brevemente os três tipos de assimetrias de informações junto com os mecanismos de incentivos elaborados na literatura para enfrentar esses problemas. EM um segundo momento, evidenciamos o impacto dessas ferramentas na literatura da comercialização de energia.

2.4.1 Seleção adversa

Dentro de um esquema contratual principal-agente[16] com seleção adversa, o principal precisa extrair a informação do agente através de um mecanismo de incentivo. Por sua vez, o agente vai escolher a informação que ele vai fornecer ao principal, com o objetivo de maximizar sua própria utilidade[17]. [7] e [5] mostram que, através do chamado 'princípio de revelação', o agente acredita que sua melhor estratégia seja revelar sua verdadeira informação privada para conseguir maximizar sua utilidade. O principal pode então desenhar um menu de contratos de tal forma que cada tipo de agente seja incentivado a escolher o contrato que lhe foi desenhado[18].

[14] O agente pode esconder alguma falta de competência para realizar alguma tarefa ou pode ter algum desgosto para realizar um determinado trabalho.

[15] O agente está trabalhando conforme o previsto? Está rendendo? Qual é o esforço dele para entregar o trabalho contratado?

[16] Este modelo já foi estudado na seção 2.3.

[17] Um exemplo simples seria pensar na contratação de um funcionário: durante a entrevista o candidato vai passar a melhor informação possível sobre ele para tentar ser contratado.

[18] Ilustramos o princípio de revelação com o exemplo de um empregador e dois tipos de empregados: um primeiro qualificado e um segundo não qualificado. O empregador não sabe diferenciar os dois empregados. De acordo com o princípio da revelação, para o empregador, o ótimo é oferecer apenas dois contratos de emprego, um destinado ao empregado qualificado e o segundo destinado ao empregado não qualificado, e que cada tipo de empregado seja incentivado a selecionar o contrato que lhe foi desenhado.

Desenho contratual a dois agentes

Desenhamos um contrato com otimização sob incertezas, considerando que existem duas categorias de agentes e que o principal não consegue distinguir essas categorias. Neste contrato, consideramos n cenários possíveis, sendo que o principal obtem um produto $x_{i,i=1,\dots,n}$, atrelado a uma probabilidade $p_{i,i=1,\dots,n}$. O agente realiza um esforço e e tem uma função utilidade $v(e)$ associada a esse esforço, conforme indicado na equação 2.1. Sendo que existem dois tipos de agentes (dois tipos de esforços), consideramos que a função de utilidade $v(e)$ corresponde ao agente de tipo 1 (agente com alta eficiência) e $k \cdot v(e)$ para o tipo 2 (agente com baixa eficiência), com $k > 1$. Por outro lado, o agente consegue um benefício b e tem uma função utilidade $u(b)$ associada a este benefício.

O principal elabora dois tipos de contratos: $\{(e_1, b_1), (e_2, b_2)\}$, sendo o contrato (e_j, b_j) escolhido pelo agente do tipo j. Assumimos que a probabilidade de um agente ser do tipo 1 seja q, sendo $q \in [0, 1]$. De acordo com [8], o problema do principal pode ser equacionado da seguinte forma:

$$
\begin{aligned}
\underset{\{(e_1,b_1),(e_2,b_2)\}}{\text{maximizar}} \quad & q \cdot [\sum_{i=1}^{n} p_i(e_1) \cdot x_i - b_1] + (1-q) \cdot [\sum_{i=1}^{n} p_i(e_2) \cdot x_i - b_2] \\
\text{sujeito a} \quad & u(b_1) - v(e_1) \geq \underline{A_1} \\
& u(b_2) - k \cdot v(e_2) \geq \underline{A_2} \\
& u(b_1) - v(e_1) \geq u(b_2) - v(e_2) \\
& u(b_2) - k \cdot v(e_2) \geq u(b_1) - k \cdot v(e_1)
\end{aligned}
\tag{2.3}
$$

Considerando que:

- As duas primeiras 'restrições de participação' garantem que cada categoria de agente aceite o contrato que lhe foi designado;
- As duas últimas 'restrições de compatibilidade do incentivo' garantem que um agente de tipo 1 prefere o contrato (e_1, b_1) sobre o contrato (e_2, b_2) e vice-versa. Em outras palavras, cada agente prefere o contrato que lhe foi desenhado.

Para satisfazer as restrições apresentadas no equacionamento do problema, o contrato ótimo deve ser de tal forma que o maior esforço é requerido para o agente mais eficiente, ou seja, $e_1 \geq e_2$.

Apesar de buscar a otimização para ambas as categorias de agentes, [5] afirmam que a adição das restrições de incentivos no problema de contratação resulta geralmente em alocações menos eficientes em comparação com os problemas de contratação sob informações simétricas. De fato, [7] mostra que um contrato com

seleção adversa é apenas ótimo para o agente de maior eficiência, fazendo com que os contratos desenhados para os agentes de menor eficiência sejam menos atrativos[19].

Seleção adversa nos contratos de energia

O tratamento das assimetrias de informações ganhou destaque na literatura atual da comercialização de energia, e mais especificamente nos diferentes assuntos que se referem ao tema das redes inteligentes. De fato, os chamados 'smart grid' reagrupam uma série de conceitos inovadores, buscando quebrar o paradigma da geração centralizada no setor elétrico. Nas redes inteligentes, o consumidor final deixa de ser um mero usuário do serviço de eletricidade e se torna um agente proativo do mercado, com a possibilidade de comercializar sua própria energia gerada localmente (geração distribuída, veículo conectado à rede). Assim, é provável imaginar que os consumidores sejam interessados em comprar energia dos pequenos geradores descentralizados (PGD) em vez dos geradores tradicionais se o negócio for atrativo financeiramente para eles.

Embora diversas técnicas de teoria dos jogos sejam utilizadas na literatura para analisar o comportamento e as interações entre geradores e consumidores nas redes inteligentes, [29] apontam que a maioria desses quadros teóricos são baseados em hipóteses de informações simétricas e completas entre os agentes. Os autores afirmam que isso não se sustenta na realidade: por exemplo, existe uma grande variedade de equipamentos de geração instalada nos PGD e a geração pode mudar significativamente de um gerador para outro. Isso faz com que o custo de produção da energia entre PGD varie bastante e essa informação é geralmente desconhecida do consumidor final. Surge então um problema de seleção adversa para o consumidor. Para resolver este problema, [29] propõem um desenho contratual incluindo assimetrias de informações entre o consumidor final e o PGD. Este contrato é válido para as transações de curto prazo e é estendido para as transações de longo prazo. Contudo, os cenários de incertezas adotados no modelo de otimização de longo prazo são pouco confiáveis, dado que os autores assimilam a geração renovável dos PGD a uma variável aleatória apenas, sem construção de cenários estocásticos consistentes.

A seleção adversa se encontra em outras áreas das redes inteligentes, como por exemplo nos veículos conectados à rede elétrica, ou 'vehicle-to-grid' (V2G). No seu trabalho, [30] argumentam que os V2G podem fornecer serviços ancilares (reserva girante, regulação de frequência) ao sistema através de um agregador de serviços. Na medida em que cada veículo tenha sua própria hora de conexão desconexão, estágio inicial da bateria ou ainda objetivo de carga da bateria, há uma grande variabilidade de preferências de carga/descarga e portanto há um problema de seleção adversa

[19] Isso pode desestimular os agentes de menor eficiência a buscar este contrato, resultando por exemplo em desemprego no mercado de trabalho.

para o agregador em relação ao V2G. [30] resolvem este problema elaborando um contrato de incentivo para o V2G, integrando um algoritmo de 'machine learning' que vai aprendendo ao longo do tempo o perfil dos V2G contratados e elaborar o preço ótimo para cada um.

O problema de seleção adversa aparece ainda com frequência em outro tema das redes inteligentes, nos chamados contratos de 'resposta à demanda'[20]. O contrato de resposta à demanda com incentivo entre um agregador de resposta à demanda (ARD) e o consumidor final é uma ferramenta largamente utilizada na literatura para reduzir a demanda quando há estresse no preço ou na confiabilidade do sistema. Dentro deste mecanismo, os consumidores são remunerados pelo ARD para reduzir seu consumo em função de um consumo de base preestabelecido [32]. Esta base é geralmente determinada pelo histórico de consumo do cliente ou pelo perfil de consumo nos dias típicos quando um evento de corte pode ocorrer.

Nesses contratos, [33], [34], [32] e [35] afirmam que os consumidores têm um incentivo em artificialmente inflacionar seu consumo de referência antes de ser chamado pelo ARD para cortar sua carga, dado que a remuneração depende da quantidade cortada. A quantidade verdadeira de redução de carga é portanto uma informação privada do consumidor que precisa ser equacionada pelo ARD como seleção adversa. Para solucionar este problema de incentivo, os autores adicionaram alguns termos de penalidades ao consumidor no contrato. Assim, o contrato de incentivo desenvolvido por [32] corresponde a um jogo em dois estágios, onde o consumidor precisa declarar primeiro seu consumo de base e sua utilidade marginal ao ARD, assumindo uma função de utilidade linear. Se o consumidor desviar do consumo de referência declarado, ele é penalizado.

Embora este esquema contratual seja interessante para a resolução do problema, os consumidores não conhecem necessariamente todas suas preferências de consumo, em especial sua utilidade marginal. Assim, [35] evidenciam que é preciso elaborar um outro esquema contratual para resolver o problema deste contrato de incentivo: os autores propõem a 'probabilidade de chamada de corte': o consumidor precisa apenas declarar seu consumo de referência e sua capacidade de redução de consumo. Quando ocorrer um corte de carga, o ARD vai selecionar aleatoriamente os consumidores participantes, garantindo que a probabilidade de cada participante seja próxima de zero. A participação dos usuários nos eventos de corte é então limitado pelo ARD.

[20] A 'resposta à demanda' pode ser definida como a mudança do uso do serviço de eletricidade pelo consumidor final, em comparação com seu padrão de consumo tradicional, em decorrência de uma mudança de sinal tarifário [31]. A 'resposta à demanda' pode ser também assimilada a um mecanismo de incentivo (através de um pagamento ao consumidor), desenhado para induzir a diminuição do consumo de energia em momentos de preços de mercado elevados ou quando a confiabilidade do sistema está comprometida.

Contudo, este último esquema contratual nos parece ainda vulnerável à declaração inicial do agente, pois se este tiver uma posição mais 'estratégica' e quiser lucrar mais com a chamada de corte, às custas do ARD, ele poderia declarar inicialmente um valor mais elevado do que ele poderia de fato se comprometer a entregar e ajustar artificialmente seu consumo horas antes do corte.

2.4.2 Sinalização

Embora a sinalização seja parecida com a seleção adversa (alguns autores juntam os dois problemas em um só, chamando o conjunto de 'informação oculta'), os modelos de sinalização, iniciados por [36, 37], envolvem argumentos da teoria dos jogos mais sofisticados que no caso da seleção adversa.

Aproveitando o exemplo da seção 2.4.1, consideramos dois tipos de agentes e um principal que não consegue avaliar a categoria de cada um a priori. Na ausência de qualquer informação sobre a categoria do agente, imaginamos que o principal ofereça apenas um único tipo de contrato, cujo benefício seja igual para todas as categorias de agentes. Isto faz com que os agentes com baixa eficiência ganhem um benefício além do esperado e os com alta eficiência não sejam valorizados o suficiente. Começa então o 'jogo de sinalização' para o agente de alta eficiência:

1. Primeiro, o agente de alta eficiência é incentivado a 'sinalizar' ao empregador seu nível de produtividade para conseguir um melhor benefício. O agente busca revelar a qual categoria ele pertence;

2. Em um segundo momento, o principal tenta então decifrar este sinal e oferecer um contrato ao agente que corresponda à sua categoria.

Dinâmica do mecanismo de sinalização

No seu trabalho, [36, 37] mostra que o mecanismo de sinalização se resolve por um equilíbrio Nash-Bayesiano perfeito (ENBP). O ponto central do jogo de sinalização gira ao redor da percepção do principal sobre a informação privada do agente: o principal possui um a priori sobre a informação privada do agente (sua categoria), a qual ele não tem acesso, e revisa esse posicionamento na medida em que as interações entre ele e o agente vão se desenrolando.

O ENBP de um jogo de sinalização corresponde a um perfil de estratégias dos contratantes e uma função $\mu^*(\theta_i|e)$ representando as crenças do principal a respeito da probabilidade de que o trabalhador seja de tipo θ_1 e que ele tenha estudado e anos, após a observação de uma variável que o agente escolheu sinalizar ao principal.

Seguindo nosso exemplo, o agente pode ser de duas categorias, chamada $\theta_i \in \{\theta_1, \theta_2\}$, sendo $\theta_1 > \theta_2$. O principal não consegue distinguir a categoria do agente,

portanto μ_1 representa a crença inicial do principal de que o agente seja do tipo θ_1 e $1 - \mu_1$ a crença de que o agente seja do tipo θ_2.

O agente quer tomar uma ação observável pelo principal para sinalizar seu tipo θ_i e maximizar seu benefício b^*. Neste exemplo, o nível de educação é uma informação valiosa para o principal, pois ele consegue estimar a característica do agente a partir desta variável. Portanto, suponhamos que o agente estude durante e anos, e que esta educação tenha um custo implícito $c(e, \theta_i)$. Nessas condições, a utilidade do agente seria $u(b) - c(e, \theta_i)$. O agente escolhe o número de anos e que ele vai estudar com o objetivo de maximizar o seu benefício b^*:

$$\forall i \in \{1, 2\},\ e_i^* \in \underset{e}{argmax}\ (u(b^*(e)) - c(e, \theta_i)) \tag{2.4}$$

Onde $argmax$ é a função que retorna os pontos que maximizam a função utilidade do agente $u(b^*(e)) - c(e, \theta_i)$.

Após observação do nível de educação e do agente, o principal forma uma nova crença $\mu^*(\theta_i|e)$ sobre o tipo do agente, resultando da aplicação da regra de Bayes:

$$\mu^*(\theta_i|e) = \frac{p_i(e) \cdot \mu_i}{\sum_{i=1}^{2} p_i(e) \cdot \mu_i} \tag{2.5}$$

Onde $p_i(e)$ é a probabilidade do agente de tipo θ_i escolher o nível de educação e.

Por fim, o principal oferece um benefício que corresponda à categoria do agente, onde a probabilidade de o agente ser do tipo θ_1 é $\mu^*(\theta_1|e)$:

$$b^*(e) = \mu^*(\theta_1|e) \cdot \theta_1 + (1 - \mu^*(\theta_1|e)) \cdot \theta_2 \tag{2.6}$$

Um problema pouco tratado na literatura

Na literatura associada à comercialização de energia, não encontramos nenhum modelo que cita explicitamente o mecanismo de sinalização como mecanismo de incentivo para revelar a informação privada do agente. Embora outras áreas da economia já contemplaram este problema[21], os contratos de comercialização elaborados na literatura ainda não consideraram este mecanismo como alternativa para seus modelos.

Na verdade, os problemas de sinalização já são presentes sim nos modelos desenvolvidos na literatura, mas não são tratados como tal pelos autores. Por exemplo, em [32] e [35], o mecanismo elaborado passa primeiro pela declaração da informação privada do agente (histórico de consumo, utilidade marginal ou ainda capacidade de

[21] Alguns exemplos teóricos são apresentados por [8] ou [5], como o preço como sinal de qualidade para o consumidor ou o nível da dívida de uma empresa como sinal de valor de uma empresa.

redução de consumo) e o agente vai otimizar seu contrato a partir desta declaração. Isso traduz uma situação de sinalização pelo consumidor ao ARD para otimizar seu benefício no contrato.

Por que este problema foi então chamado de seleção adversa pelos autores? Uma possível explicação é que os autores não quiseram tratar o problema como um ENBP, pois neste caso é preciso estimar as probabilidades iniciais dos ARD associadas a cada perfil de consumidor e recalcular essas probabilidades pela aplicação da regra de Bayes. Neste caso, o número de variáveis aumenta significativamente em comparação com um modelo de seleção adversa e nos parece a priori difícil estimar as probabilidades do ARD. A complexificação do modelo pela utilização do modelo de sinalização talvez não dê um retorno tão expressivo nos resultados, dada a incerteza associada à estimação dessas probabilidades.

2.4.3 Perigo moral

Após ter analisado os principais problemas de informação oculta (seleção adversa e sinalização), abordamos o segundo grande problema de incentivo, a ação oculta, frequentemente chamada de perigo moral. O termo de perigo moral traduz um conceito que se encontra frequentemente na indústria de seguros. Por exemplo, quando um indivíduo tem um seguro que lhe proteja contra um determinado evento, ele tende a tomar menos cuidado para evitar aquele evento do que se não tivesse nenhum seguro. É essa falta de incentivo a tomar cuidado que é chamada de perigo moral. O perigo moral pode se encontrar também nas relações contratuais de trabalho. Por exemplo, se o empregado não tiver seu salário nem seu emprego afetados por eventuais maus rendimentos do seu trabalho, ele tende a se esforçar menos para evitar este baixo rendimento. Sendo assim, o empregador tem que criar um sistema de incentivo que garanta uma certa segurança ao trabalhador, mas que ao mesmo tempo lhe incentive a ter um bom desempenho. De acordo com [7], o perigo moral se caracteriza pelas seguintes ações:

- O agente toma uma decisão que afeta a sua utilidade e a do principal;
- O principal não consegue observar diretamente o esforço realizado pelo agente, mas apenas o produto que este consegue entregar (que traduz um sinal imperfeito do nível de esforço realizado);
- O esforço (ou ação) que o agente escolheria espontaneamente (ele tenderia a escolher a ação menos custosa para ele) não seria o esforço ótimo que maximize o resultado para o principal.

Na medida em que o principal não consegue observar o esforço tomado pelo agente, ele não pode força-lo a tomar qualquer ação que seja ótima para ele. De

acordo com o 'princípio do conteúdo informativo' definido por [38][22], para que o principal possa influenciar o esforço a ser tomado pelo agente, ele tem que condicionar a utilidade do agente ao produto entregue, que é a única variável observável. Isso significa condicionar o benefício do agente ao resultado do seu trabalho[23].

Desenho contratual

A resolução do problema de perigo moral implica que o principal oferece ao agente um contrato que inclui um *trade-off* entre incentivos (o principal baseia o benefício do agente sobre a sua performance) e compartilhamento dos riscos (o benefício do agente depende também de outros fatores). Neste modelo, consideramos que o esforço escolhido pelo agente não seja uma variável observável pelo principal, portanto a variável de esforço não pode entrar nos termos do contrato.

Neste contrato, consideramos n cenários possíveis, sendo que o principal obtem um produto $x_{i,i=1,\dots,n}$, atrelado a uma probabilidade $p_{i,i=1,\dots,n}$. O agente realiza um esforço e e tem uma função utilidade $v(e)$ associada a esse esforço, conforme indicado na equação 2.1. O agente consegue um benefício b e tem uma função utilidade $u(b)$ associada a este benefício.

Em um primeiro momento, vamos analisar a estratégia do agente. Quando o agente estiver avaliando a proposta do principal, ele vai escolher o nível de esforço e que ele exerceria ao longo da relação contratual. De acordo com [8], consideramos um exemplo similar ao da seção 2.3, a escolha do nível de esforço pode se escrever da seguinte forma:

$$e \in \underset{e}{argmax} \left(\sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot u(b(x_i)) - v(e)\right) \tag{2.7}$$

Essa restrição é chamada de 'restrição de incentivo' e caracteriza o problema do perigo moral: o agente escolhe um nível de esforço e que não é observável pelo principal e que tem por objetivo maximizar sua própria utilidade.

Em seguida, dados os termos do contrato e o nível de esforço escolhido pelo agente, o agente vai decidir se aceita ou não as condições do contrato oferecido pelo

[22]Bengt Holmström recebeu o prêmio Nobel de economia em 2016 por suas contribuições na teoria dos contratos. Conforme destacado por [39], o economista caracterizou o *trade-off* ótimo entre incentivos e compartilhamento de riscos, introduziu o 'princípio do conteúdo informativo' e ainda apresentou com alguns coautores uma segunda geração de modelos de perigos moral (o perigo moral dinâmico e o multi-tarefas, entre outros).

[23]O empregador pode recompensar os bons resultados do empregado via bônus ou *stock options* (quando o empregador oferece ações da empresa a preço inferior ao preço de mercado). Hoje em dia, os bônuses recebidos pelos CEO's das grandes empresas são os exemplos mais representativos deste fenômeno.

principal:

$$\sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot u(b(x_i)) - v(e) \geq \underline{A} \tag{2.8}$$

Essa segunda restrição é chamada de 'restrição de participação' e é parecida com aquelas restrições de participação que já foram abordadas nos itens precedentes.

Em suma, [7] afirma o agente escolhe seu nível de esforço resolvendo um problema de otimização. O agente busca maximizar o termo $\sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot u(b(x_i)) - v(e)$, tendo duas restrições: uma restrição de incentivo, conforme a equação 2.7, e uma restrição de participação de acordo com a equação 2.8.

Agora, vamos voltar ao mecanismo contratual desenhado pelo principal. Na elaboração do problema, o principal vai antecipar o comportamento do agente descrito nos precedentes parágrafos, colocando a estratégia do agente como restrições do seu problema de otimização e maximizar o retorno do seu contrato. De acordo com [8], o contrato proposto pelo principal é a solução do seguinte problema:

$$\begin{aligned} \underset{\{b(x_i)\}_{i=1,\ldots,n}}{\text{maximizar}} \quad & \sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot P(x_i - b(x_i)) \\ \text{sujeito a} \quad & \sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot u(b(x_i)) - v(e) \geq \underline{A} \qquad (RP) \\ & e \in \underset{e}{argmax} \left(\sum_{i=1}^{n} p_i(e) \cdot u(b(x_i)) - v(e)\right) \quad (RI) \end{aligned} \tag{2.9}$$

Perigo moral em contratos de energia

Os problemas de perigo moral se encontram com frequência na literatura da resposta à demanda. Assim, dentro de um contrato de incentivo de resposta à demanda, apesar de receber um benefício financeiro pela redução da sua demanda, o consumidor tem que fazer algum esforço significativo para conseguir diminuir sua carga. Este esforço tem um custo para o consumidor[24], pois gera desconforto para ele, e esta quantidade de esforço é uma informação privada [40]. O ARD não tem acesso ao esforço do consumidor e precisa incentiva-lo para conseguir que ele reduza sua carga de um valor significativo. Isto traduz uma situação de perigo moral.

De acordo com [40], os programas de resposta à demanda deveriam se adequar a cada tipo de consumidor e levar em consideração sua racionalidade, pois um consumidor não vai fechar um contrato de resposta à demanda se houver uma possibilidade de perda financeira[25]. Por isso, os autores elaboram um mecanismo de revelação que

[24]Gerador de *back-up* para o consumidor industrial, desconforto causada pelo desligamento de aparelhos para o consumidor residencial.

[25]Considerando que o consumidor tem o perfil avesso ao risco.

incentiva o consumidor a fazer a melhor escolha contratual para ele entre uma série de opções disponíveis no 'menu' contratual.

Além dos mecanismos incluindo o perigo moral por si só, encontramos alguns desenhos contratuais que acabam misturando os diferentes tipos de assimetrias de informações, buscando uma melhor aderência à realidade contratual. Por exemplo, [41] desenham um contrato ótimo de resposta à demanda com incentivo entre o ARD e o consumidor final, considerando o problema de perigo moral seguido de seleção adversa. Por um lado, os autores enfatizam que há um problema de incentivo para estimular o consumidor a reduzir sua carga (perigo moral) e por outro lado há também presença de seleção adversa no contrato, pensando na emergência de um consumidor mais 'estratégico' que pode aumentar artificialmente seu consumo para conseguir um maior bônus na hora do corte, conforme visto em 2.4.1. Para resolver este problema com perigo moral seguido de seleção adversa, [41] propõem um contrato que consiste em duas partes: uma primeira parte remunera o consumidor pela declaração de redução de consumo e uma segunda divide parte dos lucros do ARD com o consumidor na ocorrência de um evento de resposta à demanda.

Uma questão interessante de se estudar e que é ainda pouco considerada pela literatura do setor de energia é a questão do perigo moral duplo, ou seja, o perigo moral afetando tanto o principal quanto o agente. Nos parece bastante relevante afirmar que na prática haja informações privadas tanto de um lado, quanto do outro, e que isso acaba influenciando negativamente a relação contratual para ambos os partidos. Por exemplo, [42] evidenciam que, nos contratos de construção, o problema de perigo moral do contratante, transferindo o excesso do custo do projeto para o contratado, pode iniciar um problema de perigo moral para o contratado e acaba gerando ineficiência no projeto como um todo.

Neste sentido, os problemas de assimetrias de informações incluem também uma certa dinâmica ao longo da relação contratual e evoluem de acordo com o andamento das interações entre os agentes. Este problema é levantado por [5] e é chamado de de perigo moral dinâmico.

2.5 Contratação incompleta

Apesar da possibilidade de haver incertezas sobre as variáveis contratadas e assimetrias de informações entre as partes, os primeiros itens deste capítulo consideraram que todos os contratos firmados entre as partes são contratos completos. Isso significa que, nesses contratos, todos os eventos possíveis de acontecer foram considerados e são inclusos no contrato. Na verdade, uma maioria dos contratos assinados pelos agentes do mercado possui falhas, limitações e contingências não consideradas. Esses contratos são incompletos.

A teoria dos contratos incompletos se iniciou na década de 80 com os trabalhos de [3] e [4]. Nessa teoria afirma-se que, dentro dos contratos, existem algumas variáveis observáveis pelas partes contratantes, mas não verificáveis por terceiros. Esses contratos são então sujeitos a futuras renegociações ou arbitragens para resolver as questões que ficaram pendentes no contrato inicial. Para evitar as renegociações, uma possível saída elaborada é de alocar inicialmente os 'direitos de propriedade' dessas variáveis entre as partes contratantes. Isso é o chamado 'direito de controle residual' sobre as variáveis contratuais.

Conforme [43] e [44], existem três razões principais que explicam a incompletude dos contratos:

1. Eventos inesperados: as partes não conseguem definir inicialmente todos os eventos que podem ocorrer ao longo da relação contratual por falta de conhecimento. Por exemplo, uma seca ou uma crise econômica;

2. Custo de redação: embora tenham sido pensados pelos agentes no momento inicial da contratação, alguns eventos não contem uma cláusula no contrato, pois seria custoso demais adicionar cláusulas para todos os eventos imaginados pelos agentes;

3. Variáveis não verificáveis: é possível que alguma variável do contrato seja difícil de ser apreciada ou observada por terceiros, especificamente pelos agentes responsáveis pela aplicabilidade do contrato (corte de justiça). Neste caso, a variável se torna 'não verificável' e os contratantes não vão escrever nenhuma cláusula sobre esta variável. Assim, dentro de um contrato de resposta a demanda, seria difícil escrever uma cláusula sobre os itens que o consumidor deveria cortar para atender o corte requerido pelo operador, pois os agentes não tem como verificar que o consumidor esteja de fato cortando esses equipamentos.

2.5.1 Direitos de propriedade

Os contratuais atuais são incompletos em vários aspectos: ambiguidade de redação, eventos não considerados, cláusulas mal escritas. Os advogados perceberam essas lacunas há muito tempo e os numerosos casos de arbitragem demonstram a real fragilidade desses contratos. Por exemplo, no setor elétrico, o mercado está travado desde 2014 com o problema do MRE. Sendo que a garantia física total das usinas hidroelétricas participantes deste mecanismo não é atingida por conta da seca excepcional vivenciada no país, todos os agentes sofrem prejuízos milionários e não querem assumir um risco que não foi precificado. Isso resulta na prática em um

mercado completamente travado, vivendo em função das liminares atribuídas pela justiça.

Neste contexto, [3] fizeram uma pergunta simples, mas essencial: quem tem o direito de decidir sobre os diferentes itens que não foram resolvidos no contrato inicial? Este direito foi chamado de 'controle residual' ou 'direito de decisão' pelos autores e serve de base para o desenvolvimento da teoria dos direitos de propriedade. De fato, quem tem o 'direito de decisão' sobre um ativo tem o direito de decidir como utilizar este ativo se este uso já não foi especificado dentro do contrato [3, 45].

De acordo com [46], esta teoria leva naturalmente a uma teoria da diferença entre contratos e firmas através da otimização da alocação dos direitos de controle residual. Por exemplo, em alguns casos é mais eficiente um agente ter o controle de todos os direitos de controle, enquanto outras vezes é mais eficiente dividir esses direitos de controle entre diferentes agentes. Isso determina então se duas firmas A e B deveriam se fundir ou ficar como duas entidades separadas.

Um ponto fundamental desta teoria é que a posse de ativos proteja o agente contra futuros movimentos de 'captura': o problema da 'captura' se refere a um contrato onde um dos agentes é 'refém' das decisões do outro. Por exemplo, se acontecer uma situação que não foi inicialmente prevista no contrato e que um dos agentes possui todo o poder de barganha para resolver essa situação, o outro agente não tem como negociar. Além disso, este agente já realizou investimentos no contrato, portanto ele não tem outra saída se não aceitar as condições impostas pela outra parte. Assim, a posse dos ativos protegeria o agente contra eventuais 'capturas' pela outra parte envolvida no contrato e pode incentivar este agente a consentir maiores volumes de investimentos. Isso significa que o proprietário de um ativo possui uma vantagem para barganhar nas futuras renegociações sobre as condições que não foram especificadas no contrato inicial.

Por exemplo, imaginamos o caso de uma termoelétrica a carvão que tenha fechado um contrato com uma mineradora que produz carvão. A ideia é que a termoelétrica seja localizada perto da mineradora para queimar carvão e gerar energia elétrica. No contrato inicial, as duas empresas concordaram em fechar um contrato de longo prazo, especificando uma quantidade de carvão entregue pela mineradora e o preço pago pela usina termoelétrica. Embora a pureza do carvão seja importante para o bom funcionamento da termoelétrica, consideramos que seja difícil para esse agente especificar antecipadamente o que um carvão puro significa exatamente para sua usina, já que existem vários tipos de impurezas [47]. Depois de dez anos de contrato, a termoelétrica identificou que o teor de cinzas é um parâmetro fundamental. Assim, os agentes da usina térmica identificaram que queimar o carvão com alto teor de cinzas é mais caro que queimar o carvão com baixo teor de cinzas. Para a mineradora, o custo de produção do carvão com altor teor de cinzas é menor que

o de baixo teor de cinzas. Considerando a incompletude do contrato, a mineradora pode continuar fornecendo o carvão que quiser à usina térmica, já que isso não foi especificado no contrato inicial. As duas entidades podem renegociar o contrato, mas a mineradora está em posição de força nessa negociação e pode pedir um preço muito elevado para fornecer o carvão desejado pela termoelétrica. Por sua vez, a termoelétrica se encontra 'capturada' pelo contrato [46], pois está localizada do lado da mineradora e trazer carvão de uma outra mineradora pode se tornar extremamente caro.

Uma representação formal e simples deste modelo para dois agentes e dois ativos foi desenvolvida em um primeiro momento no trabalho de [3] e depois ampliado e reforçado para um modelo geral para vários agentes e vários ativos no trabalho de [48].

Modelo para dois agentes

Consideramos uma situação envolvendo negociações entre dois agentes, um vendedor V e um comprador C. Esses dois agentes operam em conjunto um ativo físico utilizado para realizar um bem que é produzido a um custo c pelo vendedor e que tem um valor v para o comprador. A situação modelada aqui é extremamente simples [3]:

1. Não tem incertezas sobre as variáveis deste contrato;
2. As informações são simétricas entre os agentes;
3. As características do bem a ser trocado são observáveis por ambos os agentes, mas não podem ser verificadas por uma corte de justiça.

Suponhamos que o vendedor V possui o ativo a e que as duas partes realizaram alguns investimentos inicias antes da assinatura deste contrato, respectivamente i_C para o comprador e i_V para o vendedor. O custo de produção do vendedor $c(i_V)$ é uma função decrescente convexa em i_V, ou seja, há ganhos de escala para o vendedor. Por sua vez, o valor do bem para o comprador $v(i_C)$ é uma função crescente convexa em i_C. Esses investimentos, chamados de 'investimentos específicos', trazem um valor importante para a relação contratual que está se negociando, pois aumentariam a produtividade dos agentes. Os agentes estão se preparando para entregar os produtos definidos no contrato. Por exemplo, no caso da usina termoelétrica e da mineradora, a usina térmica decide investir em uma planta que fica perto da mineradora, para ganhar em produtividade e eficiência no contrato.

Consideramos o caso onde o vendedor não consegue fechar um preço com o comprador C, portanto ele pode vender o bem no mercado a um preço de mercado p_M. Neste caso o comprador perdeu o seu investimento específico i_C.

Em um segundo momento, as partes renegociam os termos do contrato a um preço p. O vendedor consegue um ganho de utilidade $p - p_M$ e o comprador tem um ganho $v(i_C) - p$. Consideramos que os agentes dividem o lucro total deste contrato (que corresponde à soma de ganho de utilidade dos agentes), ou seja $p = \frac{p_M + v(i_C)}{2}$. As utilidades respectivas do vendedor e do comprador se dão pelas seguintes equações:

$$u_V = p - c(i_V) - i_V = \frac{p_M + v(i_C)}{2} - c(i_V) - i_V \tag{2.10}$$

$$u_C = v(i_C) - i_C - p = \frac{v(i_C) - p_M}{2} - i_C \tag{2.11}$$

Em um contrato simples sem renegociação, o ganho total dessa relação contratual seria $u_V + u_C = v(i_C) - i_C - p + p - c(i_V) - i_V = v(i_C) - i_C - c(i_V) - i_V$. Neste caso, os investimentos ótimos i_V^* do vendedor e i_C^* do comprador se dariam por $c'(i_V^*) = -1$ e $v(i_C^*) = 1$. Agora, no contrato de renegociação, para que o vendedor atinga sua utilidade máxima u_V^*, seu investimento se da pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} \frac{\partial u_V}{\partial i_V}(i_V^*) = 0 &= -c'(i_V) - 1 \\ \Leftrightarrow c'(i_V^*) &= -1 \end{aligned} \tag{2.12}$$

Com isso, o vendedor é incentivado a escolher o nível eficiente de investimento $c'(i_V^*) = -1$, igual a um contrato simples sem renegociação. Por sua vez, para que a utilidade do comprador no ponto ótimo fique em u_C^*, sua derivada se dá pela seguinte equação:

$$\begin{aligned} \frac{\partial u_C}{\partial i_C}(i_C^*) = 0 &= \frac{v'(i_C)}{2} - 1 \\ \Leftrightarrow v'(i_C^*) &= 2 \end{aligned} \tag{2.13}$$

Neste caso, o comprador investe abaixo do ótimo, pois $v(i_C^*) = 2 \cdot i_C^*$. Considerando o caso inverso, quando o comprador possui o ativo, chegamos à conclusão oposta: o comprador investe ao nível eficiente e o vendedor investe abaixo do ótimo.

Com este modelo simples, [3] mostram que o proprietário do ativo sempre consegue o melhor investimento possível, enquanto quem não possui o ativo investe abaixo do nível eficiente. Mais do que isso, este primeiro modelo evidencia que os direitos de propriedade protegem quem tem a posse do ativo de uma provável captura do seu ativo pelo outro agente. Por exemplo, no nosso modelo, em um primeiro momento o vendedor não fecha o contrato com o comprador e vende o bem no mercado.

Em linha com o modelo para dois agentes, [48] desenvolveram um modelo geral de alocação ótima dos direitos de propriedade entre vários agentes. A maior dificuldade deste tipo de modelo é identificar como o lucro deste contrato é dividido entre as

partes contratantes, considerando que há negociações multilaterais entre eles[26]. A solução de [48] é considerar uma plataforma de mercado centralizada onde todas as negociações acontecem simultaneamente e que o excedente gerado pelo contrato seja dividido entre os agentes de acordo com o valor de Shapley. O valor de Shapley é um conceitos largamente utilizado na teoria dos jogos cooperativos, que consiste em um método de alocação que atribui um valor único para cada agente participante do jogo cooperativo [49].

2.5.2 O difícil equacionamento de eventos inesperados

Embora [3] e [4] tenham desenvolvido um modelo de alocação de direitos de propriedade para ajudar o agente a se precaver de situações que não foram previstas no contrato inicial, este modelo foi principalmente utilizado para entender o limite das firmas e avaliar os custos e os benefícios da integração entre empresas, conforme ilustrado em [50] e [51].

Dessa forma, o modelo dos direitos de propriedade não corresponde a um desenho contratual padronizado, como foi o caso nos itens 2.3 e 2.4, auxiliando o agente na sua tomada de decisão para se precaver de futuros eventos desconhecidos. Este modelo não retorna uma solução eficiente para o contratante em função dos eventos inesperados, mas abre uma discussão sobre a posse dos ativos entre os participantes de um contrato, ou seja, discute a organização das empresas. Por exemplo no caso de usina termoelétrica e da mineradora previamente citado, uma solução para contornar o problema da captura seria que a termoelétrica comprasse a mineradora. Assim, se os agentes descobrirem um problema de teor de cinzas, eles modificariam a produção de carvão e o problema seria resolvido, já que o carvão passaria a ser propriedade da termoelétrica e não mais da mineradora. O próprio [52] reconhece a importância dos eventos inesperados para o entendimento das relações econômicas entre os agentes dentro de um contrato, mas afirma que é ainda muito cedo para dizer que existe um modelo convincente para representar este fenômeno.

Para os economistas que defendem a teoria dos contratos completos (mecanismos de incentivos considerando os cenários de incertezas e as assimetrias de informações), o modelo proposto por [3] e [4] não consegue resolver a questão dos eventos inesperados. Esses autores propuseram uma alternativa ao direito de propriedade da contratação incompleta, contornando o problema do evento desconhecido.

Através do chamado 'teorema da irrelevância',[53] e [44] afirmam que, na maioria dos contratos, a existência de eventos que não foram considerados no contrato inicial não é um problema para os agentes. Assim, se as partes conseguirem estimar a

[26]Da mesma forma que no modelo para dois agentes, uma simplificação do modelo é considerar que a divisão do excedente gerado pelo contrato depende de quem é proprietário dos ativos.

distribuição das probabilidades das perdas e das receitas do contrato, então o fato de haver eventos inesperados neste contrato seria irrelevante.

O teorema da irrelevância parece atingir seus limites quando é confrontado com alguns exemplos históricos. Por exemplo, podemos citar o caso concreto da crise financeira mundial de 2008, que demostrou a incapacidade dos especialistas em prever a bolha dos *subprimes* e seus efeitos dramáticos para a economia mundial. Na época, os analistas tinham ferramenta de avaliação de riscos para montar seus cenários de incertezas e prever os eventos extremos, mas isso não foi suficiente para prever uma crise desta amplitude. Se a distribuição de perdas e receitas foi elaborada na época, porque os governos tiveram que intervir para salvar o sistema bancário mundial? Como explicar a falência do banco Lehman Brothers? Com este exemplo clássico, é fácil demonstrar que há sim eventos extremos que podem ter um impacto significativo nos contratos e colocar em risco a viabilidade do negócio como um todo [54].

Na verdade, é preciso ir além dos métodos estatísticos clássicos para tentar equacionar os eventos inesperados, pois não há solução simples para este problema. Algumas abordagens alternativas existem na literatura e seguem duas vertentes, de acordo com [55] e [56]:

1. A abordagem epistêmica, que se focaliza sobre as crenças do agente, e;

2. A abordagem teórica da decisão, que se focaliza nas preferências do agente e lhe atribui uma visão do mundo que é consistente com suas preferências, como se o agente tivesse sua própria representação completa dos eventos que possam ocorrer (abordagem 'as if').

Apesar de a abordagem epistêmica ter ganho interesse na literatura, [55] avaliam que esses modelos não capturam as contingências inesperadas e que é preciso uma abordagem teórica da decisão para conseguir modelar esses eventos. Alguns estudos seguiram essa linha de raciocínio. Por exemplo, [57] propõem diferentes estruturas de incentivos a serem aplicadas dentro de um contrato, em função da percepção dos agentes sobre os eventos inesperados. O contratante precisa criar mecanismos flexíveis, que se adequam à ocorrência dos eventos inesperados, protegendo os agentes nos momentos críticos e os recompensando nos momentos favoráveis.

A flexibilização contratual aparece ser uma solução interessante para se proteger do desconhecido, dado que os agentes podem elaborar mecanismos de incentivos que reagem de maneira dinâmica aos eventos não previstos. Contudo, para que o agente possa decidir quais mecanismos flexibilizar no seu contrato, ele precisa primeiro realizar uma análise integrada dos riscos associados ao seu negócio [58, 59]. Conforme abordamos na seção 2.5.3, a flexibilização contratual tem um custo não desprezível, portanto o agente precisa priorizar os riscos a serem mitigados.

2.5.3 Flexibilização contratual

Conforme destacado no fim da seção 2.5.2, a flexibilização contratual proposta por [57] é um caminho inovador e bastante interessante, que propõe adequar o contrato às evoluções dinâmicas dos riscos ao longo do tempo. Os mecanismos de flexibilização contratual ainda não foram amplamente adotados na prática, por falta de conhecimento dos agentes, mas também porque a flexibilização tem um custo. De fato, na hora de escrever um contrato, os agentes enfrentam um *trade-off* entre:

- Escrever um contrato flexível, cujo custo inicial é mais elevado, mas que tenta enfrentar as incertezas ao conter cláusulas de mitigação de riscos, e;
- Redigir um contrato rígido, mais barato em relação ao contrato flexível, que por sua vez não possui nenhuma cláusula para mitigar as incertezas futuras e leva a maiores custos futuros em caso de futuras renegociações.

A flexibilização contratual já foi alvo de estudos acadêmicos, principalmente no setor de infraestrutura e nos contratos do tipo parcerias públicas privadas (PPP)[27]. De acordo com [61], os contratos do tipo PPP são altamente expostos aos riscos exógenos, como os ciclos econômicos. Pequenas flutuações nas taxas de crescimento macroeconômico, nas taxas de juro ou nas taxas de câmbio podem ter algum impacto importante sobre o projeto como um todo, passando do sucesso ao fracasso.

De maneira mais ampla, as PPP não conseguem ter um desempenho tão bom quanto o previsto inicialmente, principalmente por serem contratos rígidos, que não levam suficientemente em consideração as incertezas, os eventos inesperados e as futuras renegociações. Assim, vários autores abordaram a questão da flexibilização contratual nas PPP, buscando uma realocação dos riscos nesses contratos [62].

Por exemplo, [63] destacam que as autoridades públicas podem aumentar a atratividade das PPP oferecendo garantia de receitas para os contratados. Contudo, essas garantias podem constituir riscos fiscais consequentes para os governos emissores, especificamente durante os períodos de crises econômicas. Os autores propõem portanto uma abordagem inovadora, um novo contrato de cobertura de riscos ligado à receita, chamado de seguro de receita dinâmica (flexível), que pode ser oferecido como uma alternativa às garantias do governo. Assim, este contrato oferece às partes interessadas nas PPP a possibilidade de participar da cobertura de riscos.

Por sua vez, [64] desenvolvem um modelo de flexibilidade para o setor hospitalar, onde, após listar todas as opções de flexibilidades contratuais existentes, os autores

[27] As PPP são contratos de longo prazo amplamente utilizadas nos últimos 20 anos no setor de infraestrutura. De acordo com [60], uma PPP é um contrato de longo prazo entre uma entidade governamental e um agente privado, cujo objetivo é fornecer um bem ou um serviço público. Dentro dessa PPP, o agente privado assume uma responsabilidade significativa em termos de risco e de gestão, e a remuneração do agente é ligada à sua performance.

resolvem montar um modelo que flexibilize os serviços atendidos pelo concessionário. Suponhamos que o hospital precise cumprir três serviços principais: a emergência, o ambulatório e a internação. A receita do hospital provém do governo e essa receita depende basicamente da demanda que o hospital atendeu, por tipo de serviço prestado. Os autores elaboram um desenho contratual cuja flexibilização consiste em deixar na mão do concessionário a responsabilidade de decidir qual tipo de serviço ele deve expandir para atender à demanda (que é uma variável aleatória). Em contrapartida, o concessionário assume parte do risco comercial: a incerteza da demanda. Além deste modelo de flexibilização, os autores já experimentaram um modelo de realocação de riscos no setor portuário em [65].

Em suma, esses diferentes exemplos mostram a necessidade de se buscar a flexibilização dos contratos para mitigar os riscos e enfrentar as incertezas futuras e poderiam facilmente ser estendidos ao setor elétrico: o aporte de novas garantias financeiras e a mitigação das variáveis de incertezas são por exemplo temas de grande interesse para o setor e a resolução dos problemas estruturais atualmente enfrentados. Partindo do pressuposto de que o futuro é uma variável imprevisível, a alocação dos riscos entre as contrapartes, combinada com a flexbilização contratual, parece ser um caminho consistente para proteger os agentes de eventos desconhecidos.

Capítulo 3

Realocação do Risco Climatológico via Mecanismo Contratual

3.1 Limitações das coberturas de riscos pelas ferramentas tradicionais

De acordo com [66], o grau de eficiência de um mercado de energia elétrica pode ser medido através de 3 critérios básicos:

- Neutralidade: as regras que regem o mercado (especificamente as regras de comercialização e de liquidação) são conhecidas por todos os agentes e aplicadas de forma isonômica. Assim, o desempenho de cada agente vai depender do seu próprio esforço e das condições de mercado quando estiver operando;

- Simetria de informações: todos os participantes do mercado têm acesso às mesmas informações. Cada participante tem então a possibilidade de tomar a melhor decisão possível, baseada nas informações disponíveis para todos os agentes do mercado;

- Liquidez: a capacidade do mercado de oferecer aos agentes a realização de suas operações de maneira rápida, sem grande impacto no preço negociado. Na prática, cada agente tem a possibilidade de abrir ou fechar uma posição quando ele desejar.

A maturidade do mercado passa pela introdução de novos mecanismos para reforçar esses 3 critérios, como a estandardização de produtos e de processos de comercialização, a redução dos custos de transação, o anonimato das transações, a transparência dos dados de mercado, a redução das barreiras de entradas para novos agentes ou ainda a minimização dos riscos de default dos participantes. Em mercados elétricos maduros, como na Europa ou nos EUA por exemplo, a implementação

dessas ferramentas se fez através da implementação de bolsas de energia, que emergiram para facilitar as operações de comercialização de energia e dar maior segurança aos mercados. Os mercados organizados em bolsas de energia oferecem então sinais de preços corretos e transparentes aos agentes e ainda validam as transações através de *clearing-house*, que asseguram o pagamento e a liquidação dos volumes transacionados de maneira centralizada, conforme [66].

As bolsas de energia oferecem produtos estandardizados para os horizontes de curto e de longo prazo, considerando diversos períodos de duração (mês, trimestre, semestre, ano, etc...). Podemos distinguir duas categorias de produtos:

- Produtos de curto prazo (mercado *spot*): produtos com entrega imediata ou em curto horizonte de tempo, considerando por exemplo os produtos intra-diário, dia seguinte, intra-semanal ou ainda semana seguinte;

- Produtos de longo prazo (mercado de derivativos): produtos que oferecem entregas futuras a um preço predeterminado.

Os mercados de curto e de longo prazo atendem diferentes necessidades e são complementares. Enquanto os contratos de curto prazo são principalmente utilizados pelos agentes para cobrir os riscos de volume (exposições nos mercado de curto e longo prazo), os contratos de longo prazo costumam ser utilizados para cobrir os riscos de preços e direcionam os investimentos para garantir o suprimento de longo prazo do sistema.

Percebe-se que, em relação aos contratos de longo prazo, a literatura recente se foca no estudo das estratégias da cobertura dos preços nos mercados de energia. Por exemplo, [67] desenha e avalia oito estratégias de cobertura de preços de *commodities* para garantir a rentabilidade das suas plantas de cogeração. Já [68] estuda os prêmios conseguidos pelos agentes que venceram nos leilões de energia nos mercados OMEL (Espanha) e PJM (Nova Jersey) e as atividades de especulação desses agentes perto das datas de leilões para cobrir suas posições nesses mercados via contratos de derivativos de energia. Por sua vez, [69] elabora um modelo de mercado que simula uma configuração de oligopólio e de integração vertical dos agentes, mostrando que há uma correlação positiva entre preços do mercado *spot* e os preços no mercado de longo prazo, enquanto [70] avalia de maneira empírica a relação entre os preços do mercado *spot* e os preços futuros na bolsa de energia Nórdica (Nordpool), mostrando que há prêmios positivos nos preços futuros quando os reservatórios das usinas hidrelétricas atingem níveis extremamente baixos de maneira inesperada. Finalmente, [71] e [72] elaboram estratégias de cobertura de preços e de volumes para distribuidoras de energia, respectivamente nos mercados Francês e Nórdico (Nordpool) de energia, elaborando modelos que controlam os riscos dos agentes (através

de indicadores de risco de tipo VaR ou CVaR) e integram as correlações entre a carga da distribuidora e os preços vigentes no mercado.

Apesar de a cobertura dos preços nos contratos de longo prazo representar um aspecto importante da estratégia dos agentes no mercado de energia elétrica, ele não constitui o único risco a ser coberto. Por exemplo, os agentes geradores enfrentam uma série de riscos associados a um contrato de comercialização de energia. Alguns riscos são inerentes ao projeto (financeiro, ambiental, construção, operação e manutenção) e outros são exógenos (clima, economia, regulação, política). Os riscos a serem mitigados devem ser precificados e as responsabilidades atribuídas entre o gerador e o comprador de energia.

Conforme destacado nos itens 2.3.2 e 2.5.2, a otimização do contrato em função das variáveis sujeitas a incertezas não é suficiente para se precaver do desconhecido, pois o futuro é imprevisível (como por exemplo, o aquecimento global com as mudanças climáticas) e as ferramentas estatísticas falham em capturar os cenários extremos, não antes imaginados. Para que este contrato proteja o gerador contra o imprevisível, é preciso mitigar os riscos e criar um mecanismo flexível para acompanhar os eventos inesperados que quase que certamente irão acontecer no futuro, se baseando nas variáveis observáveis do contrato. A ideia é proteger os agentes de futuras renegociações e outras judicializações, através de um contrato dinâmico que, caso os riscos se concretizarem, limite seus efeitos negativos e potencialize seus efeitos positivos.

Neste sentido, queremos elaborar neste trabalho um contrato que mitigue especificamente um dos maiores riscos associados à comercialização de energia: o risco climatológico, e mais especificamente o risco hidrológico. A literatura ainda não associa os contratos de derivativos nos mercados de energia elétrica como ferramentas contratuais para mitigar os riscos climatológicos (hidrologia, vento, sol, biomassa). Por um lado, alguns autores avaliam a mitigação do risco climatológico de forma sistémica, como [73], que propõe introduzir novas fontes na matriz elétrica para reduzir a proporção de hidrelétricas e mitigar o risco hidrológico para os agentes participantes do setor elétrico brasileiro. Apesar de ser um caminho interessante para mitigar os riscos financeiros associados ao risco hidrológico, a introdução de novas fontes no sistema não protege os investidores contra os demais riscos climatológicos (vento, sol, biomassa) e ainda vai levar décadas para remodelar a estrutura de base hídrica da matriz elétrica brasileira. Mais do que isso, com essa solução os agentes geradores hidrelétricos vão continuar carregando o risco hidrológico e seus efeitos financeiros nos mercados de longo e de curto prazo.

Outros autores, como [19] ou [20], usam modelos de otimização acoplados à métricas de riscos modernas para otimizar a receitas dos geradores e mitigar os riscos dos cenários climatológicos. Nesta visão de otimização do portfólio, apenas o

gerador se beneficia do programa computacional para diminuir sua exposição ao risco climatológico, enquanto o consumidor é tomador de preço e de risco no contrato. Não há portanto nessa abordagem um compartilhamento dos riscos entre os agentes, mas apenas uma cobertura unilateral pelo lado do gerador que ainda carrega um certo nível de riscos, por se basear em análises estatísticas.

Por fim, ainda há possibilidade de realocar os riscos climatológicos entre vendedores e consumidores de energia através de mecanismos regulatórios planejados de forma centralizada, conforme implementado no Brasil com o mecanismo de realocação de energia (MRE). Este mecanismo, abordado de forma detalhada no item 6.3.1, foi concebido por [74] e regulamentado por [75] e [76] para que as usinas hidrelétricas despachadas de modo centralizado pelo ONS possam compartilhar os riscos financeiros associados à comercialização de energia. Embora a ideia de uma realocação centralizada do risco climatológico entre vendedores e consumidores de energia faça sentido para mitigar este risco de forma isonômica entre os agentes, veremos no capítulo 6 que o MRE mostrou seus limites no auge da crise hídrica entre os anos de 2014 e 2015, e que este mecanismo acabou gerando uma das maiores crises financeiras no setor elétrico brasileiro, cujo tema está na espera de uma resolução na justiça desde o ano de 2015.

Com isso, entendemos que há ainda um outro caminho a ser explorado: a elaboração de um contrato de derivativo, dentro de um ambiente de mercado maduro do tipo bolsa de energia, que facilita a realocação do risco climatológico de maneira dinâmica entre o vendedor e o consumidor, de tal forma que este contrato acabe beneficiando os dois agentes, impactando de maneira positiva o mercado como um todo e trazendo mais segurança para o sistema. Os próximos itens deste capítulo esboçam o desenho de tal contrato, evidenciando os benefícios a serem atribuídos a cada contraparte para garantir o mecanismo de incentivo desejado.

3.2 Desenho contratual do contrato de mitigação de risco hidrológico

Aplicamos o modelo principal agente estudado no capítulo 2 a um contrato de comercialização de energia, que tem por objetivo realocar de formar ótima o risco hidrológico entre um gerador e um comprador de energia, redistribuindo as responsabilidades entre os agentes. Em um primeiro momento, o gerador elabora um contrato, considerando os cenários de incertezas que vão afetar seu desempenho. Dentro de um contrato de comercialização de energia, as principais variáveis de incertezas (geração, demanda, preços de energia, entre outros) precisam ser avaliadas por um modelo de geração de cenários acoplado a uma métrica de riscos de mercado

(VaR, $CVaR$, PaR, entre outros), conforme apresentado no item 2.3.2. Os agentes podem também avaliar os riscos de crédito das suas contrapartes para completar o estudo de risco do projeto.

Neste contrato o gerador pode apenas elaborar um acordo baseado nas chamadas variáveis 'observáveis' (curva de geração, curva de carga do consumidor, preços de mercado, etc...) para incentivar o consumidor a aceitar os termos desenhados no contrato. No nosso caso, este contrato precisa ser suficientemente flexível para acompanhar a dinâmica da evolução das variáveis climatológicas ao longo do período de validade e incentivar o comprador a compartilhar o risco com o gerador. Por isso, nosso desenho contratual prevê que os incentivos de flexibilização contratual se baseiam em uma variável observável pelos dois agentes: a curva de geração do gerador.

Queremos ainda testar a atratividade deste contrato para o comprador. Para isso, precisamos criar um mecanismo de incentivos que garanta um benefício ao comprador de energia, já que ele está disposto a aceitar um maior nível de riscos em relação a um contrato tradicional. Assim, suponhamos que o problema de perigo moral faça parte deste contrato, ou seja, o gerador precisa incentivar o comprador a participar do mecanismo de mitigação de riscos, oferecendo um benefício ao comprador no contrato (desconto no preço ou algum prêmio por exemplo) por aceitar dividir os riscos com ele.

Nossa proposta é a seguinte: o gerador hidroelétrico possui uma garantia física, correspondente à quantidade máxima de energia que pode ser comercializada por ele e calculada de acordo com as normas definidas por [77]. Ao longo da vida útil do empreendimento, a geração da usina vai depender de fatores climatológicos (disponibilidade do recurso hidroelétrico) e técnicos (disponibilidade e performance das turbinas, manutenção dos equipamentos, perdas internas, etc...), flutuando em torno da sua garantia física, para cima e para baixo. Quando o gerador enfrentar cenários climatológicos extremos (avessos ou favoráveis), isso vai se refletir na sua quantidade de energia gerada. Em nossa proposta, flexibilizamos a entrega de energia do gerador quando da ocorrência de cenários climatológicos extremos, fora de limites mínimo e máximo de geração previamente parametrizados no contrato.

Assim, neste contrato, implementamos um mecanismo que pode se aparentar a um mecanismo de flexibilidade do lado da geração[28], ou mais precisamente a um derivativo financeiro atrelado à curva de geração do vendedor de energia. O gerador, em vez de pagar a liquidação mensal ao preço de curto prazo pela falta de energia

[28]Na comercialização de energia, um contrato de flexibilidade é frequentemente associado a um contrato que garante ao consumidor um preço fixo para uma faixa de consumo de energia. Por exemplo, o consumidor pode ter um contrato de 100 MWm com flexibilidade de 10%, ou seja, ele vai pagar o preço predeterminado no contrato enquanto ele estiver consumindo entre 90 MWm e 110 MWm.

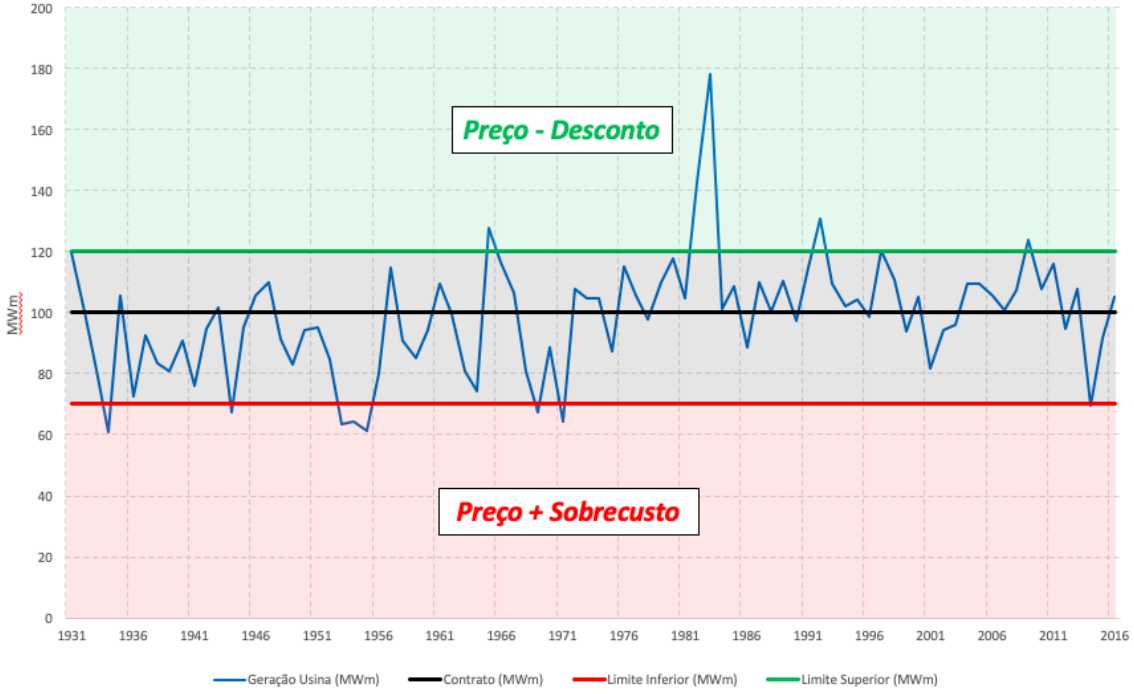
gerada, vai comercializar a sua energia da seguinte forma:

- Em momentos de estresse hidrológico, quando a geração estiver abaixo do limite mínimo de geração previamente definido em contrato, o consumidor paga um prêmio de risco ao vendedor, traduzindo o sobrecusto da energia. O sobrepreço é um parâmetro predeterminado no contrato e pode ser definido como um acréscimo sobre o preço inicial ou pode ser ainda definido como uma porcentagem do preço de curto prazo. O efeito deste prêmio de risco é duplo: ele mitigue a exposição financeira do vendedor no mercado de curto prazo e incentive o consumidor a consumir menos energia em momento de estiagem prorrogada;

- Em momentos de hidrologia favorável, quando a geração estiver acima do limite máximo de geração previamente definido, o gerador vai compartilhar os lucros realizados com o comprador, entregando-lhe um prêmio de bônus predeterminado nas cláusulas do contrato;

Neste caso o mecanismo de incentivos prevê que o consumidor arque com uma energia mais onerosa durante os momentos hidrológicos avessos, mas que ele consiga se beneficiar de um desconto nos momentos de cenários hidrológicos favoráveis, dividindo lucros com o gerador. Para que o consumidor seja incentivado a participar deste mecanismo de mitigação de riscos, é preciso mostrar para ele que este contrato lhe traga algum benefício em relação a um contrato convencional de energia, vislumbrando por exemplo uma economia na sua fatura energética no horizonte do contrato. A figura 3.1 ilustra o contrato de flexibilidade desenhado, considerando limites mínimo e máximo de geração fixos ao longo do período de concessão do ativo. Podemos também pensar em limites dinâmicos, revistos pelas contrapartes frequentemente ao longo do tempo em função da evolução do desempenho da usina, sendo que às mudanças climáticas previamente citadas podem mudar o padrão de geração dos ativos. Assim, imaginam-se cláusulas contratuais que incorporam uma revisão periódica dos limites de geração de acordo com as contrapartes.

Figura 3.1: Ilustração da realocação do risco hidrológico entre o gerador e o comprador de energia¡ Fonte: Elaboração Própria



3.3 Formulação do problema

Iniciamos a formulação do problema contratual com a apresentação da receita para o gerador, considerando que este possui um único contrato para exercício de simplificação, e o custo da energia para o comprador dentro de um contrato convencional, sem mitigação de riscos entre os agentes. Em seguida, avaliamos a evolução dessas variáveis com a introdução do contrato flexível, incluindo a realocação do risco hidrológico entre os agentes. Por fim, elaboramos a formulação do problema de otimização contratual.

3.3.1 Contrato convencional

Primeiro, apresentamos as características de um contrato convencional de energia entre um gerador e um comprador, sem nenhuma divisão de riscos de mercado entre os agentes. Consideramos um contrato extremamente básico, que possui apenas dois parâmetros a serem definidos pelo gerador e pelo comprador: a quantidade Q a ser entregue e o preço P^{conv} associado (além do período de vigência do contrato). A quantidade Q entregue e o preço P^{conv} são considerados fixos. Para simplificar a introdução deste contrato, as outras variáveis são descartadas deste modelo básico (submercado de venda e de entrega da energia, patamares de carga, sazonalidade, flexibilidade, etc...). Consideraremos que a contabilização financeira do contrato

seja realizada de forma mensal, como está sendo atualmente realizado pela CCEE no mercado. Este contrato tem um custo mensal fixo C_t^{conv} que depende da quantidade negociada Q e do preço fixado P^{conv}. A expressão 3.1 ilustra o custo mensal C_t^{conv} (em R$) esperada para cada instante $t \in T$ pelo comprador de energia que negociou um contrato convencional com o vendedor. Seja T um conjunto de instantes do horizonte, temos:

$$C_t^{conv} = P^{conv} \cdot Q \tag{3.1}$$

Por sua vez, consideramos que o gerador possui um único contrato de energia e entrega a totalidade da sua energia comercializável (ou seja, a sua garantia física) neste contrato convencional. A receita mensal R_t^{conv} do gerador hidroelétrico é composta de duas partes: primeiro, ele recebe um valor fixo, função da quantidade Q negociada com o comprador a uma preço P^{conv} (lembrando que essas duas variáveis são fixas ao longo do tempo). Por outro lado, a receita do gerador possui uma componente variável, correspondente à liquidação mensal de curto prazo, função da geração mensal G_t da sua usina e do preço mensal vigente no mercado de curto prazo π_t. De fato, no setor elétrico brasileiro, as variações positivas e negativas da geração mensal da usina em comparação com o valor contratado devem ser liquidadas ao preço de curto prazo[29]. Sendo assim, o risco hidrológico do gerador se traduz pela volatilidade da sua receita variável, que depende não apenas da sua performance de geração, mas também do preço no mercado de curto prazo. Em função desses variáveis, a receita mensal do gerador no contrato convencional R_t^{conv} se dá pela seguinte equação, $\forall t \in T$, onde T é o conjunto de instantes do horizonte:

$$R_t^{conv} = P^{conv} \cdot Q + \pi_t \cdot (G_t - Q) \tag{3.2}$$

3.3.2 Contrato com realocação de risco hidrológico

Consideramos em um segundo momento um contrato flexível com realocação do risco hidrológico entre o gerador e o comprador. Neste arranjo, o gerador hidroelétrico mitiga sua exposição mensal ao mercado de curto prazo nos momentos de estresse hidrológico. Considerando que estamos enfrentando um problema de perigo moral, é preciso incentivar o consumidor a compartilhar o risco com o gerador. Dessa forma, os prêmios de risco e de bônus negociados pelas contrapartes no contrato são proporcionais ao volume que o comprador esteja disposto a colocar no mecanismo de mitigação de riscos. Quanto maior o compartilhamento de riscos, maior o desconto para o comprador de energia.

[29]Entra ainda nesta equação a questão do MRE, que faz com que a usina que participa deste mecanismo não possui mais a sua geração exposta ao mercado de curto prazo, mas expõe a sua garantia física sazonalizada declarada para o ano em curso, eventualmente descontado do valor de GSF. Esses termos são abordados com maior detalhes no capítulo 6.

Assim, suponhamos que o comprador esteja disposto a compartilhar o risco hidrológico com o gerador. Seja Q a quantidade total comprada a um preço P^{risco}, considerando que essa duas grandezas são fixas ao longo do tempo. Seja T o conjunto de instantes do horizonte do contrato. Enquanto a geração mensal da usina estiver dentro dos limites L_{min} e L_{max}, valores predeterminados no contrato, o custo mensal C_t^{risco} do contrato de energia do comprador é idêntico ao custo de um contrato convencional, de acordo com a equação 3.1. Nos momentos de estresse hidrológico, quando a geração mensal da usina está abaixo do limite inferior L_{min}, o comprador paga um prêmio de risco $p^r \cdot r_{1,t}$ além do custo fixo mensal, sendo p^r o valor do prêmio em R$/MWh negociado no contrato entre as partes e $r_{1,t}$ o volume equivalente do prêmio, em MWh, que ultrapassa o limite L_{min}. A relação matemática entre a geração G_t, o limite L_{min} e o volume do prêmio de risco $r_{1,t}$ se dá pela equação $L_{min} = G_t + r_{1,t} - r_{2,t}$, sendo $r_{1,t} > 0$ e $r_{2,t} > 0$, $\forall t \in T$. Isso significa que o volume $r_{1,t}$ é apenas ativado quando a geração G_t estiver abaixo do limite L_{min}.

Por outro lado, nos meses de hidrologia favorável, quando a geração mensal estiver acima do limite máximo L_{max}, o consumidor divide os lucros com o gerador, ou seja, o comprador consegue um prêmio de bônus $p^b \cdot b_{2,t}$, sendo p^b o valor do prêmio de bônus em R$/MWh negociado no contrato e $b_{2,t}$ o volume equivalente do bônus, em MWh, que ultrapassa o limite L_{max}. A relação matemática entre a geração G_t, o limite L_{max} e o volume do prêmio de bônus $b_{2,t}$ se dá, da mesma forma que para o prêmio de risco, pela equação $L_{max} = G_t + b_{1,t} - b_{2,t}$, sendo $b_{1,t} > 0$ e $b_{2,t} > 0$, $\forall t \in T$. Isso significa que o volume $b_{2,t}$ é apenas ativado quando a geração G_t estiver acima do limite L_{max}.

Sendo assim, o custo mensal C_t^{risco} do comprador de energia corresponde à seguinte equação, $\forall t \in T$:

$$C_t^{risco} = P^{risco} \cdot Q + p^r \cdot r_{1,t} - p^b \cdot b_{2,t} \tag{3.3}$$

Avaliamos agora a receita R_t^{risco} do gerador que compartilha seu risco hidrológico junto ao comprador previamente avaliado. De novo, consideramos que o gerador tenha um único contrato de energia, sendo Q a quantidade total contratada a um preço P^{risco}. Quando a geração G_t do gerador estiver dentro dos limites inferior L_{min} e superior L_{max}, a receita mensal R_t^{risco} segue o cálculo do contrato convencional definido na equação 3.2. Quando a geração G_t da hidrelétrica estiver abaixo do limite inferior L_{min}, o gerador cobra o prêmio de risco $p^r \cdot r_{1,t}$ além do valor fixo mensal tradicional, de acordo com as mesmas equações citadas para o comprador. Quando a geração G_t estiver acima do limite superior de geração L_{max}, o gerador compartilha parte do seu lucro com o comprador, através de um prêmio de bônus $p^b \cdot b_{2,t}$. Assim, a receita mensal do gerador R_t^{risco} no contrato de realocação do risco

hidrológico é representada pela seguinte equação, $\forall t \in T$:

$$R_t^{risco} = P^{risco} \cdot Q + \pi_t \cdot (G_t - Q) + p^r \cdot r_{1,t} - p^b \cdot b_{2,t} \tag{3.4}$$

3.3.3 Ponto de equilíbrio

O contrato desenhado na equação 3.3 será aceito pelo consumidor apenas se o custo total deste contrato for inferior ao custo de um contrato convencional, conforme apresentado na equação 3.1. Vamos analisar este problema através da sua formulação matemática. Seja T o conjunto de instantes do período de validade do contrato, temos:

$$\begin{aligned}
\Leftrightarrow \quad & \sum_{t} \left(C_t^{risco} - C_t^{conv}\right) && \leq 0 \\
\Leftrightarrow \quad & \sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} \left(P^{risco} \cdot Q + p^r \cdot r_{1,t}\right) \\
& + \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} \left(P^{risco} \cdot Q - p^b \cdot b_{2,t}\right) \\
& + \sum_{\substack{t \\ G_t \in [L_{min}; L_{max}]}} \left(P^{risco} \cdot Q\right) - \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} \left(P^{conv} \cdot Q\right) && \leq 0 \\
\Leftrightarrow \quad & \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} \left(P^{risco} - P^{conv}\right) \cdot Q + \sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} p^r \cdot r_{1,t} - \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} p^b \cdot b_{2,t} && \leq 0 \\
\Leftrightarrow \quad & \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} P^{risco} \cdot Q \leq \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} P^{conv} \cdot Q - \left(\sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} p^r \cdot r_{1,t} - \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} p^b \cdot b_{2,t} \right)
\end{aligned} \tag{3.5}$$

Ao assinar um contrato com mitigação de riscos com o gerador hidroelétrico, o consumidor espera um desconto no custo do seu contrato em comparação com o custo de um contrato convencional. Isso se verifica quando a equação 3.5 estiver respeitada, ou seja, o gerador precisa elaborar um mecanismo contratual que garanta este ganho ao consumidor. Consequentemente, ao aceitar compartilhar os riscos com o gerador, o comprador consegue um benefício $\sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} p^r \cdot r_{1,t} - \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} p^b \cdot b_{2,t}$ e pode aceitar este negócio com o gerador.

Por outro lado, precisamos olhar os impactos dessa transferência de riscos para o gerador. Ao mitigar seu risco hidrológico, o gerador não repassa mais este risco no seu preço e espera-se uma queda de receita. Vamos avaliar as condições dessa

perda de receita. Seja T o conjunto de instantes do período de validade do contrato, temos:

$$
\begin{aligned}
\Leftrightarrow \quad & \sum_{t} \quad \left(R_t^{risco} - R_t^{conv}\right) && \leq 0 \\
\Leftrightarrow \quad & \sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} \quad \left(P^{risco} \cdot Q + p^r \cdot r_{1,t} + \pi_t \cdot (G_t - Q)\right) \\
+ \quad & \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} \quad \left(P^{risco} \cdot Q - p^b \cdot b_{2,t} + \pi_t \cdot (G_t - Q)\right) \\
+ \quad & \sum_{\substack{t \\ G_t \in [L_{min}; L_{max}]}} \quad \left(P^{risco} \cdot Q\right) - \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} \left(P^{conv} \cdot Q + \pi_t \cdot (G_t - Q)\right) && \leq 0 \\
\Leftrightarrow \quad & \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} \quad \left(P^{risco} - P^{conv}\right) \cdot Q + \sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} p^r \cdot r_{1,t} - \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} p^b \cdot b_{2,t} && \leq 0 \\
\Leftrightarrow \quad & \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} \quad P^{risco} \cdot Q \leq \sum_{\substack{t \\ \forall G_t}} P^{conv} \cdot Q - \left(\sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} p^r \cdot r_{1,t} - \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} p^b \cdot b_{2,t} \right)
\end{aligned}
\tag{3.6}
$$

O resultado da equação 3.6 é idêntico ao cálculo da equação 3.5. Isso mostra que, neste contrato de mitigação de riscos, há uma transferência completa de receita do gerador para o comprador, de um valor $\sum_{\substack{t \\ G_t \leq L_{min}}} p^r \cdot r_{1,t} - \sum_{\substack{t \\ G_t \geq L_{max}}} p^b \cdot b_{2,t}$. Assim, tanto o vendedor quanto o consumidor conseguem algum benefício econômico neste contrato: enquanto o gerador mitiga seu risco hidrológico nos momentos de escassez hidrológica, ganhando uma receita extra $p^r \cdot r_{1,t}$, o consumidor consegue um desconto no valor esperado do seu contrato de riscos, na medida em que o gerador quer incentiva-lo a participar deste mecanismo contratual.

Com isso, evidenciamos que existe um ponto de equilíbrio teórico neste contrato entre o vendedor e o comprador. Os próximos capítulos vão abordar com maior ênfase o estudo deste ponto de equilíbrio e avaliar as diferentes sensibilidades que possam viabilizar um contrato de mitigação de risco hidrológico no setor elétrico brasileiro.

Capítulo 4

Busca de um Equilíbrio com a Programação Linear

4.1 Modelagem de Contrato de Mitigação de Risco

No mercado livre de energia brasileiro, um gerador de energia (chamado de vendedor) pode negociar um contrato bilateral de energia com um consumidor (chamado de comprador), negociando o volume e o preço do contrato. Um contrato convencional implica que o vendedor entregue um volume fixo Q ao comprador, a um preço fixo P^{conv}, independente do desempenho da sua usina. Pode haver alguma cláusula de flexibilidade do lado do comprador, para que o vendedor entregue um volume variável ao comprador de acordo com o nível de consumo do consumidor. Neste caso, o nível máximo de flexibilidade do volume contratado é predefinido nos termos do contrato. Assim, o comprador transfere parte do seu risco ao vendedor.

Do lado do vendedor, não existe por enquanto nenhum mecanismo de flexibilidade no mercado. O vendedor carrega por si só o risco associado à liquidação de energia no mercado de curto prazo, onde as diferenças entre as quantidades de energia geradas pela usina G_t e os volumes acordados no contrato Q devem ser compensadas (positiva ou negativamente) no mercado de curto prazo pelo preço à vista π_t (também chamado de preço de liquidação das diferenças, ou PLD). Na prática, essas diferenças são pagas posteriormente pelo agente, na data de liquidação do mês seguinte.

Consideramos um gerador de energia renovável, e mais especificamente um gerador hidráulico. Para este agente, o risco do mercado de curto prazo pode ser tratado como um risco climatológico, sendo que a exposição no mercado de curto prazo se dá pela performance da sua usina, que por sua vez está atrelada diretamente às condições climatológicas que afetam sua geração (água, vento, sol). As condições

climatológicas fogem do controle do gerador e precisam ser tratadas como um risco exógeno, que pode ser compartilhado entre vendedor e comprador. Lembramos que dentro de um contrato convencional, este risco é exclusivamente carregado pelo vendedor de energia, que deve liquidar as diferenças no mercado de curto prazo.

Nossa ideia é que, dentro de um contrato inovador, esse risco climatológico seja compartilhado entre o vendedor e o comprador, com incentivos para ambas as partes predeterminados nos termos do contrato. Assim, criamos um mecanismo de flexibilização da geração para o vendedor.

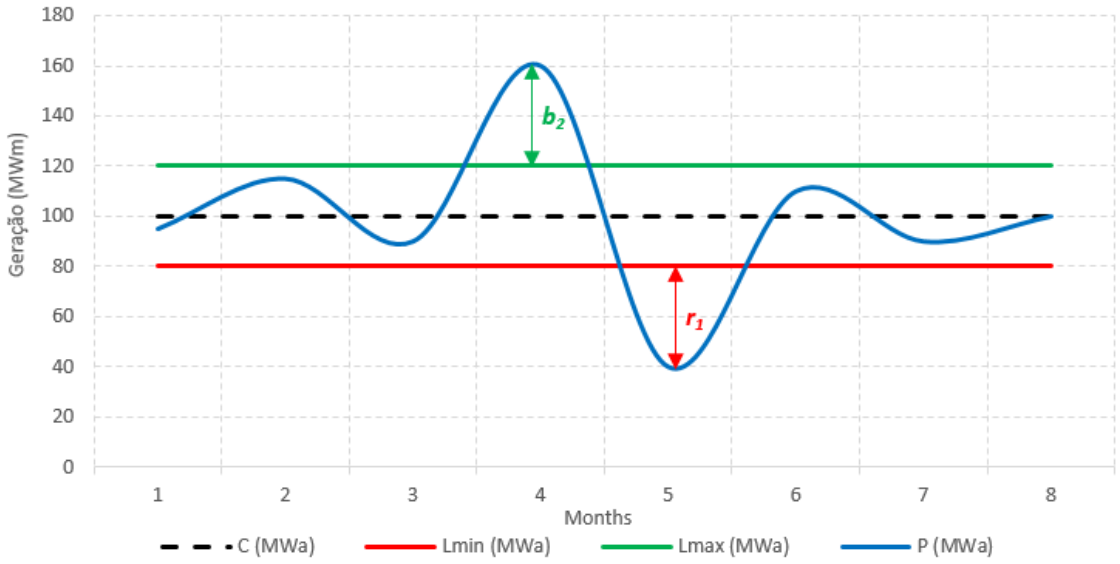
Neste capítulo, consideramos que um gerador hidráulico deseja negociar um contrato de venda de energia com um comprador no mercado livre de energia, compartilhando seu risco climatológico através de um contrato de mitigação de risco. Durante períodos de estresse hidrológico, quando a geração da usina hidrelétrica está abaixo de um limite mínimo de geração L_{min} predeterminado no contrato, o vendedor recebe um prêmio de risco $p^r \cdot r_{1,t}$. Por outro lado, quando a hidrologia é favorável e que a geração está acima de um limite máximo L_{max} (também predeterminado no contrato), o gerador compartilha os lucros com o comprador, pagando-lhe um prêmio de bonificação $p^b \cdot b_{2,t}$.

A expressão 4.1 resume a receita mensal R_t (em R$) esperada para cada instante $t \in T$ pelo gerador hidráulico que negociou um contrato de mitigação de risco climatológico no mercado livre. Seja T um conjunto de instantes do horizonte simulado, temos:

$$R_t = P^{risco} \cdot Q + \pi_t \cdot (G_t - Q) + p^r \cdot r_{1,t} - p^b \cdot b_{2,t} \tag{4.1}$$

A figura 4.1 ilustra os diferentes parâmetros do contrato de mitigação de risco hidrológico. A cada mês, o vendedor recebe uma quantia fixa de $P^{risco} \cdot Q$ do comprador, independente da geração hidráulica de sua usina. Quando a curva de geração G ultrapassa o limite máximo L_{max}, o vendedor paga o prêmio de bônus $p^b \cdot b_{2,t}$ ao comprador. Por outro lado, quando a geração está abaixo do limite mínimo L_{min}, o vendedor recebe um prêmio de risco $p^r \cdot r_{1,t}$ do comprador:

Figura 4.1: Ilustração do compartilhamento do risco hidrológico entre o vendedor e o comprador de energia. Fonte: Elaboração Própria



4.2 Mitigação de Risco para o Vendedor

Em um primeiro momento, desejamos formular o problema do contrato de mitigação de risco na ótica de um vendedor de energia renovável, avaliando as necessidades do agente com este contrato. No mercado de energia brasileiro, o vendedor carrega por si só o risco climatológico através da liquidação no mercado de curto prazo. Conforme visto no item 4.1, cabe ao vendedor compensar a energia que pode vir a faltar se ele não gerar o volume contratado. A exposição no mercado de curto prazo pode ser expressiva e potencialmente devastadora para o agente, dada a volatilidade do preço no mercado de curto prazo, que pode chegar a patamares de 500 R$/MWh em períodos de seca.

A receita do gerador tem que ganhar em flexibilidade para poder arcar com a volatilidade da exposição financeira no mercado livre. Isso pode ser feito através do prêmio de risco, que busca mitigar as perdas no mercado de curto prazo em períodos de estresse hidrológico. Neste sentido, o objetivo do vendedor com o contrato de risco é a priori simples: maximizar a receita da venda de energia, mitigando o risco climatológico no mercado de curto prazo quando o agente estiver exposto.

4.2.1 Equacionamento do problema

Formulamos um modelo de otimização estocástico para o vendedor, cuja função objetivo busca maximizar o retorno do agente, recebendo o maior prêmio de risco possível e minimizando o volume de bônus pago ao comprador. Nosso modelo cal-

cula os volumes ótimos de prêmios de risco $r_{1,t,s}$ e de bônus $b_{2,t,s}$, recebendo como parâmetros de entrada o preço P^{risco} e o volume Q do contrato de risco, os preços dos prêmios de risco p^r e de bônus p^b, os cenários de geração $G_{t,s}$, de preços a vista $\pi_{t,s}$ e as probabilidades p_s associadas a cada cenário, além do nível de risco máximo aceito pelo gerador δ. Conforme veremos mais adiante neste capítulo, o nível de risco δ aceito pelo vendedor corresponde a uma exposição financeira máxima previamente fixada pela própria empresa, para se cobrir de eventuais cenários avessos que podem acontecer. Seja S um conjunto de cenários de geração hidráulica e T um conjunto de instantes do horizonte simulado, formulamos nosso primeiro modelo de otimização estocástica da seguinte forma:

$$
\begin{array}{lllll}
\underset{r_1,r_2,b_2}{Maximizar} & \sum_{t\in T}\sum_{s\in S} p_s \cdot (P^{risco}\cdot Q + \pi_{t,s}\cdot(G_{t,s}-Q) + p^r\cdot & (r_{1,t,s}- & r_{2,t,s}) - p^b\cdot b_{2,t,s}) & \\
sujeito\ a: & L_{min} - r_{1,t,s} + r_{2,t,s} = G_{t,s}, & (\alpha_{t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& L_{max} - b_{1,t,s} + b_{2,t,s} = G_{t,s}, & (\beta_{t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& p^r\cdot(r_{2,t,s} - r_{1,t,s}) \leq \delta + \pi_{t,s}\cdot(G_{t,s}-Q), & (\gamma_{t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& L_{min} \leq Q & (\phi) & & \\
& L_{max} \geq Q & (\varphi) & & \\
& r_{1,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& r_{2,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& b_{1,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& b_{2,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& L_{min} \geq 0 & & & \\
& L_{max} \geq 0 & & &
\end{array}
\tag{4.2}
$$

No problema primal do vendedor 4.2, a função objetivo busca maximizar o prêmio de risco e minimizar o bônus para o comprador. A receita oriunda do valor do contrato $P^{risco}\cdot Q$ e a liquidação mensal no mercado de curto prazo $\pi_{t,s}\cdot(G_{t,s} - Q)$ entram como constantes na função objetivo, dado que todos esses valores são parâmetros de entrada do problema.

As duas primeiras restrições do modelo posicionam respectivamente os limites mínimo L_{min} e máximo L_{max} em relação ao volume gerado $G_{t,s}$ através das variáveis de folga $r_{1,t,s}$ e $r_{2,t,s}$ para o limite mínimo e $b_{1,t,s}$ e $b_{2,t,s}$ para o limite máximo. A terceira restrição se refere ao nível máximo de exposição financeira no mercado de curto prazo δ que o vendedor pode suportar, cujo valor é previamente fixado internamente pela direção da empresa. Nessa primeira modelagem, esta restrição é válida para qualquer instante $t \in T$ e qualquer cenário $s \in S$ simulado. As

quarta e quinta restrições do problema estipulam que o limite mínimo de geração L_{min} não pode ultrapassar o valor do volume Q negociado no contrato, enquanto o limite máximo L_{max} tem que ser superior a este mesmo valor Q. Por fim, as ultimas restrições declaram que as variáveis de decisão do problema $r_{1,t,s}$, $r_{2,t,s}$, $b_{1,t,s}$, $b_{2,t,s}$, L_{min} e L_{max} são positivas.

4.2.2 Aplicação no caso de uma usina hidrelétrica

Ao longo deste capítulo, iremos ilustrar o problema da mitigação do risco hidrológico através do caso exemplo de uma usina hidráulica fictícia localizada no subsistema Sudeste e mais precisamente localizada na bacia do Rio Paraná. A ideia é que este exemplo seja seguido entre os diferentes modelos propostos e sirva de referência para ajudar a compreensão dos resultados.

Suponhamos que essa usina possua uma capacidade instalada de 70 MW e tenha uma garantia física de 40 MWm. Elaboramos seis cenários de geração hidráulica $G_{t,s}$ para essa usina, respeitando a sazonalidade intra-anual da região Sudeste, ou seja: maiores níveis de geração esperados no período úmido, entre dezembro e abril, e menores níveis de geração no período seco, entre maio e novembro. Os cenários de geração elaborados se basearam no desempenho das usinas do rio Paraná nos últimos seis anos de geração, que foram caracterizados por uma hidrologia constantemente abaixo da média. Mais especificamente, uma seca histórica se abateu no Sudeste do país nos anos de 2014 e 2015 e a hidrologia continuou extremamente fraca desde então, conforme apontado por [78]. Essa tendência parece caracterizar uma mudança climática e os agentes não têm atualmente nenhuma ferramenta contratual para enfrentar este fenômeno. A tabela 4.1 sintetiza os cenários de geração simulados, que foram elaborados da seguinte forma: cada cenário representa um ano do histórico 2013-2018, onde a geração mensal da usina corresponde ao valor histórico da ENA constatado no rio Paraná (% da média histórica da ENA) multiplicado pelo valor de garantia física da usina (40 MWm neste exemplo).

Tabela 4.1: Cenários de geração hidráulica - (MWm)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Cenário 1	54,2	65,9	66,0	65,6	50,3	46,0	32,1	26,0	24,7	27,6	40,3	41,8
Cenário 2	32,9	45,2	60,8	64,2	40,3	32,4	29,5	20,9	20,9	20,0	31,9	64,7
Cenário 3	41,5	55,0	64,6	64,6	59,3	39,8	34,7	24,8	24,8	23,4	38,2	45,0
Cenário 4	61,1	59,0	55,7	41,8	34,9	31,8	22,5	20,4	20,4	22,7	31,4	48,2
Cenário 5	47,7	45,5	64,2	60,8	41,7	31,4	26,3	15,1	15,1	17,3	35,3	51,7
Cenário 6	60,1	58,3	64,2	51,8	37,2	28,7	29,0	21,2	21,2	22,2	35,4	50,3

Para cada cenário de geração $G_{t,s}$, atrelamos um cenários de preço de curto prazo

(ou PLD) $\pi_{t,s}$, elaborado de acordo com o período 2013-2018 de preços praticados no mercado, conforme consta em [79]. A ideia é que através desses cenários de preço de curto prazo consigamos simular a volatilidade da liquidação no mercado de curto prazo e assim antecipar as possíveis exposições do agente no mercado. A tabela 4.2 informa os cenários de preços de curto prazo simulados:

Tabela 4.2: Cenários de preços de curto prazo - (R$/MWh)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Cenário 1	35,7	30,4	37,7	49,4	75,9	61,3	83,4	115,6	149,0	200,2	166,1	122,2
Cenário 2	180,1	188,8	219,2	109,7	325,5	472,9	505,2	505,2	472,8	215,0	200,0	180,0
Cenário 3	414,0	214,5	339,8	196,1	344,8	207,6	121,3	163,4	266,2	261,0	331,1	290,7
Cenário 4	378,2	500,0	500,0	500,0	500,0	412,7	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0	500,0
Cenário 5	121,4	128,4	216,2	371,5	411,5	124,7	280,8	506,0	521,8	521,8	425,2	235,1
Cenário 6	388,5	388,5	388,5	388,5	387,2	372,7	240,1	145,1	227,0	227,0	202,9	116,1

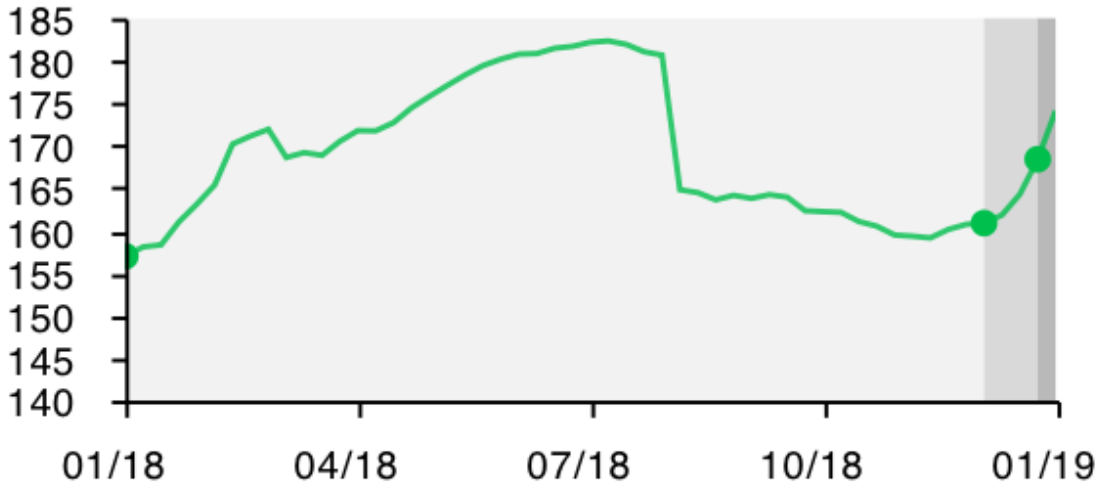
Por fim, para cada cenário de geração e cada cenário de preço, atribuímos uma probabilidade de ocorrência de forma aleatória, de tal forma que a soma das probabilidades de todos os cenários simulados seja igual a 1. Sendo que o foco deste trabalho é a realização de um mecanismo contratual inovador que proporcione a mitigação do risco hidrológico entre os agentes, não foi incluída aqui uma técnica avançada de escolha dos cenários climatológicos. Não obstante, os modelos de otimização elaborados neste capítulo que gerenciam o risco hidrológico são flexíveis o suficiente para aceitar na sua entrada módulos mais elaborados de distribuição de probabilidades dos cenários climatológicos e assim oferecer uma mitigação estatística mais adequada à alta imprevisibilidade dos cenários climatológicos futuros. A tabela 4.3 informa as probabilidade atreladas aos cenários de geração e de preço simulados:

Tabela 4.3: Probabilidades atreladas aos cenários simulados

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5	Cenário 6
Probabilidade (%)	17	21	16	15	11	20

Aplicamos o modelo de otimização 4.2 ao caso da usina hidrelétrica apresentada neste item, considerando que o gerador quer mitigar sua exposição ao risco climatológico, no mercado de curto prazo. O agente pretende negociar um contrato de mitigação de riscos de $Q = 40MWm$ com um comprador de energia no mercado livre por um preço de $P^{risco} = 150R\$/MWh$, de acordo com os preços atualmente praticados no mercado livre convencional de energia, conforme apontado na figura 4.2. Os prêmios de risco e de bônus foram fixados, respectivamente, em $p^r = 110R\$/MWh$ e $p^b = 115R\$/MWh$. Esses dados são inclusos nos parâmetros de entrada do modelo, resumidos na tabela 4.5.

Figura 4.2: Preço de longo prazo praticado no mercado livre convencional - Fonte: DCIDE



Este gerador busca mitigar seu risco no mercado de curto prazo. Para tal, ele precisa ter uma primeira noção dos valores em risco e em seguida definir sua estratégia. Assim, apresentamos na tabela 4.4 os valores em risco no mercado de curto prazo para os diferentes cenários climatológicos simulados. Lembramos que o risco do agente no mercado de curto prazo corresponde às diferenças mensais (positivas ou negativas) entre a energia gerada $G_{t,s}$ e o volume Q comprometido em contrato, valorizadas ao preço de curto prazo $\pi_{t,s}$ do mês. Na tabela 4.4, um valor positivo sinaliza um ganho e um valor negativo uma perda.

Tabela 4.4: Liquidação no mercado de curto prazo - (R$ milhões)

	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Cenário 1	0,38	0,59	0,73	0,94	0,58	0,28	-0,49	-1,20	-1,69	-1,85	0,03	0,17
Cenário 2	-0,95	0,74	3,39	1,98	0,08	-2,69	-3,95	-5,43	-6,71	-3,20	-1,20	3,31
Cenário 3	0,47	2,40	6,21	3,59	4,94	-0,03	-0,48	-1,82	-3,01	-3,22	-0,45	1,07
Cenário 4	5,94	7,08	5,85	0,67	-1,89	-2,53	-6,53	-7,33	-7,29	-6,45	-3,19	3,06
Cenário 5	0,69	0,52	3,90	5,74	0,53	-0,80	-2,85	-6,88	-9,68	-9,03	-1,50	2,05
Cenário 6	5,82	5,30	7,01	3,42	-0,81	-3,12	-1,96	-1,76	-3,18	-2,82	-0,69	0,89
Valor Esperado	2,07	2,82	4,54	2,57	0,52	-1,62	-2,67	-3,84	-4,97	-4,03	-1,10	1,76

Os dados de liquidação no mercado de curto prazo de essa usina fictícia demostram uma grande volatilidade da exposição do agente, que pode variar de um ganho de R$ 7,08 milhões (no mês de fevereiro do cenário 4) até uma perda de R$ 9,68 milhões (no mês de setembro do cenário 5). De modo geral, dada a sazonalidade de geração da usina hidrelétrica, espera-se um ganho no mercado de curto prazo entre os meses de janeiro e maio e uma perda entre os meses de junho e novembro. A volatilidade da liquidação no mercado de curto prazo não depende apenas do nível

mensal de performance da usina hidrelétrica, mas sobretudo do preço no mercado de curto prazo naquele período. Na medida em que os preços no mercado a vista podem variar de 50 R$/MWh até 500 R$/MWh, para um mesmo nível de exposição "física", a exposição financeira do agente pode ser multiplicada por dez.

Neste exemplo, o gerador aguarda perdas maiores no mês de setembro, podendo chegar até R$ 9,68 milhões no cenário 5. É essa perda máxima que buscamos mitigar no nosso modelo de otimização do vendedor, através do parâmetro δ. Assim, suponhamos que o gerador deseje mitigar este risco máximo em 20% para chegar a um patamar de R$ 7,75 milhões de perda mensal máxima no mercado de curto prazo. O nível de risco δ = R$ 7,75 milhões máximo aceito pelo gerador é incluso aos parâmetros de entrada do modelo de otimização. A tabela 4.5 sintetiza os diferentes parâmetros de entrada do nosso modelo de otimização:

Tabela 4.5: Parâmetros de entrada do modelo de otimização

Item	Valor
Q (MWm)	40,00
P^{risco} (R$/MWh)	150,00
p^r (R$/MWh)	110,00
p^b (R$/MWh)	115,00
δ (R$ milhões)	7,75

4.2.3 Avaliação dos resultados

O modelo convergiu para o ótimo, respeitando os parâmetros de entrada do caso exemplo. O contrato de mitigação de risco, seguindo a nossa formulação inicial, trairia uma receita anual de R$ 55,86 milhões ao vendedor de energia. Esta receita corresponde ao valor da função objetivo do nosso modelo. A receita anual do contrato de mitigação de risco traduz um aumento de 12,6% em comparação com a receita do contrato convencional (que ficaria na faixa de R$ 49,61 milhões ao ano). O valor esperado total do prêmio de risco está estimado em R$ 6,26 milhões, considerando um limite mínimo L_{min} de geração de 40,00 MWm. Com isso, o risco máximo δ foi reduzido de 21% e chegou a um patamar de R$ 7,64 milhões. Por sua vez, o limite máximo de geração L_{max} calculado pelo modelo foi de 66,00 MWm, acima de qualquer valor de geração $G_{t,s}$ simulado nos diferentes cenários simulados. Dessa forma, não houve nenhum pagamento de bônus ao comprador de energia. Os principais resultados do modelo de otimização são resumidos na tabela 4.6.

Tabela 4.6: Principais resultados da otimização do contrato para o vendedor

Agente	Item	Valor
Contrato	L_{min} (MWm)	40,00
	L_{max} (MWm)	66,00
Vendedor	Receita Anual Esperada (R$ milhões)	55,86
	Liquidação (R$ milhões)	-3,96
	Valor Esperado de Prêmio de Risco (R$ milhões)	6,26
	δ (R$ milhões)	7,64
Comprador	Custo Anual Esperado (R$ milhões)	59,82
	Valor Esperado de Prêmio de Bônus (R$ milhões)	0,00

Os resultados deste primeiro modelo evidenciam claramente um desequilíbrio entre os ganhos do vendedor e do comprador neste contrato. Por um lado, o vendedor consegue aumentar sua receita em relação ao contrato convencional e mitigar seu risco climatológico δ, tendo o maior prêmio de risco $r_{1,t,s}$ permitido pelo modelo[30]. Isso faz com que o vendedor obtenha o prêmio de risco em mais da metade dos cenários simulados. Por outro lado, o comprador vê neste contrato apenas desvantagens, pois precisaria pagar um acréscimo de $p^r = 110R\$/MWh$ acima do preço inicial $P^{risco} = 150R\$/MWh$ quando a geração $G_{t,s}$ ficar abaixo do valor Q do contrato, quase dobrando sua conta final, e não teria nenhuma compensação por isso. Este contrato não é nada animador para o comprador, que vislumbra perdas consequentes e deve logicamente recusa-lo se a proposta do vendedor ficar nos valores calculados pelo modelo estocástico.

Além do desequilíbrio de incentivos entre o vendedor e o comprador, percebemos que a restrição de risco não influi em nada o resultado do modelo de otimização. De fato, o modelo entregou ao vendedor o maior volume de prêmio de riscos $r_{1,t,s}$ permitido, colocando o valor do limite mínimo $L_{min} = 40,00MWm$, independente do nível de risco δ definido pelo vendedor no parâmetro de entrada. Na tabela 4.7, realizamos uma rápida análise de sensibilidade dos resultados do modelo de otimização em função do nível de risco δ colocado como parâmetro de entrada:

Tabela 4.7: Análise de sensibilidade em função do nível de risco máximo aceito pelo vendedor

Risco Máximo Aceito (R$ milhões)	7,75	8,00	8,25	8,50	8,70	9,00
Receita Anual Esperada (R$ milhões)	55,86	55,86	55,86	55,86	55,86	55,86
L_{min} (MWm)	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
L_{max} (MWm)	66,00	66,00	66,00	66,00	66,00	66,00

[30]O limite mínimo de geração bateu no valor do contrato em 40,00 MWm.

Assim, independente do nível de risco δ aceito pelo vendedor, o modelo calcula os mesmos volumes de prêmio de risco $r_{1,t,s}$ e de bônus $b_{2,t,s}$. Isso significa que a restrição do nível de risco δ não está ativa e que ela poderia ser retirada do modelo sem afetar o resultado final. Este desequilíbrio de incentivo traduz um problema de formulação do nosso problema, pois o objetivo do contrato de risco é o compartilhamento do risco climatológico, ou seja, este contrato tem que trazer alguma compensação ao comprador. Uma ideia seria que, quanto menor o nível de risco δ desejado pelo vendedor, maior o prêmio de bônus $b_{2,t,s}$ a ser entregue ao comprador.

4.2.4 Interpretação econômica das variáveis de decisão

Os resultados do modelo de contratação com mitigação de risco evidenciaram que, entre os diferentes cenários simulados, o vendedor recebe a quantidade máxima de prêmio de risco $r_{1,t,s}$ e que não há nenhum pagamento de bônus $b_{2,t,s}$ ao comprador. Através da formulação do problema dual do vendedor, mostramos que este resultado tem um sentido econômico e que o pagamento de bônus não é, de fato, atraente economicamente para o vendedor. Com a formulação do problema dual, buscamos entender melhor o sentido econômico das diferentes variáveis de decisão do problema primal. Segue a nossa formulação do problema dual do vendedor:

$$
\begin{array}{lllll}
\underset{\alpha,\beta,\gamma,\phi,\varphi}{Minimizar} & \displaystyle\sum_{t\in T}\sum_{s\in S} G_{t,s}\cdot(\alpha_{t,s}+\beta_{t,s}) + & (\delta+\pi_{t,s}\cdot & (G_{t,s}-Q))\cdot\gamma_{t,s} + Q\cdot(\phi+\varphi) & \\
sujeito\ a: & -\alpha_{t,s} - p^r\cdot\gamma_{t,s} \geq p_s\cdot p^r, & (r_{1,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \alpha_{t,s} + p^r\cdot\gamma_{t,s} \geq -p_s\cdot p^r, & (r_{2,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& -\beta_{t,s} \geq 0, & (b_{1,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \beta_{t,s} \geq -p_s\cdot p^b, & (b_{2,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \displaystyle\sum_{t\in T}\sum_{s\in S}\alpha_{t,s} + \phi \geq 0 & (L_{min}) & & \\
& \displaystyle\sum_{t\in T}\sum_{s\in S}\beta_{t,s} + \varphi \geq 0 & (L_{max}) & & \\
& \alpha_{t,s}\ livre, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \beta_{t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \gamma_{t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \phi \geq 0 & & & \\
& \varphi \leq 0 & & &
\end{array}
\tag{4.3}
$$

Cada restrição do problema dual corresponde à uma variável do problema primal, assim como no problema primal cada restrição tem sua variável dual associada.

Anotamos devidamente as variáveis duais nos modelos 4.2 e 4.3. Além disso, o valor de cada variável do problema dual corresponde ao preço sombra[31] da sua restrição no problema primal.

Aplicamos o problema dual ao caso exemplo da usina hidrelétrica, para seguirmos nossa análise sobre a formulação do problema para o vendedor de energia no mercado livre. Neste exemplo, o problema dual convergiu para o ótimo e atingiu o mesmo valor que o ótimo da função objetivo do problema primal[32]. De acordo com [80], uma variável dual ótima é não nula apenas se a restrição correspondente no problema primal estiver ativa. No nosso modelo 4.3, as variáveis $\alpha_{t,s}$ e ϕ são não nulas na solução ótima, enquanto as variáveis $\beta_{t,s}$, $\gamma_{t,s}$ e φ se encontram zeradas.

Na tabela 4.8, resumimos os valores das variáveis duais ótimas $\alpha_{t,s}$ e ϕ. Anotamos que o valor de $\alpha_{t,s}$ é sempre negativo e fica constante ao longo de um mesmo cenário. Este resultado era esperado, pois do ponto de vista econômico isso significa que, em qualquer cenário simulado, se aumentássemos o valor da geração $G_{t,s}$ de uma unidade o vendedor enfrentaria uma perda equivalente ao valor do prêmio de risco p^r multiplicado pela probabilidade daquele cenário p_s. Por exemplo, no cenário 1, o aumento de uma unidade de geração levaria a uma perda de receita de 18,70 R$/MWh para o vendedor. De fato, quando o patamar de geração da usina hidráulica aumenta, espera-se que um volume menor de energia se encontre abaixo do limite mínimo de geração L_{min}, portanto que o vendedor receba um prêmio de risco $r_{1,t,s}$ menor.

Tabela 4.8: Variáveis de decisão do modelo dual

Item	$\alpha_{t,1}$	$\alpha_{t,2}$	$\alpha_{t,3}$	$\alpha_{t,4}$	$\alpha_{t,5}$	$\alpha_{t,6}$	ϕ
Valor (R$/MWh)	-18,70	-23,10	-17,60	-16,50	-12,10	-22,00	1320,00

Por outro lado, na tabela 4.8, o valor da variável dual ϕ ficou em 1320 R$/MWh. Isso significa que o aumento de uma unidade no valor do contrato Q geraria um aumento de receita de 1320 R$/MWh para o gerador. Isso tem um sentido econômico intuitivo, na medida em quem a restrição do valor do limite mínimo de geração L_{min} é ativa e este limite mínimo de geração bate no valor do contrato $Q = 40,00MWm$ para entregar o maior volume de prêmio de risco ao vendedor $r_{1,t,s}$. O aumento do volume contratual Q gera um aumento do limite mínimo L_{min} , que por sua vez aumenta o valor de prêmio de risco $r_{1,t,s}$ entregue ao vendedor.

[31] O preço sombra associado a uma restrição corresponde à mudança no valor ótimo da função objetivo pelo aumento de uma unidade no valor do lado direito daquela restrição, considerando que todos os outros dados do problema permanecem fixos [80].

[32] De acordo com a propriedade de dualidade forte, se o problema primal possui uma solução ótima finita, então o problema dual possui também uma solução ótima finita, e os dois valores são iguais [80].

As variáveis $\beta_{t,s}$, $\gamma_{t,s}$ e φ são associadas, respectivamente, às restrições do limite máximo de geração L_{max} que garante o pagamento de bônus, do nível máximo de risco δ aceito pelo vendedor e do patamar mínimo do limite máximo de geração, equivalente ao valor do contrato Q na nossa formulação. De acordo com [13] e [80], sendo iguais a zero, essas restrições não são ativas no primal, ou seja, poderíamos retira-las do modelo primal e não teria efeito nenhum sobre o resultado da otimização. Portanto, as restrições de bônus e de gerenciamento de risco não impactam no problema que foi formulado em 4.2. Mais uma vez, demostramos que há desequilíbrio nessa primeira formulação, dado que as restrições do pagamento de bônus e do nível de risco são inativas. No ótimo, o modelo do vendedor não entrega bônus ao comprador e não há gerenciamento de risco nenhum, pois o risco δ é apenas mitigado pelo recebimento do volume máximo de prêmio de risco autorizado pelas restrições do limite mínimo de geração.

4.3 Problema do Comprador

Neste segundo momento, desejamos avaliar o problema do ponto de vista do comprador de energia. Diferentemente do vendedor, o comprador não está exposto ao risco climatológico no mercado a vista, mas o maior desafio deste agente é conseguir controlar sua fatura energética e ter uma boa previsibilidade da evolução do seu custo energético. Muitas vezes o comprador de energia tem um perfil mais conservador e quer repassar o risco da sua flutuação de consumo ao gerador, através de uma cláusula garantindo uma flexibilidade no volume comprado (as contrapartes se acordam sobre um nível de flexibilidade do contrato) a um preço fixo. Neste sentido, o comprador de energia no mercado livre busca principalmente minimizar o custo do seu contrato e garantir o fornecimento em energia.

No nosso desenho do contrato de mitigação de risco para o comprador, podemos incentivar o comprador a compartilhar o risco do gerador através de um contrato que lhe garanta um desconto via um prëmio bônus $b_{2,t,s}$ e lhe proporcione o mínimo pagamento de prêmio de risco $r_{1,t,s}$ ao vendedor. Dessa forma o comprador perceberia o contrato de mitigação de risco como sendo uma opção economicamente viável em relação a um contrato convencional.

4.3.1 Equacionamento do problema

O modelo de otimização do comprador busca minimizar o custo do contrato para o agente, pagando o mínimo valor possível de prêmio de risco e recebendo o maior valor possível de bônus. Da mesma forma que no item 4.2, este modelo busca otimizar os volumes respectivos de prêmios de risco $r_{1,t,s}$ e de bônus $b_{2,t,s}$, tendo como parâmetros

de entrada o preço P^{risco} e o volume Q do contrato negociado com o vendedor, os prêmios de risco p^r e de bônus p^b, os cenários de geração $G_{t,s}$, de preços no mercado a vista, $\pi_{t,s}$, além das probabilidades associadas a cada cenário p_s.

Seja S um conjunto de cenários climatológicos simulados e T um conjunto de instantes para o horizonte simulado, segue a nossa formulação do problema para o comprador:

$$
\begin{array}{lllll}
\underset{r_1,b_1,b_2}{Maximizar} & \displaystyle\sum_{t\in T}\sum_{s\in S} -p_s\cdot(P^{risco}\cdot Q - p^r\cdot r_{1,t,s} & + p^b\cdot & (b_{2,t,s}-b_{1,t,s})) & \\
sujeito\ a: & L_{min} - r_{1,t,s} + r_{2,t,s} = G_{t,s}, & (\alpha_{t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& L_{max} - b_{1,t,s} + b_{2,t,s} = G_{t,s}, & (\beta_{t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& L_{min} \leq Q & (\phi) & & \\
& L_{max} \geq Q & (\varphi) & & \\
& r_{1,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& r_{2,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& b_{1,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& b_{2,t,s} \geq 0, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& L_{min} \geq 0 & & & \\
& L_{max} \geq 0 & & &
\end{array}
\tag{4.4}
$$

No problema primal do comprador, o objetivo do modelo é entregar ao agente o maior volume de bônus $b_{2,t,s}$, a um preço p^b predeterminado no contrato, e minimizar o volume de prêmio de risco $r_{1,t,s}$, que está valorizado a um preço p^r. Nessa função objetivo, o custo $P^{risco}\cdot Q$ do contrato entra como uma constante, sendo que o preço P^{risco} e o volume Q do contrato já são dados nos parâmetros de entrada.

As duas primeiras restrições do modelo são idênticas às duas primeiras restrições do modelo do vendedor, ou seja, posicionam os limites mínimo L_{min} e máximo L_{max} em relação ao nível de geração $G_{t,s}$, considerando as variáveis de folga respectivas: $r_{1,t,s}$ e $r_{2,t,s}$ por um lado, e $b_{1,t,s}$ e $b_{2,t,s}$ por outro. As terceiras e quarta restrições identificam, como no problema do vendedor, que o limite mínimo L_{min} não pode ultrapassar o valor do contrato Q, enquanto o limite máximo tem que ser superior a este mesmo valor do contrato Q. As outras restrições declaram que todas as variáveis de decisão do modelo são positivas. Conforme enunciado previamente, neste primeiro modelo do comprador não há nenhuma restrição específica de risco para o comprador de energia.

4.3.2 Avaliação dos resultados

Ilustramos os principais resultados do modelo de otimização aplicado ao caso do comprador de energia, dando continuidade ao caso exemplo introduzido no item 4.2. O modelo do comprador também convergiu para o ótimo. A tabela 4.9 ilustra o resumo dos principais resultados da otimização.

Tabela 4.9: Principais resultados da otimização do contrato para o comprador

Agente	Item	Valor
Contrato	L_{min} (MWm)	15,10
	L_{max} (MWm)	40,00
Vendedor	Receita Anual Esperada (R$ milhões)	42,45
	Liquidação (R$ milhões)	-3,96
	Valor Esperado de Prêmio de Risco (R$ milhões)	0,00
Comprador	Custo Anual Esperado (R$ milhões)	46,42
	Valor Esperado de Prêmio de Bônus (R$ milhões)	7,15

Essa formulação do contrato de risco faria com que o comprador de energia arcasse com um custo anual de R$ 46,42 milhões nesta modalidade contratual, ou seja, cerca de 13,3% inferior ao valor que o comprador gastaria em um contrato convencional (um contrato convencional, com preço e quantidade fixa, teria um custo estimado em R$ 53,57 milhões para este consumidor no mercado livre).

Para abaixar o valor do custo do contrato, o comprador conseguiu um desconto com o prêmio de bônus anual de R$ 7,15 milhões, dado que o limite máximo de geração L_{max} ficou em 40,00 MWm. Por sua vez, o limite mínimo de geração L_{min} ficou em 15,10 MWm, ou seja, em nenhum cenário simulado haveria pagamento de prêmio de risco ao vendedor.

Do ponto de vista do vendedor, a receita esperada com este modelo, R$ 42,45 milhões, é cerca de 24% inferior à receita calculada pelo modelo do vendedor. Isso se explica por parte porque o prêmio de risco foi zerado neste modelo e pelo pagamento de prêmio de bônus ao comprador na ordem de R$ 7,15 milhões.

Os resultados deste segundo modelo ilustram o que seria o contrato de mitigação de risco ótimo para o comprador: por um lado este agente recebe o volume máximo de prêmio de bônus[33] e por outro lado não há nenhum pagamento de prêmio de risco ao vendedor. Embora este contrato pareça ser o melhor arranjo possível para o comprador, na prática nenhum vendedor de energia deve aceitar este tipo de negócio. Neste desenho contratual, não há mitigação de risco nenhum para o vendedor, portanto o agente não tem nenhum incentivo para escolher esta opção. Pior,

[33] O limite máximo de geração L_{max} bateu no limite do contrato em 40,00 MWm.

com o pagamento de R$ 7,15 milhões de prêmio de bônus o custo do contrato de mitigação de risco fica cerca de 14,5% mais caro em relação à um contrato convencional. De novo há um desequilíbrio no incentivo do contrato, uma das contrapartes é claramente favorecida, enquanto o outro agente vai preferir assinar um contrato tradicional.

4.3.3 Análise dos preços sombra com o problema dual

Seguindo nosso raciocínio sobre a formulação do problema para o comprador de energia, formulamos o problema dual do nosso modelo para avaliar melhor o sentido econômico das variáveis de decisão do problema primal. Seja S um conjunto de cenários climatológicos simulados e T um conjunto de instantes para o horizonte simulado, temos:

$$
\begin{array}{lllll}
\underset{\alpha,\beta,\phi,\varphi}{Minimizar} & \displaystyle\sum_{t\in T}\sum_{s\in S} G_{t,s}\cdot(\alpha_{t,s}+\beta_{t,s}) & +Q\cdot(\phi+\varphi) & & \\
sujeito\ a: & -\alpha_{t,s} \geq -p_s\cdot p^r, & (r_{1,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \alpha_{t,s}\geq 0, & (r_{2,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& -\beta_{t,s} \geq -p_s\cdot p^b, & (b_{1,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \beta_{t,s}\geq p_s\cdot p^b, & (b_{2,t,s}) & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \displaystyle\sum_{t\in T}\sum_{s\in S}\alpha_{t,s}+\phi\geq 0 & (L_{min}) & & \\
& \displaystyle\sum_{t\in T}\sum_{s\in S}\beta_{t,s}+\varphi\geq 0 & (L_{max}) & & \\
& \alpha_{t,s} \text{ e } \beta_{t,s}\ livres, & & \forall t\in T, \forall s\in S & \\
& \phi\geq 0 & & & \\
& \varphi\leq 0 & & &
\end{array}
\tag{4.5}
$$

No caso exemplo da usina hidrelétrica, o modelo convergiu para o ótimo e a função objetivo atingiu o mesmo valor que o valor da função objetivo do problema primal. No ótimo, as variáveis $\{\beta_{t,s}, \forall t\in T, \forall s\in S\}$ e φ são não nulas, enquanto as variáveis $\{\alpha_{t,s}, \forall t\in T, \forall s\in S\}$ e ϕ se encontram zeradas. Esses resultados tem um sentido econômico intuitivo que iremos explicar neste item.

Primeiro, conforme resumido na tabela 4.10, as variáveis duais $\{\beta_{t,s}, \forall t\in T, \forall s\in S\}$ são estritamente positivas e constantes ao longo de um mesmo cenário. Isso significa que nas restrições do limite máximo de geração L_{max} do problema primal, o aumento de uma unidade de geração do lado direito da restrição proporciona um ganho ao comprador equivalente ao valor do preço sombra (ou da variável dual $\beta_{t,s}$)

daquele cenário. Na média, esperamos que o aumento de uma unidade de geração leve a um ganho equivalente ao prêmio de bônus para o comprador de energia (neste exemplo, $p^b = 115R\$/MWh$).

Esse resultado é intuitivo, pois quanto maior a geração da usina hidráulica, maior a chance dessa usina ultrapassar o limite máximo L_{max} de pagamento de bônus, e portanto maior fica o prêmio para o comprador. Assim, o preço sombra da restrição do limite máximo de geração sobre a geração da usina tem que ficar positivo.

Tabela 4.10: Variáveis de decisão do modelo dual

Item	$\beta_{t,1}$	$\beta_{t,2}$	$\beta_{t,3}$	$\beta_{t,4}$	$\beta_{t,5}$	$\beta_{t,6}$	φ
Valor (R$/MWh)	19,55	24,15	18,40	17,25	12,65	23,00	-1380,00

No ótimo, a variável dual φ possui um valor negativo igual a -1380 R$/MWh. Primeiro, isso significa que a restrição equivalente no problema primal é ativa e que o valor do limite máximo L_{max} é igual ao valor do contrato Q (no nosso caso 40,00 MWm). Segundo, o aumento de uma unidade no valor do contrato gera uma perda esperada de 1380 R$/MWh para o comprador. Dado que o valor do limite máximo L_{max} se iguala ao valor do contrato Q, o aumento do valor do contrato proporciona o aumento do L_{max}. Com o aumento deste limite, o comprador espera receber um prêmio de bônus menor e vai ter um aumento no custo do seu contrato de risco. O preço sombra dessa restrição é necessariamente negativo, pois vai gerar uma perda no valor da função objetivo do comprador.

Além das nossas análises sobre as restrições ativas do modelo primal, as variáveis duais $\{\alpha_{t,s}, \forall t \in T, \forall s \in S\}$ e ϕ que se encontram zeradas no ótimo significam que as restrições equivalentes no modelo primal (sobre o limite mínimo de geração L_{min}) são inativas. Assim, o aumento de uma unidade no valor da geração nos cenários simulados não afetaria o valor do prêmio de risco para o comprador, que ficaria zerado de qualquer forma. Poderíamos retirar essas restrições do modelo primal e isso não impactaria o ótimo da função objetivo.

Em suma, o problema do comprador que foi formulado neste item é análogo ao problema do vendedor. As duas formulações privilegiam apenas o agente alvo do problema e não deixam nenhum incentivo para a outra contraparte. Do ponto de vista teórico, esses modelos matemáticos funcionam, mas na prática essas opções contratuais não vão ser escolhidas pelos agentes, sendo que pelo menos uma das contrapartes vê desvantagem neste desenho contratual e vai preferir optar por um contrato convencional, ou por um outro contrato que oferece menos desvantagem. Precisamos formular um problema que tente satisfazer ambas as partes, dando incentivo para cada um, além de atender os critérios de risco dos agentes.

4.4 Buscando um Equilíbrio para o Conjunto Vendedor/Comprador

Os primeiros modelos de contrato de risco que foram desenhados neste capítulo demostraram a dificuldade de se elaborar um contrato que consiga equilibrar os incentivos entre o vendedor e o comprador. Por um lado, o modelo de contratação do vendedor entrega o prêmio de risco máximo, zerando o prêmio de bônus para o comprador. Isso faz com que o custo do contrato de risco seja extremamente interessante para o vendedor em relação a um contrato convencional, mas que o custo deste contrato para o comprador seja economicamente inviável. O modelo de contrato de risco do comprador tem um problema análogo, com um forte incentivo econômico para o comprador e nenhuma vantagem para o vendedor. O ótimo deste contrato tem que ser satisfatório tanto para o comprador, quanto para o vendedor, ou seja, ele não necessariamente vai corresponder ao ponto ótimo de cada agente, mas vai trazer um equilíbrio de incentivos entre os agentes. Para resolver as distorções constatadas nos itens 4.2 e 4.3, elaboramos neste item novas formulações para este problema, buscando uma maior repartição dos incentivos entre as contrapartes para garantir que cada agente enxergue este contrato de mitigação de risco como uma opção viável.

4.4.1 Minimização da diferença entre prêmios

Os modelos desenhados para o vendedor e o comprador mostraram um grande desequilíbrio na hora de atribuir os incentivos entre as contrapartes e acabaram favorecendo apenas um dos dois agentes. Nesta seção, elaboramos um primeiro modelo de otimização que procure um ponto de equilíbrio para o conjunto comprador/vendedor e que consiga trazer benefício econômico para os dois agentes. Para isso, uma primeira ideia é elaborar um modelo de otimização cuja função objetivo procure minimizar a diferença de pagamento entre os prêmios de risco e de bônus. Assim, em vez de maximizar o benefício para um dos contratantes, buscamos aproximar os dois prêmios com essa função de minimização.

Equacionamento do problema

Baseamos nosso modelo de otimização sobre os precedentes modelos do vendedor 4.2 e do comprador 4.4 que foram desenvolvidos nos precedentes itens. A ideia é que tenhamos uma formulação parecida com esses modelos, mas cujo objetivo busque aproximar os prêmios de risco $r_{1,t,s}$ e de bônus $b_{2,t,s}$. Seja S um conjunto de cenários de geração hidráulica e T um conjunto de instantes do horizonte simulado, formulamos o modelo de otimização estocástico da seguinte forma:

$$
\begin{aligned}
\underset{r_1,b_1,b_2}{Minimizar} \quad & \sum_{t\in T}\sum_{s\in S} p_s \cdot (p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot (b_{2,t,s} - b_{1,t,s})) \\
sujeito\ a: \quad & L_{min} - r_{1,t,s} + r_{2,t,s} = G_{t,s}, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& L_{max} - b_{1,t,s} + b_{2,t,s} = G_{t,s}, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& \sum_{s\in S} p_s \cdot (p^r \cdot (r_{2,t,s} - r_{1,t,s})) \leq \delta + \sum_{s\in S} p_s \cdot (\pi_{t,s} \cdot (G_{t,s} - Q)), && \forall t \in T \\
& L_{min} \leq Q \\
& L_{max} \geq Q \\
& r_{1,t,s} \geq 0, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& r_{2,t,s} \geq 0, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& b_{1,t,s} \geq 0, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& b_{2,t,s} \geq 0, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& L_{min} \geq 0 \\
& L_{max} \geq 0
\end{aligned}
\tag{4.6}
$$

No modelo de otimização 4.6, a função objetivo busca minimizar a diferença entre o prêmio de bônus $b_{2,t,s}$ e o prêmio de risco $r_{1,t,s}$. Inserimos a variável de folga $b_{1,t,s}$ dentro da função objetivo para que essa folga seja minimizada pela função objetivo. Se essa variável não fosse inclusa na função objetivo, o valor ótimo do prêmio de bônus $b_{2,t,s}$ (que está sendo maximizado neste modelo) seria bem maior, compensado pela variável de folga $b_{1,t,s}$, sem custo na função objetivo (lembrando que $b_{1,t,s}$ e $b_{2,t,s}$ são duas variáveis positivas). Apesar dessa compensação ser matematicamente correta, do ponto de vista físico ela não faria sentido. Na segunda restrição do modelo, que posiciona o limite máximo L_{max} em relação à geração $G_{t,s}$, dois casos podem acontecer:

1. O volume gerado pela usina $G_{t,s}$ está acima do limite máximo L_{max}, neste caso o bônus $b_{2,t,s}$ está ativo e a variável de folga $b_{1,t,s}$ está zerada, ou;
2. O volume gerado pela usina $G_{t,s}$ está abaixo do limite máximo L_{max}, portanto a variável de folga $b_{1,t,s}$ fica positiva e o prêmio de bônus $b_{2,t,s}$ está zerado.

As duas variáveis $b_{1,t,s}$ e $b_{2,t,s}$ não podem ser estritamente positivas ao mesmo tempo, pelo menos uma precisa ficar zerada. Para conseguir isso, é preciso penalizar a variável $b_{1,t,s}$ dentro da função objetivo para zera-la quando o prêmio de bônus $b_{2,t,s}$ estiver ativo.

As diferentes restrições do modelo 4.6 são parecidas com as restrições já utilizadas nos modelos 4.2 e 4.4. Contudo, a terceira restrição, correspondendo ao controle do nível de risco mensal δ aceito pelo gerador, não trata mais de uma mitigação de risco para qualquer instante e qualquer cenário simulado, mas gerencia o valor esperado

do prêmio de risco $r_{1,t,s}$, para todos os instantes do horizonte. Isso significa que nesta formulação desejamos gerenciar a média esperada dos diferentes cenários. Portanto, a ideia dessa restrição continua a mesma que nos itens precedentes, só que a partir deste item queremos olhar para todos os cenários e não apenas para o mais crítico.

Aplicação no caso de uma usina hidrelétrica

Aplicamos este modelo de otimização no caso exemplo da usina hidrelétrica apresentado no item 4.2. Dado que a restrição de risco do modelo de otimização 4.6 busque mitigar o risco esperado δ, precisamos atualizar o valor do nível de risco aceito nos parâmetros de entrada. Assim, considerando a tabela 4.4 que apresenta a liquidação da usina no mercado de curto prazo, estimamos que o gerador aguarda uma perda maior no mês de setembro, cujo valor esperado fica em torno de R$ 4,97 milhões. Suponhamos que o comitê executivo da geradora de energia autoriza uma perda mensal de até R$ 4,00 milhões. Este valor já é 19,5% inferior ao valor esperado para o mês de setembro no mercado de curto prazo. Portanto, a perda máxima de R$ 4,00 milhões aceita pelo vendedor é inclusa como parâmetro de entrada no modelo de otimização. A tabela 4.11 sintetiza os diferentes parâmetros de entrada do nosso modelo de otimização:

Tabela 4.11: Parâmetros de entrada do modelo de otimização

Item	Valor
Q (MWm)	40,00
P^{risco} (R$/MWh)	150,00
p^r (R$/MWh)	110,00
p^b (R$/MWh)	115,00
δ (R$ milhões)	4,00

O modelo de minimização das diferenças convergiu para o ótimo. Neste modelo, o limite mínimo de geração L_{min} ficou em 33,41 MWm e o limite máximo L_{max} ficou em 40,00 MWm. Com isso, a receita anual esperada do vendedor se estabeleceu em R$ 45,65 milhões, impactada negativamente pelo valor de prêmio de bônus de R$ 7,15 milhões, enquanto o prêmio de risco compensou as exposições negativas em R$ 3,19 milhões. A tabela 4.12 resume os resultados dessa simulação.

Tabela 4.12: Principais resultados da otimização do contrato para o comprador

Agente	Item	Valor
Contrato	L_{min} (MWm)	33,41
	L_{max} (MWm)	40,00
Vendedor	Receita Anual Esperada (R$ milhões)	45,65
	Liquidação (R$ milhões)	-3,96
	Valor Esperado de Prêmio de Risco (R$ milhões)	3,19
Comprador	Custo Anual Esperado (R$ milhões)	49,61
	Valor Esperado de Prêmio de Bônus (R$ milhões)	7,15

Em suma, este modelo de minimização de prêmios consegue trazer incentivos para ambas as contrapartes, sendo que há prêmios de risco $r_{1,t,s}$ e de bônus $b_{2,t,s}$ esperados tanto para o comprador, quanto para o vendedor. O prêmio de risco $r_{1,t,s}$ compensa o nível de risco esperado δ do vendedor, e o volume de bônus $b_{2,t,s}$ é maximizado para o comprador. As duas contrapartes têm incentivo para aceitar este contrato.

Contudo, este modelo carrega um certo desequilíbrio no volume de bônus acordado ao comprador. Aqui, o prêmio de bônus é maximizado, mas não há nenhuma restrição que proteja o vendedor do pagamento máximo de bônus ao comprador. O volume de incentivo para o comprador supera então a compensação de risco do comprador. Isso pode desestimular potencialmente o vendedor a negociar este contrato de risco no mercado livre.

4.4.2 Garantir uma paridade entre prêmio de risco e bônus

Neste item, desenhamos um novo contrato de risco que imponha um pagamento de bônus mínimo ao comprador, mas que consiga também proteger o vendedor de possíveis desequilíbrios constatados no modelo 4.6. Queremos que, na média dos cenários simulados, o pagamento de bônus iguale o pagamento de prêmio de risco do vendedor. Assim, conseguimos apresentar um contrato de risco que por um lado mitiga os efeitos climatológicos do vendedor e por outro lado não traz perspectiva de perda para o comprador. Essa proposta de mitigação do risco médio entre os cenários constitui um primeiro passo na modelagem do compartilhamento de risco hidrológico entre comprador e vendedor e pode ser aprimorada pela inclusão de métricas de risco mais avançadas (do tipo VaR, CVaR ou PaR) para cobrir os agentes de cenários mais conservadores de geração e assim garantir a proteção dos mesmos em função dos seus perfis de risco. A ideia aqui é apenas introduzir o conceito de mitigação de risco e mostrar a flexibilidade dessa ferramenta, que pode ser aprimorada com métricas avançadas de risco.

Formulação do problema

Retomamos o modelo de otimização 4.2 desenvolvido para o vendedor no item 4.2, buscando maximizar o prêmio de risco $r_{1,t,s}$ do agente e minimizando o prêmio de bônus $b_{2,t,s}$, adicionando uma nova restrição que iguale o valor esperado dos dois prêmios. Seja S um conjunto de cenários de geração hidráulica e T um conjunto de instantes do horizonte simulado, formulamos o modelo de otimização estocástico da seguinte forma:

$$
\begin{aligned}
\underset{r_1,b_2}{Maximizar} \quad & \sum_{t\in T}\sum_{s\in S} p_s \cdot (P^{risco}\cdot Q + \pi_{t,s}\cdot(G_{t,s}-Q) + p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot b_{2,t,s}) & \\
sujeito\ a: \quad & L_{min} - r_{1,t,s} + r_{2,t,s} = G_{t,s}, & \forall t \in T, \forall s \in S \\
& L_{max} - b_{1,t,s} + b_{2,t,s} = G_{t,s}, & \forall t \in T, \forall s \in S \\
& \sum_{s\in S} p_s \cdot (p^r \cdot (r_{2,t,s} - r_{1,t,s})) \leq \delta + \sum_{s\in S} p_s \cdot (\pi_{t,s}\cdot(G_{t,s}-Q)), & \forall t \in T \\
& \sum_{t\in T}\sum_{s\in S} p_s \cdot \left(p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot b_{2,t,s}\right) = 0 & \\
& L_{min} \leq Q & \\
& L_{max} \geq Q & \\
& r_{1,t,s} \geq 0, & \forall t \in T, \forall s \in S \\
& r_{2,t,s} \geq 0, & \forall t \in T, \forall s \in S \\
& b_{1,t,s} \geq 0, & \forall t \in T, \forall s \in S \\
& b_{2,t,s} \geq 0, & \forall t \in T, \forall s \in S \\
& L_{min} \geq 0 & \\
& L_{max} \geq 0 &
\end{aligned}
\tag{4.7}
$$

As restrições utilizadas neste modelo são parecidas com aquelas utilizadas no modelo 4.2, sendo que a base da formulação do problema é a mesma. Contudo, a restrição sobre o nível de risco δ aceito pelo vendedor não trata mais de todos os instantes em qualquer cenário simulado, mas gerencia o valor esperado do prêmio de risco $r_{1,t,s}$para todos os instantes do horizonte, conforme adotado no primeiro modelo de equilíbro de incentivos.

A quarta restrição foi adicionada neste modelo para garantir que o valor total de prêmio de risco $r_{1,t,s}$ seja igual ao valor total de bônus $b_{2,t,s}$ pago ao comprador de energia. Essa restrição é flexível o suficiente para deixar livres os volumes entregue de risco e de bônus entre os cenários. Assim, esperamos que dentro de um cenário mais "úmido"haja maior pagamento de prêmio de bônus, enquanto dentro de um cenário mais "seco"o prêmio de risco seja maior.

Avaliação dos resultados no caso de uma usina hidrelétrica

Aplicamos este modelo de otimização no caso exemplo da usina hidrelétrica apresentado no item 4.2. O modelo de contratação com equilíbrio dos prêmio de risco e de bônus convergiu para o ótimo. Nessa simulação, a receita anual esperada do vendedor para os seis cenários simulados foi calculada em R$ 49,61 milhões. Esse resultado considera um limite mínimo de L_{min} de 33,41 MWm e um limite máximo de L_{max} de 50,15 MWm, o que garante que o risco esperado de R$ 4,00 milhões seja respeitado pelo modelo. A fim de alcançar um equilíbrio de mercado entre o vendedor e o comprador, uma restrição do modelo impôs a igualdade entre o pagamento total de bônus e o de prêmio de risco, portanto nenhuma contraparte poderia cair em uma percepção de perda neste contrato. Como consequência, o bônus é igual ao prêmio de risco em R$ 3,19 milhões. O custo anual do contrato para o comprador ficou em R$ 53,57 milhões, ou seja, tanto para o vendedor quanto para o comprador, as respetivas receitas e faturas esperadas no contrato de risco equivalem aos mesmos valores que no contrato convencional. Os principais resultados do modelo de otimização estão resumidos na tabela 4.13:

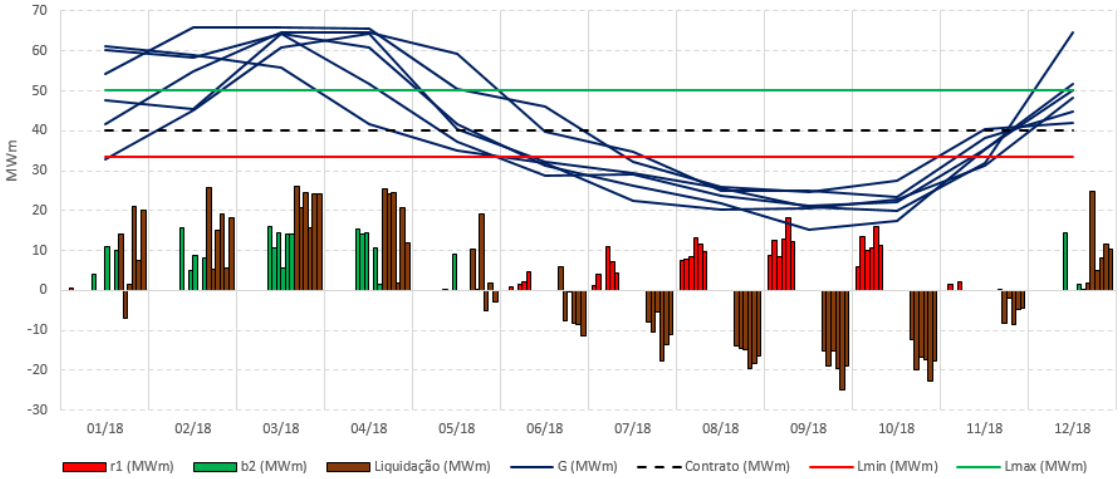
Tabela 4.13: Principais resultados da otimização do contrato para o comprador

Agente	Item	Valor
Contrato	L_{min} (MWm)	33,41
	L_{max} (MWm)	50,15
Vendedor	Receita Anual Esperada (R$ milhões)	49,61
	Liquidação (R$ milhões)	-3,96
	Valor Esperado de Prêmio de Risco (R$ milhões)	3,19
Comprador	Custo Anual Esperado (R$ milhões)	53,57
	Valor Esperado de Prêmio de Bônus (R$ milhões)	3,19

A figura 4.3 ilustra os resultados do modelo de otimização para todos os cenários simulados neste exemplo. Quando a curva de geração G está acima do limite máximo L_{max}, o modelo ativa o bônus b_2 e o prêmio do bônus é pago ao comprador de energia. Por outro lado, quando a curva de geração está abaixo do limite mínimo L_{min}, o vendedor recebe o prêmio de risco e compensa parte da sua liquidação negativa no mercado de curto prazo. Assim, em um cenário com hidrologia mais favorável, esperamos que o prêmio de bônus seja superior ao prêmio de risco, enquanto que dentro de um cenário climatológico avesso (cenário mais seco), o prêmio de risco deve ser maior que o prêmio de bônus. Na média, os valores de risco igualam os valores de bônus, assim nenhuma das contrapartes vislumbra uma perda financeira neste contrato, em comparação com um contrato mais tradicional a preço e volume

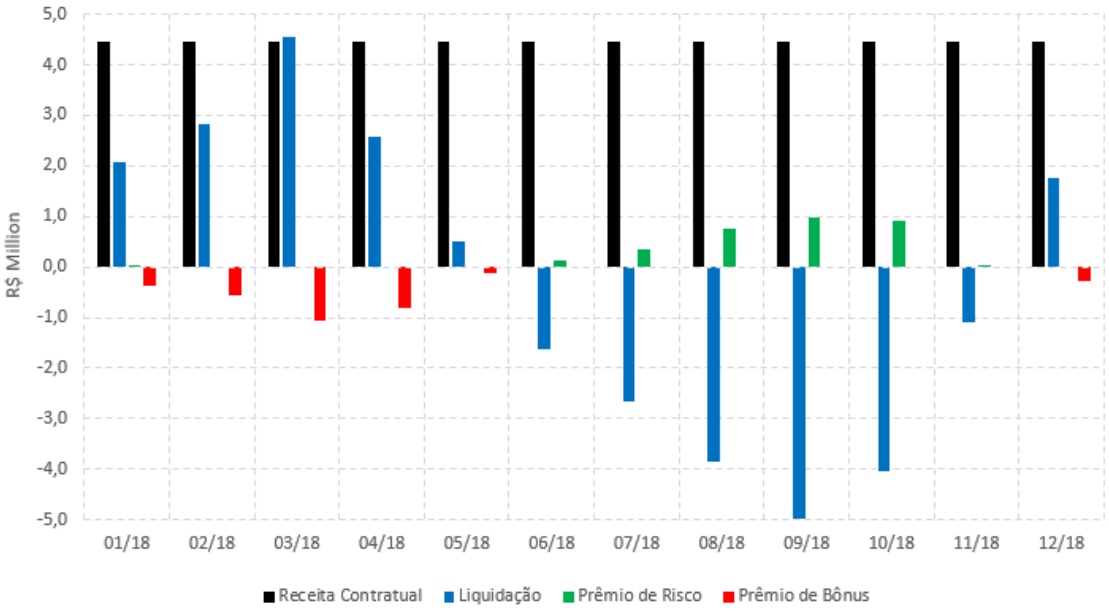
fixos.

Figura 4.3: Montantes dos prêmios de risco e de bônus no modelo de mitigação de riscos. Fonte: Elaboração Própria



Do ponto de vista financeiro, a figura 4.4 mostra os valores esperados da receita contratual, da liquidação, assim como os prêmios de risco e de bônus. Em resumo, enquanto a receita contratual mensal é fixa ao longo do ano, a liquidação no mercado de curto prazo é variável, de acordo com o desempenho da geração da usina hidrelétrica. Nos meses em que a geração estiver acima do limite máximo de geração, o prêmio de bônus é pago ao comprador, atingindo um patamar de R$ 1,06 milhão em março, por exemplo. Por outro lado, quando a geração estiver abaixo do limite mínimo, o gerador recebe um prêmio de risco, atingindo um patamar esperado de quase R$ 1 milhão em setembro, para cobrir o risco de R$ 5 milhões.

Figura 4.4: Montantes dos prêmios de risco e de bônus no modelo de mitigação de riscos. Fonte: Elaboração Própria



Nas figuras 4.3 e 4.4, percebemos a sazonalização intra-anual do perfil de geração da usina hidrelétrica e seu impacto sobre os pagamentos de prêmio de bônus e de risco. Assim, entre os meses de dezembro e maio, espera-se que a usina gere acima do valor do seu contrato Q, ativando o prêmio de bônus $b_{2,t,s}$ para o comprador. Já entre os meses de junho até novembro, espera-se que a geração fique abaixo do valor do contrato Q, correspondendo a um pagamento de prêmio de risco $r_{1,t,s}$ ao vendedor.

A exposição no mercado de curto prazo para um contrato convencional chegaria a um total de R$ 18,23 milhões entre os meses de junho e de novembro. Com este modelo de contrato de mitigação de risco, esta exposição cai para R$ 15,04 milhões, correspondendo a uma redução de 17,5% em relação ao contrato convencional. Além disso, o risco crítico de R$ 4,97 milhões do mês de setembro foi mitigado e se encontra agora em um patamar de R$ 4,00 milhões. Com isso, o contrato de mitigação de riscos demonstra sua capacidade em limitar a exposição do agente no mercado de curto prazo e ainda garante ao comprador de energia uma compensação financeira nos momentos de hidrologia mais favoráveis.

Apesar de propor um equilíbrio de incentivos interessante para o vendedor e o comprador, este modelo apresenta algumas limitações. Em primeiro lugar, o equilíbrio calculado foi 'forçado', obtido a partir da formulação do problema do vendedor com a obrigação de compensar o prêmio de risco pago ao vendedor por um prêmio de bônus equivalente. O cálculo foi basicamente devolver o bônus ao comprador que foi pago via prêmio de risco ao vendedor. Gostaríamos de ter um modelo que busque um equilíbrio de incentivos 'natural' entre os agentes, sem forçar

a igualdade dos prêmios.

Um segundo ponto mais problemático é que este desenho contratual não traz a priori um incentivo suficiente para que o comprador escolha o contrato de risco. De fato, com este contrato, o comprador não tem a percepção de assinar um contrato que lhe traz algum benefício em relação a um contrato convencional: se a hidrologia for boa o agente vai pagar um pouco menos caro e se a hidrologia for ruim ele vai pagar um pouco mais caro. Na média, o custo do contrato vai ser igual ao custo de um contrato tradicional. Podemos então nos perguntar porque o comprador escolheria este contrato de compartilhamento de risco? Vale a pena escolher um contrato com maior grau de risco e que, na média, traz o mesmo custo que um contrato convencional? Aqui parece que o risco aceito pelo comprador não traz nenhum benefício real.

Precisamos pensar num contrato desenhado que não beneficie apenas o vendedor, mas que olhe também o interesse do comprador. Esse interesse pode ser um incentivo econômico, com redução do custo global do contrato de risco. O benefício do vendedor no mercado a vista tem que se converter em um benefício econômico real para o comprador, para que ambos tenham percepção de lucro no contrato de risco.

4.4.3 Incentivo no preço do contrato de risco

Nossa terceira formulação do contrato de mitigação de risco propõe substituir o prêmio de bônus $b_{2,t,s}$ do comprador por um desconto no preço do contrato de risco P^{risco}, em relação ao preço de um contrato convencional P^{conv}. Nesta formulação, propomos incentivar os dois agentes de maneira complementar: enquanto o vendedor reduz sua exposição ao mercado de curto prazo via o prêmio de risco climatológico $r_{1,t,s}$, o comprador vê um benefício direto com um desconto no preço do contrato P^{risco}. Assim, embora o desconto cedido no preço do contrato corresponda ao valor pago de prêmio de risco, o comprador vê diretamente uma compensação na sua fatura por ter aceito o contrato de risco. A vantagem deste desenho é que o benefício é direto e concreto, independente do volume gerado pela usina.

Equacionamento do problema

Este modelo tem por objetivo calcular o preço ótimo P^{risco} contratado pelo consumidor e o volume ótimo de prêmio de risco $r_{1,t,s}$ a ser pago ao vendedor. Nesse modelo, por um lado, controlamos o valor em risco do fluxo de caixa do gerador δ, de acordo com as restrições utilizadas nos modelos 4.6 e 4.7. Por outro lado, garantimos um desconto no contrato de mitigação de risco para o consumidor, de modo que a cada mês a fatura de energia paga pelo consumidor seja menor do que um valor teto γ.

Seja S um conjunto de cenários de geração hidráulica e T um conjunto de instantes do horizonte simulado, formulamos o modelo de otimização estocástico da seguinte forma:

$$
\begin{aligned}
\underset{r_1, P^{risco}}{Minimizar} \quad & \sum_{t\in T}\sum_{s\in S} p_s \cdot (p^r \cdot r_{1,t,s} - P^{risco} \cdot Q) \\
sujeito\ a: \quad & L_{min} - r_{1,t,s} + r_{2,t,s} = G_{t,s}, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& \sum_{s\in S} p_s \cdot (p^r \cdot (r_{2,t,s} - r_{1,t,s})) \leq \delta + \sum_{s\in S} p_s \cdot (\pi_{t,s} \cdot (G_{t,s} - Q)), && \forall t \in T \\
& \sum_{t\in T}\sum_{s\in S} p_s \cdot (p^r \cdot r_{1,t,s} + P^{risco} \cdot Q) \leq \gamma && \forall t \in T \\
& L_{min} \leq Q \\
& P^{risco} \leq P^{conv} \\
& r_{1,t,s} \geq 0, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& r_{2,t,s} \geq 0, && \forall t \in T, \forall s \in S \\
& L_{min} \geq 0 \\
& P^{risco} \geq 0
\end{aligned}
\tag{4.8}
$$

No modelo 4.8, a função objetivo busca minimizar a diferença entre o prêmio de risco $r_{1,t,s}$ entregue ao vendedor e o preço do contrato de risco P^{risco}. As primeira e segunda restrições especificam respectivamente o posicionamento do limite mínimo de geração L_{min} em relação à geração da usina $G_{t,s}$ e o nível de risco mensal aceito pelo vendedor δ no mercado a vista. A terceira restrição define o nível de risco de fluxo de caixa do comprador γ, ou seja, o pagamento mensal máximo esperado neste contrato. Por default, consideramos que o comprador não está disposto a pagar uma fatura mensal superior ao que seria pago dentro de um contrato convencional. Portanto, consideramos que $\gamma = P^{conv} \cdot Q =$ R\$ 4,32 milhões. A quarta restrição coloca o valor do contrato Q como teto para o limite mínimo de geração L_{min}. A quinta restrição garante que o preço do contrato de risco P^{risco} seja menor que o do preço de contrato convencional P^{conv} negociado no mercado livre no momento da cotação do preço do contrato de risco pelo comprador. Finalmente, as ultimas restrições deste modelo estabelecem que todas as variáveis de decisão do problema sejam positivas.

Avaliação dos resultados no caso da usina hidrelétrica

Aplicamos novamente nosso modelo 4.8 ao caso da usina hidrelétrica, para poder comparar esses resultados com os precedentes modelos que já foram aplicados a este exemplo. Os parâmetros de entrada do modelo são similares aos previamente

utilizados, com a adição do parâmetro de risco do comprador γ = R$ 4,32 milhões e a substituição do preço de risco P^{risco}, que se torna variável de decisão aqui, pelo preço convencional P^{conv}. A tabela 4.14 resume os parâmetros de entrada deste modelo.

Tabela 4.14: Parâmetros de entrada do modelo de otimização

Item	Valor
Q (MWm)	40,00
P^{conv} (R$/MWh)	150,00
p^r (R$/MWh)	110,00
δ (R$ milhões)	4,00
γ (R$ milhões)	4,32

De acordo com os parâmetros de entrada definidos na tabela 4.14, o modelo de otimização convergiu para o ótimo. Neste exemplo, as variáveis de decisão do modelo convergiram para P^{risco} = 117,31 R$/MWh e L_{min} = 33,41 MWm. Consequentemente, o vendedor pode propor um contrato de mitigação de risco com um desconto de preço de 21,8% em comparação com um preço de contrato convencional P^{conv} de 150,00 R$/MWh. Isso representa um desconto importante sobre o preço do mercado livre e constitui um incentivo interessante para o comprador. Por outro lado, o limite mínimo de geração L_{min} estabelece que haverá pagamento do prêmio de risco para o vendedor abaixo de 33,41 MWm, a fim de mitigar o risco climatológico. O pagamento do prêmio de risco não interfere no preço do contrato P^{risco}, que é fixo independente da performance da usina. Os principais resultados da otimização são resumidos na tabela 4.15.

Tabela 4.15: Principais resultados da otimização do contrato para o comprador

Agente	Item	Valor
Contrato	P^{risco} (MWm)	117,31
	L_{min} (MWm)	33,41
Vendedor	Receita Anual Esperada (R$ milhões)	41,12
	Liquidação (R$ milhões)	-3,96
	Valor Esperado de Prêmio de Risco (R$ milhões)	3,19
Comprador	Custo Anual Esperado (R$ milhões)	45,09

Embora o comprador esteja pagando um prêmio de risco ao vendedor quando a geração da usina está abaixo do limite mínimo L_{min}, o desconto de 21,8% sobre o preço do contrato oferece um incentivo atraente para o comprador e que se compensa

na hora de calcular o custo esperado deste contrato. Assim, o custo total anual esperado de R$ 45,09 milhões corresponde a um desconto de 15,8% em comparação com um contrato convencional. O custo esperado total (somando o valor fixo do contrato junto com o prêmio de risco) do contrato é menor no contrato de compartilhamento de risco. O comprador vislumbra um benefício econômico consequente neste contrato.

Por sua vez, o vendedor espera uma receita no contrato de mitigação de risco na ordem de R$ 41,12 milhões no ótimo, considerando um prêmio de risco de R$ 3,19 milhões. O prêmio de risco pago ao vendedor reduz a exposição do agente ao risco climatológico, respeitando a restrição δ previamente imposta como parâmetro de entrada. Em função do desconto dado ao comprador no preço do contrato, o vendedor prevê uma receita 17,1% menor em relação à receita anual esperada no contrato convencional, que se estabelece em R$ 49,61 milhões.

Neste contrato, o vendedor cede um desconto de 17,1% ao comprador para conseguir mitigar seu risco climatológico. Este desconto representa uma perda de receita de R$ 8,49 milhões no ano. Os dados da liquidação no mercado de curto prazo indicam que o vendedor pode esperar perdas anuais acumuladas de R$ 18,23 milhões e com o prêmio de risco essas perdas ficam em R$ 15,04 milhões, tendo uma redução de 17,5% no ano. Em termos relativos, a queda de receita é proporcional à redução do nível de risco do agente, mas em termos absolutos o vendedor precisa abrir mão de uma receita superior ao volume em risco mitigado.

Em suma, nenhum modelo traz uma solução perfeita, onde cada agente atingiria seu ótimo como foi o caso apresentado nos itens 4.2 e 4.3. Neste item, cada modelo converge para um equilíbrio do conjunto comprador/vendedor, privilegiando um equilíbrio natural, ou oferecendo uma igualdade entre os prêmios cedidos ao agente, ou ainda oferecendo um desconto direto no preço do contrato.

Capítulo 5

Mitigação de Risco Hidrológico sob a Ótica da Teoria dos Jogos

5.1 Estruturação de um jogo a dois participantes

Neste capítulo, avaliamos o contrato de mitigação de risco sob a ótica da teoria dos jogos, onde buscamos mostrar a existência de um ponto de equilíbrio entre o comprador e o vendedor. Evidenciamos também que o equilíbrio de Nash deste jogo é idêntico ao equilíbrio econômico que foi calculado no problema de otimização linear desenvolvido no capítulo 4.

Na teoria econômica do equilíbrio competitivo, o agente otimiza seu retorno esperado em função dos parâmetros que impactam seu problema. Por exemplo, no caso do contrato de mitigação de risco, o vendedor avalia diferentes parâmetros como a hidrologia, os preços do mercado spot ou ainda o nível de exposição no mercado de curto prazo, conforme visto em 4.1 e 4.2. Por sua vez, na teoria dos jogos, todo agente participante do jogo é considerado inteligente e racional, o que faz com que ele busque primeiro saber o que os outros jogadores vão fazer antes de tomar sua própria decisão [81]. De fato, na vida real, cada participante de um jogo tenta adivinhar a estratégia dos outros jogadores e como adequar sua ação em relação a isso. Os jogadores estão engajados em um ambiente estratégico dentro do qual é preciso pensar muito sobre o que os outros estão fazendo para decidir o que é o melhor para si mesmo [82].

Neste contexto, este capítulo busca evidenciar a dinâmica de um jogo simples que pode se estabelecer entre o comprador e o vendedor dentro de um contrato de mitigação de risco. O foco deste capítulo é mostrar que há um equilíbrio de Nash entre os jogadores e assim validar os conceitos abordados anteriormente no capítulo 4. Iniciamos este capítulo apresentando as hipóteses básicas do jogo simulado entre o comprador e o vendedor (jogo estático, de informação completa, com estratégias

puras e de soma zero) para depois avaliar a existência de um equilíbrio de Nash neste contrato de risco no caso de exemplos simples representativos do problema.

5.1.1 Jogo estático de informação completa

Para identificar as estratégias ótimas adotadas no contrato de risco, precisamos descrever primeiro as hipóteses básicas do jogo que estamos implementando neste contrato. Assim, suponhamos que cada participante do jogo seja racional, ou seja, tenha noção das suas alternativas, gera expectativas sobre o desconhecido, possua preferências claras sobre as diferentes estratégias que se oferecem a ele e escolha sua ação deliberadamente após algum processo interno de otimização [81].

No nosso caso, os participantes do jogo vão tomar suas decisões sob condições de incertezas, conforme visto no item 4.2, de acordo com a teoria clássica desenvolvida por [83]. Seguindo essa metodologia, as preferências do jogador se traduzem por um processo de maximização do valor esperado da sua função utilidade (ou expectativa de retorno), em função dos valores e dos pesos atribuídos a cada resultado do jogo.

Consideramos dois jogadores individuais, um comprador e um vendedor, que participam de um jogo não cooperativo no contrato de mitigação de risco, onde cada um busca maximizar sua própria utilidade, no seu melhor interesse [81], [84]. O jogo é considerado estático, isto é, em um primeiro momento os jogadores escolhem seu plano de ação simultaneamente e de maneira independente. Em um segundo momento, os retornos (*payoffs*) são distribuídos aos jogadores de acordo com as ações que foram previamente escolhidas pelas diferentes partes.

Consideramos ainda que este jogo seja de informação perfeita: todos os participantes são totalmente informados sobre as ações dos outros. De acordo com [82], um jogo de informação completa significa que os seguintes itens sejam conhecidos por todos os participantes do jogo:

- O conjunto de ações possíveis dos jogadores;
- O conjunto de possíveis resultados do jogo;
- O impacto da combinação das estratégias dos jogadores sobre o resultado do jogo, e;
- O conjunto de preferências de cada jogador sobre os resultados do jogo.

Pode se dizer ainda que as informações disponíveis neste jogo são de conhecimento comum. Em suma, os jogos estáticos de informação completa são os mais tradicionais da teoria dos jogos e possuem uma metodologia que pode ser facilmente transposta para nosso problema de mitigação de risco.

5.1.2 Jogo na forma normal com estratégias puras

Nesta secção, apresentamos um quadro geral para o jogo estático de informação completa introduzido anteriormente. Os jogadores têm uma série de ações a serem escolhidas e a combinação dessas ações configura os resultados sobre as quais eles têm preferências.

Cada jogador possui uma estratégia que ele pretende seguir no jogo, um plano de ação em função da atuação dos outros participantes. Conforme [82], uma estratégia pura de um jogador i é um plano determinístico de ação[34] denominado S_i. Um perfil de estratégias puras $s = (s_1, ..., s_n)$, onde $s_i \in S_i$, $\forall i = 1, ..., n$, descreve uma combinação de estratégias puras escolhidas pelos n jogadores do jogo.

Neste sentido, o jogo de forma normal se baseia em três componentes essenciais:

- Um conjunto finito de jogadores, $N = \{1, ..., n\}$;
- Uma série de conjuntos de estratégias puras $\{S_1, ..., S_n\}$;
- Um conjunto de funções de retorno (ou funções de utilidade) $\{u_1, ..., u_n\}$, atribuindo um valor de retorno para cada combinação de estratégias escolhidas, ou seja, um conjunto de funções $u_i : S_1 \times ... \times S_n \longrightarrow \mathbb{R}, \forall i \in N$.

Após a escolha das estratégias, cada jogador obtém seu retorno dado pela função $u_i(s_1, ..., s_n) \in \mathbb{R}$, onde $\{s_1, ..., s_n\}$ corresponde ao perfil de estratégia escolhido pelos agentes. Sendo assim, um jogo de formal normal pode se escrever como um triplo de conjuntos $\langle N, \{S_i\}_{i=1}^n, \{u_i(\cdot)\}_{i=1}^n \rangle$, onde N é o conjunto de jogadores, $\{S_i\}_{i=1}^n$ é o conjunto de conjuntos de estratégias dos jogadores e $\{u_i(\cdot)\}_{i=1}^n$ é o conjunto de funções de retorno dos jogadores sobre os perfis de estratégia desses jogadores. Essa é a forma mais tradicional para representar um jogo entre n jogadores.

5.1.3 Representação matricial de um jogo finito

Consideramos que um jogo finito possua um número finito n de jogadores, dentro do qual o número de estratégias dentro de S_i seja finito para qualquer jogador $i \in N$. No caso específico de um jogo de dois jogadores, suponhamos que o jogador 1 tenha m estratégias e o jogador 2 tenha n estratégias. De acordo com [81], podemos representar as estratégias do jogador 1 nas m linhas da matriz e as estratégias do jogador 2 nas n colunas da mesma. Cada cédula da matriz contém um vetor de dois elementos do tipo (u_1, u_2), onde u_i corresponde ao retorno do jogador i quando as estratégias dos dois jogadores correspondem às entradas da linha e da coluna dessa cédula.

[34] Em contradição com uma estratégia mista, onde as ações dos participantes são escolhidas de maneira estocásticas.

Tabela 5.1: Representação de um jogo finito com dois jogadores

	C	D
A	$(w_1; w_2)$	$(x_1; x_2)$
B	$(y_1; y_2)$	$(z_1; z_2)$

Por exemplo, na tabela 5.1, o conjunto de ações do jogador 1 é $\{A, B\}$ e o do jogador 2 é $\{C, D\}$. Se o jogador 1 for escolher a estratégia A e o jogador 2 for escolher a estratégia C, o jogador 1 obtém o retorno w_1 e o jogador 2 obtém o retorno w_2. Por outro lado, se o jogador 1 for escolher a estratégia B e o jogador 2 escolher a estratégia D, o jogador 1 recebe z_1 e o jogador 2 recebe z_2. Esta representação simplificada do jogo evidencia os retornos esperados para cada jogador em função das combinações de estratégias. Com isso, é possível chegarmos ao equilíbrio de Nash de maneira gráfica, avaliando os retornos de cada jogador.

5.1.4 Equilíbrio de Nash

Os itens precedentes delimitam o quadro de um jogo não cooperativo estático com informação completa a ser jogado entre um número finito de participantes. Este quadro nos serve de base para determinar o que vai acontecer neste jogo, quais vão ser as estratégias adotadas pelos jogadores e os retornos esperados para cada um. Se alguma estratégia representar uma solução possível para os jogadores, ou seja, se alguma solução parece ser mais razoável que as demais para o conjunto de participantes, então podemos chamar esta solução de equilíbrio do jogo [82]. Para chegarmos a este equilíbrio, precisamos de algum método identificando as estratégias mais adequadas deste jogo.

A metodologia desenvolvida por [85] caracteriza este ponto de equilíbrio e o chamado equilíbrio de Nash constitui até hoje o conceito mais utilizado na teoria dos jogos. De acordo com [81], o equilíbrio de Nash descreve um estado estacionário onde cada jogador age de forma racional e possui a expectativa correta sobre o comportamento dos demais jogadores.

O equilíbrio de Nash de um jogo estático $\langle N, \{S_i\}_{i=1}^n, \{u_i(\cdot)\}_{i=1}^n \rangle$ consiste em um conjunto de estratégias puras $s^* = (s_1^*, ..., s_n^*) \in S$ onde, $\forall i \in N$, s_i^* é a melhor

resposta à s^*_{-i}[35], isto é:

$$u_i(s^*_i, s^*_{-i}) \geq u_i(s_i, s^*_{-i}), \quad \forall s_i \in S_i, \quad \forall i \in N. \tag{5.1}$$

Em outros termos, o vetor s^* é um equilíbrio de Nash se todos os jogadores estão satisfeitos com sua própria estratégia. Nenhum jogador i possui uma estratégia que lhe proporcione um retorno superior ao retorno esperado quando ele escolhe a estratégia s^*_i, supondo que os outros jogadores j escolham uma estratégia s^*_j. Consequentemente, nenhum jogador tem interesse em desviar da estratégia s^*_i adotada, dada as estratégias s^*_j adotadas pelos outros jogadores.

O teorema desenvolvido por John Nash em [85] vai mais longe e afirma que qualquer jogo com um número finito de jogadores e um número finito de estratégias possui pelo menos um equilíbrio de Nash de estratégias mistas. Ou seja, há pelo menos um equilíbrio considerando uma distribuição de probabilidades entre o conjunto de estratégias dos jogadores. Neste capítulo, nos focamos especificamente no caso de dois agentes (o comprador e o vendedor) com estratégias puras. O teorema de Nash garante que haja pelo menos um ponto de equilíbrio de estratégia mista neste jogo.

5.1.5 Jogos de soma zero e resolução via programação linear

Os jogos de soma zero constituem uma categoria específica de jogos a dois participantes onde os interesses de cada um são diametralmente opostos. Esses jogos são tradicionalmente chamados na literatura de soma zero (ou de jogos estritamente competitivos) porque a soma das funções de retorno dos jogadores 1 e 2, chamadas respectivamente de u_1 e u_2, é nula, isto é $u_1 + u_2 = 0$, de acordo com [81], [83], [86], [87] e [88]. Assim, um ganho para o jogador 1 representa uma perda equivalente para o jogador 2 e vice-versa. A caracterização desses jogos pode se dar pela representação matricial das estratégias dos dois jogadores e dos retornos associados, conforme introduzido na tabela 5.1.

A solução ótima de um jogo de soma zero a dois jogadores parece a priori simples e corresponde a um (estratégia pura) ou vários (estratégias mistas) conjuntos de estratégias dos jogadores tal que qualquer mudança de estratégia de um dos participantes piora seu retorno esperado no jogo [86]. Assim, pode se dizer que a solução ótima do jogo reside no princípio do *melhor entre os piores*, ou seja, a solução do jogador 1 no jogo é olhar para seu conjunto de estratégias na sua matriz de retornos e, em cada uma dessas estratégias, avaliar qual seria sua pior perda no jogo em função das estratégias que podem ser adotadas pelo jogador 2. Entre os piores resultados que forem se destacando nas diversas estratégias do jogador 1, este vai escolher o

[35]Consideramos que a estratégia s_{-i} corresponde ao vetor $(s_1, ..., s_{i-1}, s_{i+1}, s_n)$, $\forall i \in N$

melhor desses piores resultados. O jogador 1 escolhe então a estratégia s_i^* porque o retorno dessa estratégia representa o valor máximo entre os valores mínimos. Este conceito se remete a uma função de otimização na programação linear chamado de *maximin*, que explicaremos logo nos próximos parágrafos.

De maneira simétrica, o jogador 2 olha para a mesma matriz de retornos e vai adotar o mesmo perfil de estratégia que o jogador 1, ou seja, maximizar seu retorno em função dos piores eventos que podem ocorrer contra ele.

A literatura [81], [83], [87] e [88] evidencia que um jogo de soma zero de dois participantes pode ser equacionado como um problema de programação linear[36], ou seja, o equilíbrio de Nash é o resultado de um modelo de otimização. Para ilustrar essa afirmação, consideramos um jogo de soma zero de dois jogadores $\langle\{1,2\},\{A \times B\},\{u,v\}\rangle$. Seguindo a representação matricial de um jogo simples a dois jogadores elaborada em 5.1.3, representamos a matriz de retorno do jogo na tabela 5.2, onde $(x_1,...,x_m)$ e $(y_1,...,y_n)$ correspondem, respectivamente, às probabilidades[37] dos jogadores 1 e 2:

Tabela 5.2: Representação de um jogo de soma zero com dois jogadores

		y_1	$\cdots$	y_n
		B_1	$\cdots$	B_n
x_1	A_1	$(u_{11};v_{11})$	$\cdots$	$(u_{1n};v_{1n})$
$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$
x_m	A_m	$(u_{m1};v_{m1})$	$\cdots$	$(u_{mn};v_{mn})$

Consideramos a forma mais abrangente do jogo de soma zero, cujas estratégias podem ser puras ou mistas e seguimos a metodologia empregada por [13]. No jogo de soma zero equacionado como um problema de programação linear, o jogador 1 busca otimizar as probabilidades $(x_1,...,x_m)$ atreladas às diferentes estratégias $(A_1,...,A_m)$ que se oferecem a ele. Assim, podemos equacionar o jogo do primeiro participante

[36]No seu livro, [13] aponta que J. Von Neumann, um dos pais da teoria dos jogos, reconheceu imediatamente a relação entre a teoria dos jogos e a programação linear quando foi introduzido ao método simplex pela primeira vez em 1947. Nesta ocasião, J. Von Neumann ainda teria apontado logo o conceito de dualidade (este conceito já foi abordado em 4.2).

[37]Lembramos que, dentro de um jogo de estratégia pura, no qual o contrato de mitigação de risco se enquadra, os valores das probabilidades x_i e y_j a serem adotadas podem ser exclusivamente 0 ou 1.

com o seguinte problema de otimização linear:

$$\begin{aligned} \underset{x_i}{Maximizar} \quad & \left(Minimizar \left(\sum_{i=1}^{m} u_{i1} \cdot x_i, \ldots, \sum_{i=1}^{m} u_{in} \cdot x_i \right) \right) \\ sujeito\ a: \quad & x_1 + \cdots + x_m = 1 \\ & x_i \geq 0, \quad i = 1, \ldots, m \end{aligned} \tag{5.2}$$

No problema 5.2, a função de minimização significa que o jogador 1 tem um perfil conservador e espera que o jogador 2 escolha a estratégia j correspondente ao menor impacto para ele entre suas n estratégias possíveis, buscando minimizar o impacto da estratégia do jogador 1 sobre seu retorno. Por sua vez, a função de maximização busca o maior valor entre as menores combinações calculadas para cada estratégia do jogador 2. A soma das probabilidades $(x_1, ..., x_m)$ tem que ser igual a 1 e cada probabilidade x_i do problema tem que ser positiva ou nula. O problema 5.2 pode ser simplificado, assumindo que:

$$v = Minimizar \left(\sum_{i=1}^{m} u_{i1} \cdot x_i, \ldots, \sum_{i=1}^{m} u_{in} \cdot x_i \right) \tag{5.3}$$

Dessa forma, a equação 5.3 implica que:

$$\sum_{i=1}^{m} u_{ij} \cdot x_i \geq v, \quad j = 1, \ldots, n \tag{5.4}$$

O problema de otimização do jogador 1 pode se escrever então da seguinte forma:

$$\begin{aligned} Maximizar \quad & z = v \\ sujeito\ a: \quad & v - \sum_{i=1}^{m} u_{ij} \cdot x_i \leq 0, \quad j = 1, \ldots, n \\ & x_1 + \cdots + x_m = 1 \\ & x_i \geq 0, \qquad\qquad i = 1, \ldots, m \\ & v\ livre \end{aligned} \tag{5.5}$$

De forma simétrica, o jogador 2 precisa otimizar as probabilidades $(y_1, ..., y_n)$ atreladas às suas diferentes estratégias $(B_1, ..., B_n)$. Assim, o jogador 2 tem que

resolver o seguinte problema de otimização:

$$\begin{aligned} \underset{y_i}{Minimizar} \quad & \left(Maximizar \left(\sum_{j=1}^{n} v_{1j} \cdot y_j, \ldots, \sum_{j=1}^{n} v_{mj} \cdot y_j \right) \right) \\ sujeito\ a: \quad & y_1 + \cdots + y_n = 1 \\ & y_j \geq 0, \quad j = 1, \ldots, n \end{aligned} \tag{5.6}$$

No problema 5.6, a função de maximização significa que o jogador 2 possui um perfil conservador e espera que o jogador 1 escolha uma estratégia i que maximize seu retorno entre suas m estratégias possíveis, por ser um agente racional. Por sua vez, a função de minimização busca o menor custo para o jogador 2 entre os m máximos possíveis calculados pelo jogador 1. De forma semelhante ao problema do jogador 1, a soma das probabilidades $(y_1, ..., y_n)$ tem que ser igual a 1 e cada probabilidade y_j do problema tem que ser positiva ou nula. Utilizando uma simplificação parecida com aquela utilizada no caso do jogador 1, o problema de otimização 5.6 pode ser equacionado da seguinte forma:

$$\begin{aligned} Minimize \quad & w = v \\ sujeito\ a: \quad & v - \sum_{j=1}^{n} v_{ij} \cdot y_j \geq 0, \quad i = 1, \ldots, m \\ & y_1 + \cdots + y_n = 1 \\ & y_j \geq 0, \qquad\qquad j = 1, \ldots, n \\ & v\ livre \end{aligned} \tag{5.7}$$

Com isso conseguimos representar o jogo de soma zero de ambos os jogadores sob a formação de um problema de programação linear, fácil de resolver pelo método simplex. A solução deste jogo vai selecionar uma (estratégia pura) ou várias (estratégia mista) estratégias para cada jogador de tal forma que a estratégia escolhida não melhora o retorno do outro jogador.

5.2 Contrato de mitigação de risco como jogo de soma zero

O contrato de mitigação de risco elaborado no capítulo 4 pode se aparentar a um jogo de soma zero entre o comprador e o vendedor. Os diferentes parâmetros do contrato (preço, quantidade, prêmios) delimitam a receita esperada do vendedor e portanto, o custo esperado para o comprador de energia. É bom lembrar que o valor da receita é variável e depende do desempenho da usina, dos limites mínimo

e máximo e dos prêmios pré-estabelecidos no contrato, conforme consta na fórmula da receita em 4.1.

O comprador e o vendedor possuem portanto interesses opostos neste contrato, onde o vendedor busca maximizar sua receita enquanto o comprador quer minimizar o custo do contrato, conforme já estudado em 4.2 e 4.3. O objetivo dos próximos itens é caracterizar o jogo entre o comprador e o vendedor sob a forma de um jogo de soma zero, mostrar em seguida a existência de um equilíbrio de Nash neste jogo e a equivalência deste jogo com um modelo de programação linear já desenvolvido no item 4.4.2.

5.2.1 Equilíbrio do jogo para um exemplo a quatro instantes

Consideramos um vendedor de energia e um comprador, negociando um contrato de mitigação de risco no mercado de energia elétrica brasileiro, conforme apresentado no item 4.4.2. Neste contrato, suponhamos que haja paridade entre pagamento de risco e pagamento de bônus e que o vendedor busque minimizar sua exposição no mercado de curto prazo. Por um lado, consideramos que a estratégia do vendedor consista em propor ao comprador diferentes valores de limite mínimo L_{min}, que garante seu pagamento de prêmio de risco. Por sua vez o comprador oferece ao vendedor diferentes valores de limite máximo L_{max}, garantindo o recebimento do seu prêmio de bônus. Sendo assim, cada agente tem seu conjunto de estratégias definido no jogo.

Funções de retorno dos jogadores

Primeiro, lembramos as equações que calculam, respectivamente, a receita R do vendedor assim como o custo C do contrato para o comprador. Seja T um conjunto de instantes do horizonte simulado e S um conjunto de cenários simulados, temos respectivamente para o vendedor e o comprador:

$$R = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} p_s \cdot (P^{risco} \cdot Q + \pi_{t,s} \cdot (G_{t,s} - Q) + p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot b_{2,t,s}) \tag{5.8}$$

$$C = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} p_s \cdot (P^{risco} \cdot Q + p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot b_{2,t,s}) \tag{5.9}$$

Parte da receita do vendedor é oriunda do contrato de mitigação de risco, incluindo uma parcela fixa $P^{risco} \cdot Q$, função do preço P^{risco} e da quantidade Q previamente fixados e uma parcela variável $p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot b_{2,t,s}$, que considera o prêmio de risco p^r e seu volume atrelado $r_{1,t,s}$, assim como o prêmio de bônus p^b e seu volume associado $b_{2,t,s}$. Por outro lado, a receita do vendedor é também impactada pela

liquidação no mercado de curto prazo, com o termo $\pi_{t,s} \cdot (G_{t,s} - Q)$, em função do preço no mercado a vista $\pi_{t,s}$ e da sua exposição física $(G_{t,s} - Q)$.

Por sua vez, o custo do contrato de mitigação de risco para o comprador depende apenas da parcela $P^{risco} \cdot Q$ e da parcela variável $p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot b_{2,t,s}$. A priori, o comprador de energia não está exposto no mercado de curto prazo e não carrega este risco.

Parâmetros do jogo

Os dados de geração e os preços no mercado de curto prazo deste exemplo a 4 instantes foram escolhidos aleatoriamente, seguindo uma raciocínio básico válido para o setor elétrico brasileiro de maneira geral segundo o qual uma geração acima da média esperada corresponde a um preço baixo e uma geração abaixo da média esperada resulta em um preço de curto prazo mais elevado. Os dados de geração e preço *spot* deste exemplo constam na tabela 5.3:

Tabela 5.3: Dados de geração hidráulica e de preços no mercado de curto prazo

	Mês 1	Mês 2	Mês 3	Mês 4
Geração hidráulica (MWm)	115	90	120	60
Preço *spot* (R$/MWh)	80	120	90	140

Os outros parâmetros do modelo, como o preço do contrato P^{risco}, o volume negociado Q, os prêmios p^r e p^b e o nível de risco máximo aceito no mercado de curto prazo δ pelo vendedor se encontram na tabela 5.4:

Tabela 5.4: Parâmetros de entrada do jogo

Item	Valor
Q (MWm)	100
P^{risco} (R$/MWh)	150
p^r (R$/MWh)	50
p^b (R$/MWh)	60
δ (R$ milhões)	4,0

Estratégias dos jogadores

Suponhamos que a estratégia do vendedor seja oferecer diferentes opções de limite mínimo L_{min} ao comprador, enquanto que a estratégia do comprador seja propor diferentes valores de limite máximo L_{max} ao vendedor. Queremos selecionar pares de estratégias $\{L_{min} \times L_{max}\}$ de tal forma que o pagamento total de risco ao vendedor

seja equivalente ao pagamento total de bônus ao comprador no horizonte dos 4 instantes simulados, de acordo com a equação 5.10:

$$\sum_{t \in T} \sum_{s \in S} p_s \cdot \left(p^r \cdot r_{1,t,s} - p^b \cdot b_{2,t,s} \right) = 0 \tag{5.10}$$

Considerando os cenários de geração e os prêmios das tabelas 5.3 e 5.4, conseguimos identificar pelo menos 5 pares de estratégias $\{L_{min} \times L_{max}\}$ que asseguram uma paridade entre pagamento de prêmio de risco e de bônus: $\langle \{96 \times 100\}, \{90 \times 105\}, \{78 \times 110\}, \{66 \times 115\}, \{60 \times 120\} \rangle$, lembrando que por definição $L_{min} \leq Q$ e $L_{max} \geq Q$. Logo, escolhemos esses 5 pares de limites mínimo e máximo para representar as respectivas estratégias do vendedor e do comprador neste jogo.

Jogo na forma normal e sua representação matricial

Seja $\langle \{1, 2\}, \{L_{min} \times L_{max}\}, \{R, C\} \rangle$ a forma normal do jogo não cooperativo entre o vendedor (jogador 1) e o comprador (jogador 2) dentro de uma negociação de um contrato de mitigação de risco. Consideramos que este jogo não cooperativo seja um jogo estático, de informação completa e com estratégias puras. O vendedor possui 5 estratégias de limite mínimo $(96, 90, 78, 66, 60)$ a serem oferecidos ao comprador dentro deste contrato, enquanto o comprador possui 5 estratégias de limite máximo $(100, 105, 110, 115, 120)$ a serem oferecidos ao comprador de energia, conforme detalhado no precedente item.

A função utilidade do vendedor corresponde à sua receita R, descrita na equação 5.8 e a função utilidade do comprador corresponde ao custo do seu contrato C, detalhada na equação 5.9. Apesar da soma dessas duas funções não ser igual a zero (a receita inclui uma parcela ligada à liquidação no mercado de curto prazo e é ausente do custo do comprador), este jogo se enquadra no jogo de soma zero descrito em 5.1.5, na medida em que um ganho para o vendedor no contrato de risco corresponde a uma perda equivalente para o comprador e vice-versa. A matriz 5.5 representa a forma normal deste jogo:

Tabela 5.5: Matriz de retorno para o vendedor e o comprador no contrato de mitigação de risco a 4 instantes (em R$ milhões)

L_{min} (MWm) \ L_{max} (MWm)	100	105	110	115	120
96	(41,81;44,64)	(42,26;45,09)	(42,71;45,53)	(43,15;45,98)	(43,38;46,20)
90	(41,37;44,19)	(41,81;44,64)	(42,26;45,09)	(42,71;45,53)	(42,93;45,76)
78	(40,92;43,75)	(41,37;44,19)	(41,81;44,64)	(42,26;45,09)	(42,48;45,31)
66	(40,47;43,30)	(40,92;43,75)	(41,37;44,19)	(41,81;44,64)	(42,04;44,86)
60	(40,25;43,08)	(40,70;43,52)	(41,14;43,97)	(41,59;44,42)	(41,81;44,64)

Solução ótima do jogo

Avaliamos em um primeiro momento as diferentes estratégias do vendedor de energia. Se o vendedor escolher um limite mínimo L_{min} de 96 MWm, lhe garantindo o maior volume de prêmio de risco entre as diferentes estratégias sugeridas, o comprador vai escolher uma estratégia que lhe proporcione o menor custo. Isso significa que o comprador deve escolher o limite máximo L_{max} de 100 MWm, estabelecendo a receita do vendedor em R$ 41,81 milhões. Qualquer outra estratégia do comprador levaria a uma receita maior para o vendedor e portanto a um custo maior para o comprador. Sendo racional e inteligente, o comprador escolhe o limite L_{max} de 100 MWm.

Da mesma forma, se o vendedor escolher uma limite mínimo de 90 MWm, o comprador vai buscar minimizar o custo do contrato para ele, ou seja, vai escolher novamente um limite máximo de 100 MWm, fazendo com que a receita do vendedor se estabeleça em R$ 41,37 milhões e o custo do contrato para o comprador fique em R$ 44,19 milhões.

Para as demais estratégias do vendedor, onde o agente propõe ao comprador limites mínimo L_{min} de, respectivamente, 78 MWm, 66 MWm e 60 MWm, deduzimos pelo mesmo raciocínio que o comprador vai continuar escolhendo o limite máximo de 100 MWm para lhe garantir o menor custo no contrato. Isso faz com que a receita do vendedor nesses casos se estabeleça, respectivamente, em R$ 40,92 milhões, R$ 40,47 milhões e R$ 40,25 milhões.

O melhor retorno para o vendedor entre os piores *payoffs* calculados neste jogo é de R$ 41,81 milhões e se dá quando o vendedor escolhe o limite mínimo L_{min} de 96

MWm. Neste sentido, o limite mínimo L_{min} de 96 MWm constitui a escolha ótima do vendedor neste jogo.

Aproveitamos para destacar que o critério de risco máximo δ no mercado de curto prazo de R$ 4,0 milhões é respeitado na maioria das estratégias do vendedor, inclusive na solução ótima. Contudo, a estratégia L_{min} de 60 MWm não seria aceita pelo vendedor, pois essa estratégia não traz nenhum prêmio de risco no exemplo simulado e faz com que a exposição máxima do agente no mercado de curto prazo fique em R$ 4,17 milhões. Sendo assim, a última linha da matriz 5.5 constitui uma estratégia que não pode ser escolhida pelo vendedor por não respeitar o critério de risco δ.

De forma similar, avaliamos as diferentes estratégias do comprador, considerando as ações que o vendedor tomaria em cada caso. Primeiro, se o comprador escolher um limite máximo L_{max} de 100 MWm, o vendedor tentaria maximizar o custo do contrato do comprador, portanto o vendedor escolheria um limite mínimo L_{min} de 96 MWm. Isso faria com que o custo do contrato para o comprador se estabelecesse em R$ 44,64 milhões e seria o maior custo para o comprador entre as diferentes ações possíveis do vendedor.

Se o comprador for escolher, os limites máximo L_{max} de, respectivamente, 105 MWm, 110 MWm, 115 MWm ou 120 MWm, o vendedor, por ser um agente racional e inteligente, seguiria sempre o mesmo raciocínio e tentaria maximizar o custo do contrato para o comprador, escolhendo o limite mínimo L_{min} de 96 MWm. Nesse sentido, o custo do contrato para o comprador ficaria, respectivamente, em R$ 45,09 milhões, R$ 45,53 milhões, R$ 45,98 milhões e R$ 46,20 milhões.

A estratégia ótima do comprador consiste em escolher o menor custo entre os maiores custos impostos pelo vendedor nas suas diversas estratégias. Assim, a solução ótima do jogo para o comprador consiste em escolher o limite máximo L_{max} de 100 MWm, lhe garantindo um custo de R$ 44,64 milhões.

A solução ótima do jogo seleciona então as estratégias L_{min} = 96 MWm e L_{max} = 100 MWm na matriz 5.5 (a cédula da solução ótima é destacada em vermelho na matriz de retorno). Neste equilíbrio de Nash, o retorno do vendedor é de R$ 41,81 milhões e o custo do contrato para o comprador é de R$ 44,64 milhões. Os dois agentes estão usando uma estratégia pura cuja solução é um ponto de sela, ou seja, onde não há possibilidade para nenhum dos jogadores de selecionar uma melhor estratégia nesse jogo. Se um dos jogadores sair da solução ótima, haverá perda desnecessária para um dos agentes.

Equivalência com a programação linear

Mostramos que o jogo simples desenvolvido neste item possui um equilíbrio de Nash usando uma estratégia pura. Conforme estudado na seção 5.1.5, [13] evidenciou que,

utilizando o teorema minimax de [83], existe uma equivalência entre a matriz de um jogo e um problema de programação linear.

Para nosso problema do contrato de mitigação de risco, o problema de programação linear correspondente ao jogo desenvolvido neste capítulo foi elaborado no item 4.4.2. Assim, o problema de programação linear desenvolvido procura maximizar o retorno do vendedor, garantindo uma paridade entre o pagamento total de risco ao vendedor e o pagamento de bônus ao comprador. Neste modelo de otimização, procuramos ainda mitigar a exposição do vendedor no mercado de curto prazo, em função do nível risco máximo aceito pelo vendedor no mercado de curto prazo.

Assim, aplicamos o modelo de otimização ao exemplo do contrato de risco de 4 instantes apresentado neste item, considerando os dados de entrada da tabela 5.3 e os demais parâmetros listados na tabela 5.4. Listamos os principais resultados do modelo de otimização na tabela 5.6:

Tabela 5.6: Principais resultados do modelo de otimização para o exemplo a 4 instantes

Agente	Item	Valor
Contrato	L_{min} (MWm)	96,00
	L_{max} (MWm)	100,00
Vendedor	Receita Esperada (R$ milhões)	41,81
	Liquidação (R$ milhões)	-2,83
	Valor Esperado de Prêmio de Risco (R$ milhões)	1,56
Comprador	Custo Esperado (R$ milhões)	44,64
	Valor Esperado de Prêmio de Bônus (R$ milhões)	1,56

A solução do problema de programação linear equacionado em 4.4.2 é idêntica à solução ótima do jogo elaborado neste item, pois os valores ótimos dos limites mínimo L_{min} e máximo L_{max} são respectivamente de 96 MWm e 100 MWm. Consequentemente, os retornos dos agentes são idênticos aos *payoffs* calculados na matriz do jogo equivalente e os valores esperadores dos prêmios de risco e de bônus são iguais. O jogo arquitetado neste item é equivalente ao modelo de de otimização desenvolvido em 4.4.2.

5.2.2 Equilíbrio do jogo para um exemplo a dois instantes e dois cenários

Este segundo exemplo do jogo de soma zero entre o vendedor e o comprador busca aprofundar a análise realizada no precedente item, incluindo a dimensão estocástica

no cálculo da solução ótima. De forma geral, o jogo elaborado neste item é quase idêntico ao jogo montado no exemplo precedente. As funções de retorno do vendedor e do comprador correspondem, respectivamente, às equações 5.8 e 5.9. Os dados de geração e de preço no mercado *spot* continuam os mesmos, porém resolvemos separar os valores em dois cenários de dois instantes cada, conforme consta na tabela 5.7. O objetivo é mostrar que o jogo estocástico neste contrato ainda equivale ao modelo de otimização linear.

Tabela 5.7: Dados de geração hidráulica e de preços no mercado de curto prazo

	Cenário a		Cenário b	
	Mês 1a	Mês 2a	Mês 1b	Mês 2b
Geração hidráulica (MWm)	115	90	120	60
Preço *spot* (R$/MWh)	80	120	90	140

Os outros parâmetros do jogo ficam idênticos e aproveitamos a tabela 5.8 para apresentar as probabilidades p_a e p_b atreladas a cada cenário:

Tabela 5.8: Parâmetros de entrada do jogo

Item	Valor
Q (MWm)	100
P^{risco} (R$/MWh)	150
p^r (R$/MWh)	50
p^b (R$/MWh)	60
δ (R$ milhões)	4,0
p_a (%)	60
p_b (%)	40

Estratégias dos jogadores

Os pares de estratégias dos jogadores $\{L_{min} \times L_{max}\}$ são escolhidos para garantir uma paridade entre o pagamento de risco ao vendedor e o pagamento de bônus ao comprador, utilizando a equação 5.10, lembrando que $L_{min} \leq Q$ e $L_{max} \geq Q$.

Considerando os cenários de geração e os prêmios das tabelas 5.7 e 5.8, identificamos 5 pares de estratégias $\{L_{min} \times L_{max}\}$ que asseguram uma paridade entre pagamento de prêmio de risco e de bônus: $\langle\{98,40 \times 100,00\}, \{95,04 \times 102,8\}, \{90,00 \times 107,00\}, \{85,05 \times 108,65\}, \{80,10 \times 110,30\}\rangle$. Esses pares de estratégias representam portanto as respectivas ações possíveis do vendedor e do comprador neste jogo estocástico.

Jogo na forma normal e sua representação matricial

Seja $\langle\{1,2\},\{L_{min} \times L_{max}\},\{R,C\}\rangle$ a forma normal do jogo não cooperativo estocástico entre o vendedor (jogador 1) e o comprador (jogador 2) dentro de uma negociação de um contrato de mitigação de risco. Consideramos que este jogo não cooperativo seja um jogo estático, de informação completa e com estratégias puras. O vendedor possui 5 estratégias de limite mínimo $(98,40; 95,04; 90,00; 85,05; 80,10)$ a serem oferecidos ao comprador dentro deste contrato, enquanto o vendedor possui 5 estratégias de limite máximo $(100,00; 102,80; 107,00; 108,65; 110,30)$ a serem oferecidos ao comprador de energia. A matriz 5.9 representa a forma normal deste jogo:

Tabela 5.9: Matriz de retorno para o vendedor e o comprador no contrato de mitigação de risco a 2 instantes e 2 cenários (em R$ milhões)

		L_{max} (MWm)				
		100,00	102,80	107,00	108,65	110,30
L_{min} (MWm)	98,40	(21,19;22,32)	(21,31;22,44)	(21,50;22,63)	(21,58;22,71)	(21,65;22,78)
	95,04	(21,06;22,20)	(21,19;22,32)	(21,38;22,51)	(21,45;22,58)	(21,52;22,65)
	90,00	(20,88;22,01)	(21,00;22,13)	(21,19;22,32)	(21,26;22,39)	(21,34;22,47)
	85,05	(20,80;21,93)	(20,93;22,06)	(21,12;22,25)	(21,19;22,32)	(21,26;22,39)
	80,10	(20,73;21,86)	(20,85;21,99)	(21,04;22,17)	(21,12;22,25)	(21,19;22,32)

Solução ótima do jogo

Neste jogo estocástico a 2 instantes e 2 cenários, os retornos dos agentes correspondem a cerca da metade dos retornos obtidos no jogo a 4 instantes. Isso era de se esperar, pois consideramos os mesmos dados de geração e de preços e um horizonte de tempo dividido pela metade.

A dinâmica do jogo continua basicamente a mesma, sendo que a maior diferença com o jogo precedente foi inserir as probabilidades de cada cenário e calcular com cuidado os retornos respectivos de cada agente. Assim, se formos avaliar as diferentes estratégias do vendedor de energia, os resultados são basicamente os mesmos que no jogo a 4 instantes. Independente do limite mínimo L_{min} escolhido pelo vendedor, o comprador busca minimizar a receita do outro agente e escolheria sempre o limite máximo L_{max} de 100 MWm. Qualquer outra estratégia do comprador levaria a uma

receita maior do vendedor e portanto significaria um custo maior para o comprador. Consequentemente, a solução ótima do vendedor é escolher o limite mínimo L_{min} de 98,40 MWm, lhe garantindo a melhor receita entre os piores resultados esperados, ou seja, R$ 21,19 milhões.

Independente da estratégia adotada pelo vendedor neste jogo, avaliamos que o critério de risco δ é sempre respeitado. Por exemplo, se o vendedor escolher o menor volume de risco entre as 5 estratégias possíveis, ou seja, um limite mínimo L_{min} de 80,10 MWm, este agente teria uma exposição financeira esperada para o instante 2 de 1,90 R$ milhões. Este risco fica bem abaixo do risco máximo de curto prazo δ de R$ 4,0 milhões definido na tabela 5.8.

Por sua vez, se espera que o comprador adote o mesmo perfil de estratégia que no jogo anterior. Independente do limite máximo L_{max} escolhido pelo comprador de energia, o vendedor vai sempre busca maximizar o custo do contrato do comprador, ou seja, vai buscar o maior limite mínimo L_{min} de 98,40 MWm. Uma vez ciente disso, o comprador vai escolher o menor custo entre os piores cenários, ou seja, a solução ótima do comprador é escolher o limite máximo L_{max} de 100 MWm, fazendo com que o custo do contrato deste agente fique em R$ 22,32 milhões.

A solução ótima do jogo estocástico seleciona as estratégias puras $L_{min} = 98{,}40$ MWm e $L_{max} = 100$ MWm na matriz 5.9 (novamente, destacamos em vermelho a cédula da solução ótima do jogo). No equilíbrio, o retorno do vendedor é de R$ 21,19 milhões e o custo do contrato para o comprador é de R$ 22,32 milhões.

Equivalência com a programação linear

Aplicamos o modelo de otimização desenvolvido no item 4.4.2 ao exemplo do contrato de risco de 2 instantes e 2 cenários apresentado neste item para confirmar a equivalência das duas abordagens, considerando os dados de entrada da tabela 5.7 e os demais parâmetros listados na tabela 5.8. Listamos os principais resultados do modelo de otimização na tabela 5.10:

Tabela 5.10: Principais resultados do modelo de otimização para o exemplo a 2 instantes e 2 cenários

Agente	Item	Valor
Contrato	L_{min} (MWm)	98,40
	L_{max} (MWm)	100,00
Vendedor	Receita Esperada (R$ milhões)	21,19
	Liquidação (R$ milhões)	-1,13
	Valor Esperado de Prêmio de Risco (R$ milhões)	0,76
Comprador	Custo Esperado (R$ milhões)	22,32
	Valor Esperado de Prêmio de Bônus (R$ milhões)	0,76

A solução do problema de programação linear equacionado em 4.4.2 é idêntica à solução ótima do jogo elaborado a 2 instantes e 2 cenários, sendo que os valores ótimos dos limites mínimo L_{min} e máximo L_{max} são respectivamente de 98,40 MWm e 100,00 MWm. O modelo de otimização chega aos mesmos valores de retorno que no jogo não cooperativo e os prêmios de risco e de bônus se igualam em R$ 0,76 milhões.

Capítulo 6

Simulação de Contrato de Mitigação de Risco dentro de um Modelo de Mercado

Neste capítulo, avaliamos a inserção do contrato de mitigação de risco estudado nos precedentes capítulos dentro de um modelo de mercado, simulando os possíveis equilíbrios entre os agentes do mercado, considerando um jogo com múltiplos jogadores (vendedores e compradores). O objetivo deste capítulo é propor uma alternativa contratual de mercado ao mecanismo de planejamento centralizado atualmente existente no Brasil, chamado de mecanismo de realocação de energia (MRE), mitigando o risco hidrológico de forma bilateral, de acordo com os critérios de risco de cada agente do mercado. A ideia é propor um mecanismo que seja flexível o suficiente para atrair os diversos perfis de agentes que existem no mercado.

Em um primeiro momento, apresentamos um modelo de mercado, considerando um jogo de 7 jogadores baseado no contrato de mitigação de risco climatológico, sendo 4 vendedores de energia hidráulica e 3 compradores. Escolhemos representar este problema sob uma forma matricial para um número limitado de agentes de forma a controlar o tempo de cálculo computacional dos equilíbrios de Nash e assim ter resultados consistentes que possam ser interpretados de forma fácil. Poderíamos ter simulado um ambiente com n jogadores, mas nada garante que os equilíbrios de Nash do modelo seriam finitos, o que tornaria a interpretação dos resultados muito menos amigável para este capítulo.

Consideramos que cada agente deste jogo possui 3 estratégias diferentes, que consistem em escolher os limites mínimo e máximo de geração das usinas hidráulicas de cada vendedor deste mercado. Avaliamos em seguida os resultados dos equilíbrios obtidos neste modelo. Mostramos que os equilíbrios do jogo mudam de acordo com as estratégias escolhidas pelos agentes e em função dos parâmetros de prêmios inseridas

no modelo, levando a diversas configurações finais deste mercado.

Em seguida, introduzimos um modelo de planejamento centralizado da mitigação do risco hidrológico, que se inspira do MRE (e mais especificamente do MRE com a repactuação do risco hidrológico) para mitigar o risco hidrológico de forma centralizada entre os vendedores e os compradores, de acordo com um número finito de estratégias previamente elaboradas pelo regulador do setor elétrico brasileiro, a ANEEL. A ideia desta segunda etapa do capítulo é entender quais seriam as estratégias escolhidas pelos agentes neste mecanismo e como o equilíbrio deste mercado se daria em função das configurações hidrológicas do mercado. Um objetivo específico deste item consiste em evidenciar os possíveis desequilíbrios nas atribuições dos prêmios entre vendedores e compradores em função dos desempenhos das usinas hidráulicas no mercado.

Por fim, evidenciamos as características dos dois modelos, destacando possíveis alternativas regulatórias ao mecanismo de planejamento centralizado atualmente empregado no mercado para mitigar o risco hidrológico e seu impacto financeiro para os agentes.

6.1 Equilíbrios de mercado em função de negociação sobre limites de geração

Neste item, elaboramos um modelo de mercado entre vendedores e compradores cujo objetivo é negociar a venda de energia elétrica entre os agentes através do contrato de mitigação de risco introduzido em 4.4.2, mitigando os riscos financeiros associados à volatilidade da geração hidráulica. Propomos neste modelo que o risco hidrológico seja negociado de forma bilateral, ou seja, que cada agente negocie diretamente com sua contraparte o nível de risco que ele esteja disposto a aceitar no contrato de mitigação de risco, seguindo a metodologia empregada no item 5.2.

Estabelecemos que cada agente possui 3 tipos de estratégias diferentes neste jogo. Mais especificamente, neste primeiro modelo, consideramos que cada agente negocia com sua contraparte o limite mínimo (para o vendedor) ou máximo de geração (para o comprador) de acordo com seu perfil de risco. Neste caso, os prêmios de risco e de bônus entram como parâmetros de entrada do modelo. Em função dos parâmetros do modelo e das estratégias dos outros jogadores, buscamos os diferentes pontos de equilíbrios deste jogo a 7 jogadores para podermos tirar conclusões sobre a realocação dos fluxos financeiros entre os agentes.

Organizamos este item da seguinte forma: em um primeiro momento, apresentamos as funções de retorno dos compradores e dos vendedores, seguindo a lógica adotada no item 5.2. Em seguida, apresentamos os diferentes parâmetros deste jogo,

explicando passo a passo os dados utilizados para os vendedores e os compradores. O terceiro item destaca as estratégias adotadas pelos jogadores e apresenta a representação matricial deste jogo. Por fim, destacamos os principais resultados da rodada e avaliamos as conclusões dos equilíbrios encontrados.

6.1.1 Funções de retorno dos jogadores

Lembramos as equações que calculam, respectivamente, as receitas R_v dos vendedores (onde $v \in V$ é o número do vendedor) assim como os custos F_c dos contratos de risco para os compradores (onde $c \in C$ é o número do comprador). Seja T um conjunto de instantes do horizonte simulado e S um conjunto de cenários simulados, temos respectivamente para os vendedores e os compradores:

$$R_v = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{c \in C} p_s \cdot (P^{risco}_{v,c} \cdot Q_{v,c} + \pi_{t,s} \cdot (G_{t,s} - Q_{v,c}) + p^r_{v,c} \cdot r_{1,v,c,t,s} - p^b_{v,c} \cdot b_{2,v,c,t,s}) \quad (6.1)$$

$$F_c = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{v \in V} p_s \cdot (P^{risco}_{v,c} \cdot Q_{v,c} + p^r_{v,c} \cdot r_{1,v,c,t,s} - p^b_{v,c} \cdot b_{2,v,c,t,s}) \quad (6.2)$$

Na mesma linha do que foi apresentado no item 5.2.1, as receitas R_v dos vendedores se dão por um lado pela soma das parcelas fixas $P^{risco}_{v,c} \cdot Q_{v,c}$ negociadas bilateralmente com cada comprador do mercado, em função do preço $P^{risco}_{v,c}$ e da quantidade $Q_{v,c}$ previamente determinados nos contratos de risco. Por outro lado, as receitas dos vendedores dependem também da soma das parcelas variáveis $p^r_{v,c} \cdot r_{1,v,c,t,s} - p^b_{v,c} \cdot b_{2,v,ct,s}$, considerando que os vendedores negociam um limite mínimo L_{min} e um limite máximo L_{max} com cada comprador. Cada contrato de risco firmado entre um vendedor v e um comprador c depende então de um prêmio de risco $p^r_{v,c}$ e do seu volume de risco atrelado $r_{1,v,c,t,s}$, assim como do prêmio de bônus $p^b_{v,c}$ e do seu volume de bônus associado $b_{2,v,c,t,s}$. Por fim, as receitas dos vendedores são também impactadas pela liquidação no mercado de curto prazo, com o termo $\sum_{c \in C} \pi_{t,s} \cdot (G_{t,s} - Q_{v,c})$, em função do preço no mercado a vista $\pi_{t,s}$ e da sua exposição física $\sum_{c \in C} (G_{t,s} - Q_{v,c})$.

Do ponto de vista dos consumidores, os custos dos contratos de mitigação de risco F_c são função de uma parcela fixa correspondendo à soma das receitas $P^{risco}_{v,c} \cdot Q_{v,c}$ negociadas bilateralmente com cada vendedor e de uma parcela variável correspondendo à soma dos prêmios $p^r_{v,c} \cdot r_{1,v,c,t,s} - p^b_{v,c} \cdot b_{2,v,c,t,s}$ negociados com cada vendedor, em função dos critérios de risco adotado por cada agente dentro do jogo.

6.1.2 Parâmetros do jogo

Vendedores de energia

Consideramos que cada vendedor de energia deste mercado seja um gerador hidráulico, cuja geração é associada a uma usina específica do mercado brasileiro. Levantamos em [78] os dados de 4 usinas hidráulicas de diferentes portes, localizadas em diversos pontos do sistema nacional e cada uma com seu próprio perfil de geração. Essas usinas foram escolhidas especificamente por fazerem parte da mesma holding Alupar, uma das maiores empresas privadas de geração e transmissão do Brasil[38]. Mais especificamente, esse trabalho resulta do projeto de P&D da ANEEL "Um novo olhar sobre o setor de energia elétrica: a construção de um arcabouço contratual sólido e confiável"desenvolvido em parceria com a empresa Alupar. Decidimos simular neste capitulo este ambiente de mercado considerando algumas usinas representativas do grupo Alupar[39]. As características técnicas dessas usinas se encontram na tabela 6.1:

Tabela 6.1: Parâmetros dos 4 vendedores escolhidos. Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da CCEE

Usina	Ferreira Gomes	Foz do Rio Claro	Queluz	Ijuí
Potência Instalada (MW)	252,0	68,4	30,0	51,0
Garantia Física (MWm)	153,1	39,0	21,4	30,4
Subsistema	Norte	Sudeste	Sudeste	Sul
Participante do MRE	Sim	Sim	Sim	Sim

Todas as usinas selecionadas para este estudo são a fio d'àgua, ou seja, não possuem reservatório. Dessa forma, conseguimos evidenciar de maneira mais direta o impacto das mudanças climáticas sobre o perfil de geração dessas usinas.

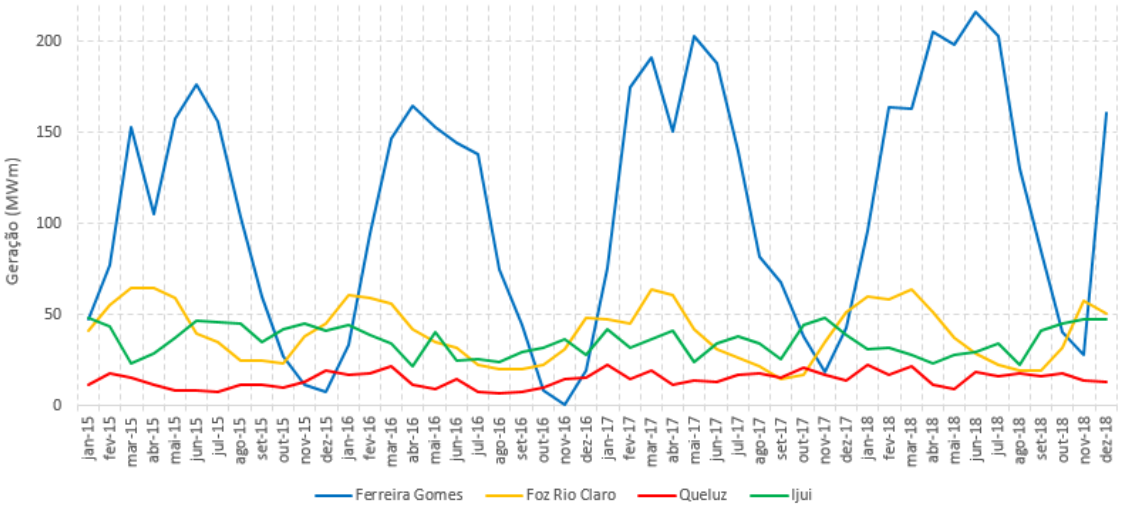
Os cenários de geração considerados para calcular o retorno dos vendedores correspondem aos valores mensais de geração dessas 4 usinas, entre janeiro de 2015 e dezembro de 2018. Os dados foram extraídos de [78] e são ilustrados na figura 6.1. Neste modelo de mercado, consideramos portanto 4 cenários de geração mensal, onde cada cenário corresponde a cada ano do horizonte de estudo. Escolhemos especificamente este período por ser um período representativo da grave crise hídrica enfrentada pelo Brasil nos últimos anos, com uma estiagem histórica que levou à

[38]Os detalhes sobre as usinas do grupo podem se encontrar no seguite link: http://www.alupar.com.br/empresas/

[39]O projeto de P&D "Um novo olhar sobre o setor de energia elétrica: a construção de um arcabouço contratual sólido e confiável"possui o código ANEEL PD-07469-0001/2017, foi desenvolvido pela empresa Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda para a empresa Alupar e concluído em Dezembro de 2018.

quase seca dos reservatórios do Nordeste e uma queda dramática dos níveis dos reservatórios no Sudeste. Essa seca prorrogada impactou diretamente o setor elétrico, que enfrentou uma queda na geração das suas usinas hidrelétricas e teve uma alta prorrogada dos preços no mercado a vista. Essa crise hídrica evidenciou, entre outros, a fragilidade do MRE frente às mudanças climáticas e quanto os geradores hidráulicos se encontram vulneráveis frente ao risco hidrológico.

Figura 6.1: Cenários de geração dos vendedores hidráulicos. Fonte: Elaboração Própria



Percebemos na figura 6.1 a sazonalidade pronunciada da usina Ferreira Gomes, localizada no subsistema Norte, cujo pico de produção ocorre em torno de abril-junho, enquanto se espera uma produção menor entre setembro e dezembro. Por sua vez, a usina Foz do Rio Claro segue um perfil de geração mais parecido com as hidrelétricas do Sudeste, sendo um maior nível de geração durante o período úmido (entre novembro e abril) e um menor volume de geração durante o período seco (entre maio e outubro). Por fim, anotamos que as usinas Queluz e Ijuí, respectivamente localizadas no Sudeste e no Sul, não possuem uma sazonalidade tão pronunciada quanto as outras duas usinas. Com isso, conseguimos uma diversidade interessante de perfis de geração hídrica para nossos 4 vendedores de energia para poder avaliar o comportamento de cada agente em relação às estratégias propostas no jogo.

Cada cenário (ou seja, cada ano de geração) possui um probabilidade de ocorrência própria, de tal forma que a soma das probabilidades dos diferentes cenários seja igual a 1. As probabilidades foram escolhidas de forma aleatória neste jogo. A tabela indica as probabilidades escolhidas para cada cenário na nossa simulação.

Tabela 6.2: Probabilidades atreladas a cada cenário simulado

Cenários	Probabilidade (%)
Cenário 1 - 2015	19
Cenário 2 - 2016	25
Cenário 3 - 2017	34
Cenário 4 - 2018	22

Consideramos ainda que cada vendedor tenha um volume hipotético de energia a ser vendido no mercado (o valor oferecido de cada usina corresponde ao valor médio da geração mensal dos 4 cenários simulados, independente do valor de garantia físcia previamente apresentado), de acordo com os dados da tabela 6.3. Consideramos neste trabalho que a totalidade dos volumes oferecidos pelos vendedores são de fato comprados pelos consumidores de energia, repartidos entre os compradores de forma parametrizável na entrada do modelo.

Tabela 6.3: Volumes de energia vendidos pelos geradores

Vendedor	Volume Vendido (MWm)
Vendedor 1 - Ferreira Gomes	100
Vendedor 2 - Foz do Rio Claro	40
Vendedor 3 - Queluz	15
Vendedor 4 - Ijuí	35

Compradores de energia

Consideramos que os 3 compradores de energia fecham contratos entre os 4 vendedores hidráulicos disponíveis no mercado. O consumo de cada comprador é suprido pelos 4 vendedores, pois não há possibilidade de comprar energia fora deste ambiente de mercado. Os volumes comprados pelos consumidores se encontram resumidos na tabela 6.4:

Tabela 6.4: Demanda de energia dos compradores

Comprador	Volumes (MWm)
Comprador 1	50
Comprador 2	80
Comprador 3	60

Para simplificar nosso problema e facilitar o entendimento do raciocínio, estimamos que a demanda dos compradores é fixa ao longo do tempo (ou *flat*) e que

esses consumidores não procuram nenhuma flexibilidade contratual sobre o volume mensal consumido. Avaliamos portanto para cada consumidor um contrato padrão com uma demanda única e fixa ao longo do tempo. Os volumes negociados entre vendedores e compradores são parametrizáveis e os dados de entrada que foram considerados nas simulações do nosso jogo se encontram na tabela 6.5:

Tabela 6.5: Volumes de energia negociados entre os vendedores e os compradores

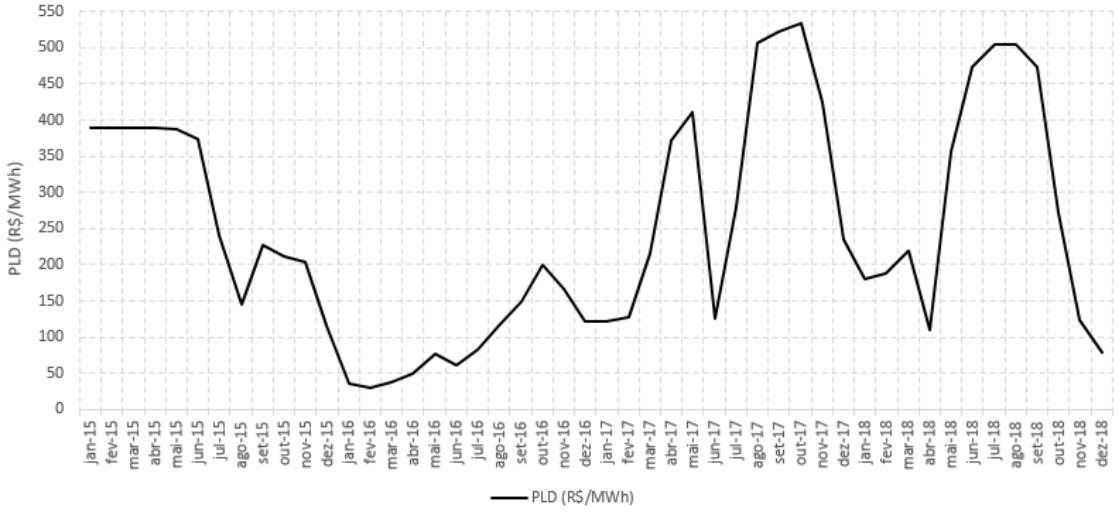
Vendedores	Compradores	Valor (MWm)
Vendedor 1	Comprador 1	20
	Comprador 2	40
	Comprador 3	40
Vendedor 2	Comprador 1	5
	Comprador 2	25
	Comprador 3	10
Vendedor 3	Comprador 1	5
	Comprador 2	5
	Comprador 3	5
Vendedor 4	Comprador 1	20
	Comprador 2	10
	Comprador 3	5

Conforme consta na tabela 6.5, a repartição dos contratos entre compradores e vendedores foi realizada de forma aleatória, de tal forma que cada comprador de energia tenha na sua carteira um pouco de energia de cada vendedor e vice-versa. A soma da energia negociada por cada vendedor na tabela 6.5 é igual ao volume total disponibilizado pelos mesmos na tabela 6.3. Da mesma forma, a soma da energia negociada pelos compradores na tabela 6.5 é igual à demanda total de cada comprador da tabela 6.4.

Cenários de preços no mercado *spot*

Conforme visto nos capítulos 4 e 5, as receitas dos vendedores no mercado dependem da sua exposição no mercado de curto prazo e são impactadas diretamente pelo valor do PLD. No nosso modelo de mercado multi-jogador, levantamos os valores mensais de PLD do mercado Sudeste dos últimos 4 anos, entre janeiro de 2015 e dezembro de 2018, correspondendo ao mesmo período que os valores de geração levantados no item 6.1.2. Neste modelo simplificado, consideramos que o PLD é o mesmo para todos os subsistemas do mercado. Os dados de PLD considerados são ilustrados na figura 6.2.

Figura 6.2: Cenários de preços no mercado *spot*. Fonte: Elaboração Própria



Anotamos a grande volatilidade dos preços ao longo do tempo, pois a série começa com o preço do mercado a vista no preço teto, em cerca de 400 R$/MWh e fica neste patamar durante quase 6 meses em 2015. De fato, o verão de 2014-2015 teve uma pluviometria bem abaixo da média e os reservatórios que já estavam com níveis de armazenamento historicamente críticos não foram devidamente recarregados pelas chuvas. Com isso, os preços no mercado *spot* ficaram estagnados no teto durante uma boa parte do ano de 2015, até o início do período úmido. O preço médio do PLD para o ano de 2015 foi de 288 R$/MWh e poderia ter sido maior ainda se a ANEEL não tivesse decretado um preço teto do PLD de 388 R$/MWh para aquele período.

Em 2016, uma leve melhora no regime das chuvas ajudou a encher os reservatórios e o PLD ficou em um patamar menos elevado naquele ano. Assim, a média do PLD em 2016 ficou em torno de 94 R$/MWh. Em 2017, as chuvas no verão voltaram a ficar extremamente fracas (uma média de 75,1% da média histórica da energia natural afluente para o subsistema Sudeste entre novembro de 2016 e abril de 2017), fazendo com que o PLD se estabelecesse em um média anual de 323 R$/MWh. Por fim, em 2018, o regime de chuvas não foi tão ruim durante o verão (uma média de 94% da média histórica da energia natural afluente para o subsistema Sudeste durante o verão 2017-2018), mas os níveis dos reservatórios continuaram relativamente baixos e os preços voltaram logo a subir no segundo semestre do ano. Consequentemente, em 2018 o PLD médio continuou ainda em um patamar elevado, em torno de 290 R$/MWh.

Ao longo dessa série histórica, os preços marcam períodos de intermitência entre valores baixos e altos, caracterizando esperanças de chuvas pelos modelos meteorológicos que não se concretizaram na prática. Lembramos que cada ano deste horizonte estudado corresponde a um cenário no nosso jogo multi-jogador.

Preços dos contratos, prêmios de risco e de bônus

Os preços dos contratos bilaterais $P_{v,c}^{risco}$ firmados entre os vendedores e os compradores entram como mais um parâmetro neste modelo de mercado. Neste jogo, suponhamos que os preços de todos os contratos sejam iguais a 150 R$/MWh, de acordo com as informações inseridas na tabela 6.6. Com isso, queremos deixar esse parâmetro igual para todos os agentes e focar nosso estudo sobre o efeito da mudança dos valores dos prêmios de risco $p_{v,c}^{r}$ e de bônus $p_{v,c}^{b}$ sobre o equilíbrio do jogo.

Tabela 6.6: Preços dos contratos de mitigação de risco

Vendedores	Compradores	Preço (R$/MWh)
Vendedor 1	Comprador 1	150
	Comprador 2	150
	Comprador 3	150
Vendedor 2	Comprador 1	150
	Comprador 2	150
	Comprador 3	150
Vendedor 3	Comprador 1	150
	Comprador 2	150
	Comprador 3	150
Vendedor 4	Comprador 1	150
	Comprador 2	150
	Comprador 3	150

Os prêmios de risco $p_{v,c}^{r}$ e de bônus $p_{v,c}^{b}$ são também considerados como parâmetros de entrada deste modelo. Lembramos que o contrato de mitigação de risco estudado no item 4.4.2 pode ter tanto os prêmios de risco e de bônus como parâmetros de entrada e o modelo de otimização busca os limites mínimo e máximo ótimos para os agentes, ou ao inverso colocar os limites como parâmetros de entrada e otimizar os valores dos prêmios.

Mostramos a equivalência deste modelo de otimização no item 5.2, chegando ao equilíbrio de Nash de acordo com as estratégias adotadas sobre os limites de geração. Neste jogo, os prêmios entraram como parâmetros de entrada do modelo. Uma segunda opção deste jogo seria avaliar as estratégias sobre os prêmios, tendo como parâmetros de entrada os valores dos limites mínimo e máximo. Esta segunda opção é avaliada no item 6.1.6.

A tabela 6.7 indica os prêmios de risco $p_{v,c}^{r}$ e de bônus $p_{v,c}^{b}$ que foram utilizados pelos agentes neste modelo de mercado. Neste exemplo, os valores foram escolhidos de forma aleatória e são parametrizáveis pelo usuário do modelo. Nesta tabela, con-

sideramos que os agentes podem adotar 3 tipos de estratégias: a estratégia "risco elevado" (*high risk*, ou HR na tabela 6.7) indica que o agente é propenso à aceitar uma parte importante de risco hidrológico no seu contrato. Por exemplo, um vendedor está disposto à aceitar um limite mínimo L_{min} elevado, fazendo com que haja uma elevada ocorrência de pagamento de prêmio de risco para ele. Para o comprador, isso significaria aceitar um valor de limite máximo L_{max} baixo, correspondendo a uma maior ocorrência de pagamento de prêmio de bônus.

Na segunda estratégia "risco médio" (*middle risk*, ou MR na tabela 6.7), o agente aceita um nível de risco menor em comparação com a estratégia de "risco elevado". Por fim, na terceira estratégia "risco baixo" (*low risk*, ou LR na tabela 6.7), o agente é avesso ao risco hidrológico e não quer dividir tanto risco quanto nas duas outras estratégias.

Tabela 6.7: Prêmios de risco e de bônus dos contratos de mitigação de risco em (R$/MWh)

Vendedores	Prêmios	Estratégias dos Compradores	Estratégias dos Vendedores		
			HR	MR	LR
Vendedor 1	p^r	HR	70	50	30
		MR	70	50	30
		LR	70	50	30
	p^b	HR	80	80	80
		MR	60	60	60
		LR	30	30	30
Vendedor 2	p^r	HR	70	50	30
		MR	70	50	30
		LR	70	50	30
	p^b	HR	80	80	80
		MR	60	60	60
		LR	30	30	30
Vendedor 3	p^r	HR	70	50	30
		MR	70	50	30
		LR	70	50	30
	p^b	HR	80	80	80
		MR	60	60	60
		LR	30	30	30
Vendedor 4	p^r	HR	70	50	30
		MR	70	50	30
		LR	70	50	30
	p^b	HR	80	80	80
		MR	60	60	60
		LR	30	30	30

Os prêmios de risco $p^r_{v,c}$ e de bônus $p^b_{v,c}$ foram desenhados na tabela 6.7 como se fossem propostos pelos vendedores aos compradores. O valor de cada prêmio proposto pelos agentes depende da estratégia adotada tanto pelo vendedor quanto pelo comprador. Neste primeiro exemplo, consideramos que os prêmios de risco $p^r_{v,c}$

e de bônus $p^b_{v,c}$ oferecidos pelos vendedores sejam os mesmos, ou seja, o comprador vai receber e pagar os mesmos prêmios para qualquer vendedor do mercado, em função da sua estratégia adotada.

Os prêmios de risco $p^r_{v,c}$ oferecidos pelos vendedores na tabela 6.7 mudam de acordo com as estratégias adotadas pelos vendedores e são invariáveis em relação às estratégias dos compradores. Assim, independente da estratégia escolhida pelo comprador, o prêmio de risco $p^r_{v,c}$ oferecido pelo vendedor aumenta conforme o agente aceitar compartilhar mais risco no contrato. A mesma lógica foi adotada para o prêmio de bônus $p^b_{v,c}$ onde, independente da estratégia escolhida pelo vendedor, o valor do prêmio de bônus aumenta conforme o comprador for aceitar mais risco no contrato.

6.1.3 Estratégias dos agentes

As estratégias dos vendedores consistem em oferecer diferentes opções de limite mínimo $L^{v,c}_{min}$ das suas usinas hidrelétricas respectivas a cada comprador do mercado. Já os compradores oferecem aos vendedores diferentes opções de limite máximo $L^{v,c}_{max}$, em função da usina hidrelétrica atrelada a cada vendedor. Com isso, o conjunto de estratégias V_v de cada vendedor se resume a um trio anotado $V_v = \{L^{v,1}_{min} \times L^{v,2}_{min} \times L^{v,3}_{min}\}$, $\forall v \in V$, enquanto o conjunto de estratégias C_c dos compradores consiste em um quádruplo anotado $C_c = \{L^{1,c}_{max} \times L^{2,c}_{max} \times L^{3,c}_{max} \times L^{4,c}_{max}\}$, $\forall c \in C$.

Os limites mínimo e máximo escolhidos para cada usina foram selecionados de tal forma que existe um ponto de equilíbrio onde o pagamento total de risco ao vendedor seja equivalente ao pagamento total de bônus ao comprador no horizonte dos 12 meses simulados (conforme explicado no item 6.1.2), de acordo com a equação 6.3:

$$\sum_{t \in T} \sum_{s \in S} p_s \cdot \left(p^r_{v,c} \cdot r_{1,v,c,t,s} - p^b_{v,c} \cdot b_{2,v,c,t,s} \right) = 0 \tag{6.3}$$

Considerando os cenários de geração das 4 usinas hidrelétricas introduzidos no item 6.1.2 e os prêmios de risco $p^r_{v,c} = 50$ R\$/MWh e de bônus $p^b_{v,c} = 60$ R\$/MWh, identificamos pares de estratégias $\{L_{min} \times L_{max}\}$ de cada usina hidrelétrica que asseguram a paridade no pagamento de prêmio de risco e de bônus. Escolhemos para cada usina hidrelétrica deste mercado 3 pares de limites mínimo e máximo que servem de estratégias para os vendedores e os compradores neste jogo, de acordo com os valores da tabela 6.8:

Tabela 6.8: Valores dos limites mínimo e máximo de geração para cada usina do mercado (MW)

Usinas	Estratégias dos Agentes	L_{min}	L_{max}
Ferreira Gomes	HR	107,00	119,74
	MR	95,00	129,85
	LR	85,00	137,81
Foz do Rio Claro	HR	39,00	42,95
	MR	34,99	47,01
	LR	30,00	51,86
Queluz	HR	13,00	16,79
	MR	11,00	18,80
	LR	9,00	21,09
Ijuí	HR	33,00	39,09
	MR	27,00	44,21
	LR	22,00	48,28

A partir dos dados disponíveis na tabela 6.8, definimos as estratégias escolhidas pelos agentes. Suponhamos que cada agente possua 3 conjuntos de estratégias diferentes, ou seja, que cada vendedor possua 3 trio de estratégias $V_v = \{L_{min}^{v,1} \times L_{min}^{v,2} \times L_{min}^{v,3}\}$ e que cada comprador possua 3 quádruplo de estratégias $C_c = \{L_{max}^{1,c} \times L_{max}^{2,c} \times L_{max}^{3,c} \times L_{max}^{4,c}\}$. As tabelas 6.9 e 6.10 ilustram as 3 estratégias escolhidas para cada agente do mercado:

Tabela 6.9: Estratégias dos vendedores

Vendedores	Estratégia	Alvo da Estratégia		
		Comprador 1	Comprador 2	Comprador 3
Vendedor 1	1	LR	LR	LR
	2	MR	MR	MR
	3	HR	HR	HR
Vendedor 2	1	LR	LR	LR
	2	MR	MR	MR
	3	HR	HR	HR
Vendedor 3	1	LR	LR	LR
	2	MR	MR	MR
	3	HR	HR	HR
Vendedor 4	1	LR	LR	LR
	2	MR	MR	MR
	3	HR	HR	HR

Tabela 6.10: Estratégias dos compradores

Compradores	Estratégia	Alvo da Estratégia			
		Vendedor 1	Vendedor 2	Vendedor 3	Vendedor 4
Comprador 1	1	LR	LR	LR	LR
	2	MR	MR	MR	MR
	3	HR	HR	HR	HR
Comprador 2	1	LR	LR	LR	LR
	2	MR	MR	MR	MR
	3	HR	HR	HR	HR
Comprador 3	1	LR	LR	LR	LR
	2	MR	MR	MR	MR
	3	HR	HR	HR	HR

Neste primeiro exemplo, decidimos ordenar as estratégias do menor nível de risco "LR" até o maior nível de risco "HR", considerando que cada agente, dentro de um mesmo conjunto de estratégias, compartilha o mesmo nível de risco com todas as contrapartes do mercado. As estratégias de risco são idênticas entre os agentes. Assim, a primeira estratégia de cada agente vendedor consiste em compartilhar um nível de risco baixo com todos os compradores do mercado, enquanto a segunda estratégia busca mitigar um risco hidrológico médio e a terceira estratégia divide o maior nível de risco com as contrapartes. Isso significa que, se o vendedor 1 quiser compartilhar um risco hidrológico baixo "LR" com os compradores, então temos, de acordo com os valores dos limites indicados na tabela 6.11:

$$V_1 = \begin{pmatrix} L_{min}^{1,1} \\ L_{min}^{1,2} \\ L_{min}^{1,3} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} LR \\ LR \\ LR \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 85,00 \\ 85,00 \\ 85,00 \end{pmatrix} \tag{6.4}$$

Da mesma forma, se o comprador 1 quiser compartilhar um risco hidrológico médio "MR" com os vendedores, conforme à sua segunda estratégia no jogo, então temos, de acordo com os valores dos limites indicados na tabela 6.11:

$$C_1 = \begin{pmatrix} L_{max}^{1,1} \\ L_{max}^{2,1} \\ L_{max}^{3,1} \\ L_{max}^{4,1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} MR \\ MR \\ MR \\ MR \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 129,85 \\ 47,01 \\ 18,80 \\ 44,21 \end{pmatrix} \tag{6.5}$$

Essas estratégias constituem o último dado de entrada deste modelo de mercado.

6.1.4 Representação matricial do jogo

Seja $\langle\{V_1, ..., V_4, C_1, ..., C_3\}, \{\prod_{i=1}^{4} V_i \times \prod_{j=1}^{3} C_j\}, \{R_1, ..., R_4, F_1, ..., F_3\}\rangle$ a forma normal de um jogo não cooperativo entre os vendedores (V_1, V_2, V_3, V_4) e os compradores (C_1, C_2, C_3), simulando um modelo de mercado onde os agentes negociam contratos de mitigação de risco hidrológico de forma bilateral, de acordo com os perfis de risco de cada agente. Consideramos que este jogo não cooperativo seja um jogo estático, de informação completa e com estratégias mistas.

Neste mercado, cada vendedor entrega aos compradores os volumes de energia acordados na tabela 6.5 da sua usina hidrelétrica e possui 3 conjuntos de estratégias de limite mínimo $V_v = \{L_{min}^{v,1} \times L_{min}^{v,2} \times L_{min}^{v,3}\}$ (de acordo com os dados da tabela 6.9), enquanto os compradores compram a energia dos vendedores em função de 3 conjuntos de estratégias de limite máximo $C_c = \{L_{max}^{1,c} \times L_{max}^{2,c} \times L_{max}^{3,c} \times L_{max}^{4,c}\}$ (de acordo com os dados da tabela 6.10).

Lembramos que as funções utilidade dos vendedores correspondem às suas receitas R_v, descritas na equação 6.1, enquanto as funções utilidade dos compradores correspondem às suas faturas mensais F_c, ilustradas pela equação 6.2. Apesar da soma das receitas R_v e das faturas F_c não serem iguais a zero, dado que apenas os vendedores pagam sua exposição no mercado de curto prazo, este modelo de mercado se enquadra em um jogo de soma zero, conforme descrito no item 5.1.5. De fato, o ganho dos vendedores no contrato de risco corresponde a uma perda equivalente para os compradores e vice-versa. A matriz 6.11 ilustra a representação matricial da forma normal deste mercado de mitigação de risco hidrológico:

Tabela 6.11: Representação do modelo de mercado com 7 jogadores

				$\begin{pmatrix} L_{max}^{1,3} & L_{max}^{2,3} & L_{max}^{3,3} & L_{max}^{4,3} \end{pmatrix}$	$\cdots$	$\rightarrow$	C_3
				$\begin{pmatrix} L_{max}^{1,2} & L_{max}^{2,2} & L_{max}^{3,2} & L_{max}^{4,2} \end{pmatrix}$	$\cdots$	$\rightarrow$	C_2
				$\begin{pmatrix} L_{max}^{1,1} & L_{max}^{2,1} & L_{max}^{3,1} & L_{max}^{4,1} \end{pmatrix}$	$\cdots$	$\rightarrow$	C_1
$\begin{pmatrix} L_{min}^{4,1} \\ L_{min}^{4,2} \\ L_{min}^{4,3} \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} L_{min}^{3,1} \\ L_{min}^{3,2} \\ L_{min}^{3,3} \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} L_{min}^{2,1} \\ L_{min}^{2,2} \\ L_{min}^{2,3} \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} L_{min}^{1,1} \\ L_{min}^{1,2} \\ L_{min}^{1,3} \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} R_1 \; R_2 \; R_3 \; R_4 \\ F_1 \; F_2 \; F_3 \end{pmatrix}$	$\cdots$		
$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$	$\cdots$		
$\downarrow$	$\downarrow$	$\downarrow$	$\downarrow$				
V_4	V_3	V_2	V_1				

A matriz 6.11 enumera todas as possibilidades de receitas R_v dos 4 vendedores e de faturas mensais F_c dos 3 compradores em função das possíveis combinações de conjunto de estratégias dos agentes. As cédulas da matriz representam o retorno de cada jogador em função:

- De todas as combinações dos conjuntos de estratégias C_c dos compradores, que delimitam as colunas da matriz e;
- De todas as combinações dos conjuntos de estratégias V_v dos vendedores, que delimitam as linhas da matriz.

Considerando que cada agente possui 3 conjuntos de estratégias neste jogo, a matriz 6.11 possui então 2187 cédulas, correspondendo à combinação de todas as possibilidades.

6.1.5 Equilíbrio do jogo

A solução ótima do modelo de mercado simulado neste item foi obtida utilizando o software GAMBIT, que consiste em uma biblioteca *open-source* desenvolvida por [89] para resolver problemas computacionais da teoria dos jogos. Mais especificamente, as técnicas de computação utilizadas para resolver este problema se baseiam nos trabalhos de [90], [91], [92] e [93]. Assim como detalhado de maneira simplificada no item 5.2, o GAMBIT procura os equilíbrios de Nash deste jogo, ou seja, seleciona as estratégias ótimas de cada agente deste mercado para que nenhum dos jogadores tenha incentivo em sair da sua estratégia ótima. A tabela 6.12 sintetiza os equilíbrios de Nash deste jogo, assim como os retornos de cada agente.

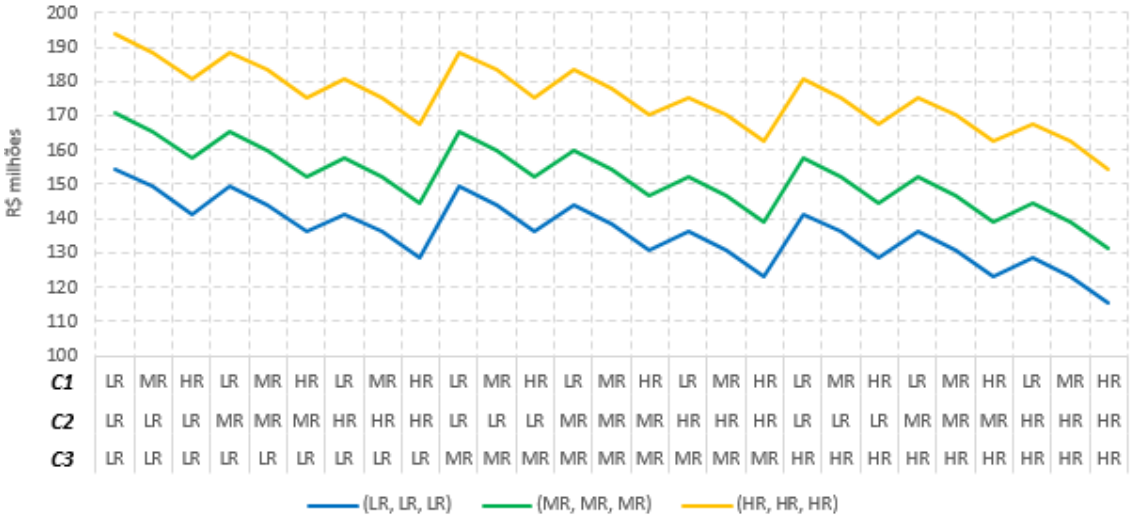
Tabela 6.12: Resultados do primeiro modelo de mercado com estratégias sobre os limites

		V1	V2	V3	V4	C1	C2	C3
Probabilidades Estratégias Ótimas	1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	3	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Retornos (R$ mi)	Convencional	154,59	45,75	20,32	48,52	66,96	107,14	80,35
	Risco	154,59	45,75	20,32	48,52	66,96	107,14	80,35
	Diferenças (%)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Exposição MCP (R$ mi)	Convencional	55,66	20,45	3,47	7,17			
	Risco	1,90	8,32	1,60	2,87			
	Diferenças (%)	$-96,58$	$-59,33$	$-53,84$	$-60,00$			

De acordo com as informações da tabela 6.12, este mercado possui um único equilíbrio de Nash de estratégias puras. Mais especificamente, todos os agentes escolheram a estratégia de risco elevado "HR", que corresponde à terceira estratégia dos jogadores nas tabelas 6.9 e 6.10. Isso significa que, em função dos parâmetros que foram colocados na entrada do modelo, a melhor estratégia para os vendedores e os compradores consiste em compartilhar com suas contrapartes o maior nível de risco hidrológico no mercado.

Para entender melhor as razões que levaram o modelo a retornar este ponto de equilíbrio de estratégias puras, é preciso olhar com cuidado a distribuição dos retornos de cada agente em função das estratégias das suas contrapartes. Assim, na figura 6.3, ilustramos as 3 distribuições das receitas do vendedor 1 (de acordo com seus 3 conjuntos de estratégias), em função das estratégias dos 3 compradores C_1, C_2 e C_3.

Figura 6.3: Distribuição de receitas do vendedor 1 em função das estratégias dos compradores. Fonte: Elaboração Própria



Nesta figura, o valor das receitas do vendedor 1 é função das estratégias adotadas pelos 3 compradores. Assim, se espera que, quanto maior o nível de risco aceito pelo comprador, menor seja o valor do limite máximo de geração. Com isso, o baixo nível de limite máximo de geração implica em uma maior frequência de pagamento do prêmio de bônus ao comprador, o que acaba impactando negativamente a receita do vendedor. Constatamos na figura 6.3 que um aumento dos níveis de risco hidrológicos aceitos pelos compradores coincide com uma diminuição na receita do vendedor 1.

Um segundo ponto importante a ser destacado é que os 3 conjuntos de estratégias do vendedor 1 traçados no gráfico 6.3 possuem distribuições com perfis parecidos mais com valores distintos, sendo que a distribuição de receitas do conjunto de estratégias 1 (baixo risco) fica abaixo da distribuição de receitas do conjunto de estratégias 2 (risco médio), que por sua vez permanece abaixo da distribuição de receitas do conjunto de estratégias 3 (risco elevado). Sendo assim, o conjunto de estratégias de risco elevado "HR" domina os dois outros conjunto de estratégias.

Isso era de se esperar, pois uma estratégia de risco elevado significa maior ocorrência de pagamento de prêmio de risco para o vendedor. Além disso, a tabela 6.7 nos indica que o prêmio de risco na configuração "HR" é maior que nas

duas outras configurações. Em outras palavras, quanto maior o compartilhamento de risco hidrológico, maior a ocorrência de pagamento deste prêmio e maior fica o valor do prêmio. Consequentemente, a estratégia de maior compartilhamento de risco domina as ações do vendedor 1, que vai escolher essa estratégia independentemente das estratégias adotadas pelas suas contrapartes. Sendo que adotamos neste exemplo os mesmos valores dos prêmios de risco e as mesmas estratégias para todos os vendedores do mercado, os vendedores do mercado vão seguir o mesmo comportamento que o vendedor 1.

Do lado dos compradores, avaliamos a distribuição dos custos do comprador 1 na figura 6.4 considerando os 3 conjuntos de estratégias deste agente que são avaliados em função das estratégias dos vendedores V_1, V_2, V_3 e V_4.

Figura 6.4: Distribuição dos custos do comprador 1 em função das estratégias dos vendedores. Fonte: Elaboração Própria

Os custos contratuais dos compradores seguem as 3 estratégias escolhidas por esses agentes e também são função dos prêmios fixados bilateralmente com os vendedores. Considerando que este jogo seja de informação completa, conseguimos avaliar todas as combinações de estratégias dos vendedores e qual seria a posição dos compradores em relação a essas estratégias. Primeiro, percebemos que, de forma simétrica ao que acontece no caso dos vendedores, quanto mais risco os vendedores compartilham com o comprador 1, maior fica o custo do contrato para este agente. Por exemplo, se os 4 vendedores escolherem compartilhar pouco risco (LR) com o comprador 1, o custo do contrato do comprador 1 no conjunto de estratégias $\{HR \times HR \times HR \times HR\}$ fica em R$ $48,44$ milhões. Agora, se os vendedores escolherem compartilhar um risco médio (MR) com o comprador 1, o custo do contrato do comprador 1 sobe para R$ $55,59$ milhões (considerando a mesma estratégia de risco elevado), traduzindo um aumento de $14,76$ % em relação ao custo anterior.

De forma semelhante ao que foi percebido no caso dos vendedores, as estratégias

do comprador 1 são dominadas pela estratégia de risco elevado, ou "HR". Este conjunto de estratégias é aquele que proporciona sempre ao comprador o menor custo entre os 3 conjuntos de estratégias. Isso se dá porque, independentemente das estratégias escolhidas pelos vendedores, quando o comprador for compartilhar mais risco com suas contrapartes ele terá maior ocorrência de pagamento de prêmio de bônus e o valor do prêmio será maior, de acordo com os dados da tabela 6.7. Assim, a melhor estratégia do comprador 1 neste jogo será sempre escolher o conjunto $\{HR \times HR \times HR \times HR\}$, independentemente das decisões tomadas pelos vendedores. Essa estratégia se replica para os outros compradores, pois todos os consumidores adotaram as mesmas estratégias e conseguem os mesmos prêmios no mercado.

Em suma, o mercado que foi desenhado neste primeiro exemplo busca o maior compartilhamento possível de risco hidrológico entre os agentes, atribuindo os maiores incentivos para os agentes que resolverem adotar estratégias de maior risco. Isso faz com que essas estratégias de risco elevado se tornem dominantes no mercado e que o equilíbrio do jogo seja de estratégias puras, onde cada agente adota um conjunto de estratégias de risco elevado "HR".

Uma vez que todos os agentes do mercado adotaram uma posição de maior mitigação de risco hidrológico, os agentes vão compartilhar entre si apenas estratégias de risco elevado. Por exemplo, o vendedor 1 vai conseguir negociar um limite mínimo $L^{1,1}_{min} = 107,00$ MWm com o comprador 1, que por sua vez vai negociar um limite máximo $L^{1,1}_{max} = 119,74$ MWm com este mesmo vendedor, conforme indicado na tabela 6.7. Isso faz com que o pagamento total esperado de prêmio de risco e de prêmio de bônus se iguale, ou seja, os agentes conseguem mitigar o risco climatológico nos momentos de estresse hidrológico e ainda tem previsão de recuperar seu prêmio no longo prazo. Por isso, os valores dos retornos dos agentes indicados na tabela 6.12 mostraram que os retornos esperados para os contratos de risco firmados entre os agentes se igualam aos retornos esperados para contratos convencionais, pois se todos os agentes adotarem estratégias de mitigação de risco elevado "HR", então os prêmios vão se igualando no longo prazo, sem impactos sobre as receitas dos vendedores e os custos dos consumidores.

Por fim, avaliamos os níveis de redução das exposições no mercado de curto prazo (ou MCP) com a integração dos contratos de mitigação de risco no mercado (se fala em exposição quando o nível de geração da usina estiver abaixo do volume vendido pelo agente no mercado). De acordo com os dados da tabela 6.12, os prêmios de risco e a s estratégias adotadas pelos vendedores fazem com que a maior parte dos volumes expostos no MCP sejam mitigados pelo mecanismo de mitigação de risco hidrológico. Por exemplo, o vendedor 1 espera reduzir sua exposição ao MCP em torno de 96,58%, passando de uma exposição de R$ 55,66 milhões para cerca de R$ 1,90 milhões. Por sua vez, o vendedor 3 espera uma redução da exposição menor que

o vendedor 1, em torno de 53,84%. Essa diferença se explica pela menor ocorrência de pagamentos de prêmios de risco ao agente, já que os valores dos prêmios são todos iguais no mercado. Espera-se que, dentro de um mercado dinâmico, o vendedor 3 mude os valores dos seus prêmios para conseguir uma maior mitigação de risco no mercado.

6.1.6 Modelo alternativo considerando estratégias sobre os prêmios

O modelo desenvolvido ao longo desta seção foi elaborado considerando os prêmios de risco e de bônus como parâmetros de entrada, enquanto os limites mínimo e máximo foram tratados como as estratégias respectivas dos vendedores e dos compradores. Isso significa que na prática, com base nos prêmios oferecidos pelos vendedores, os compradores e os vendedores negociariam no contrato os limites de geração que ativam esses prêmios. Essa negociação de limites parece a priori complicada para alguns agentes do mercado, mais familiarizados com os preços vigentes no mercado do que com o perfil de geração das usinas hidrelétricas. Pode se questionar então se pelo menos uma parte dos agentes assumiria o risco de escolher um limite de geração que foge do seu escopo de competência.

Uma alternativa ao modelo de mercado consiste então em montar estratégias sobre os prêmios e colocar os limites de geração como parâmetros de entrada. Inserimos os parâmetros de limites mínimo e máximo propostos pelos vendedores aos compradores na tabela 6.13, seguindo os limites que foram definidos nas estratégias da tabela 6.8.

Tabela 6.13: Limites mínimo e máximo de geração dos contratos de mitigação de risco em (MWm)

Vendedores	Limites	Estratégias dos Compradores	Estratégias dos Vendedores		
			HR	MR	LR
Vendedor 1	$L^{1,c}_{min}$	HR	107,00	95,00	85,00
		MR	107,00	95,00	85,00
		LR	107,00	95,00	85,00
	$L^{1,c}_{max}$	HR	119,74	119,74	119,74
		MR	129,85	129,85	129,85
		LR	137,81	137,81	137,81
Vendedor 2	$L^{2,c}_{min}$	HR	39,00	34,99	30,00
		MR	39,00	34,99	30,00
		LR	39,00	34,99	30,00
	$L^{2,c}_{max}$	HR	42,95	42,95	42,95
		MR	47,01	47,01	47,01
		LR	51,86	51,86	51,86
Vendedor 3	$L^{3,c}_{min}$	HR	13,00	11,00	9,00
		MR	13,00	11,00	9,00
		LR	13,00	11,00	9,00
	$L^{3,c}_{max}$	HR	16,79	16,79	16,79
		MR	18,80	18,80	18,80
		LR	21,09	21,09	21,09
Vendedor 41	$L^{4,c}_{min}$	HR	33,00	27,00	22,00
		MR	33,00	27,00	22,00
		LR	33,00	27,00	22,00
	$L^{4,c}_{max}$	HR	39,09	39,09	39,09
		MR	44,21	44,21	44,21
		LR	48,28	48,28	48,28

Conforme indicado na tabela 6.13, os limites mínimo de geração mudam de acordo com as estratégias dos vendedores apenas, independente das estratégias adotadas pelos compradores. O mesmo se verifica para os limites máximo de geração, que mudam em função das estratégias dos compradores. Em seguida, definimos os valores dos prêmios nas estratégias dos agentes na tabela 6.14.

Tabela 6.14: Valores dos prêmios de risco e de bônus (R$/MWh)

Agentes	Prêmios	Estratégias		
		HR	MR	LR
Vendedores	p^r	70,00	50,00	29,00
Compradores	p^b	84,00	60,00	35,00

As estratégias dos agentes seguem as mesmas definidas nas tabelas 6.9 e 6.10, atribuindo os valores definidos na tabela 6.14. Com isso, calculamos as estratégias ótimas associadas à essa configuração do jogo no programa GAMBIT, que nos retorna à mesma solução que aquela obtida na tabela 6.12. Conseguimos portanto

substituir limites e prêmios nos parâmetros do modelo, para dar mais flexibilidade aos agentes na hora de elaborar suas estratégias de mitigação de risco hidrológico.

6.2 Diversificação de riscos e seus impactos sobre o equilíbrio de mercado

Elaboramos neste item uma segunda simulação onde as estratégias dos agentes são individuais e os parâmetros de prêmios de risco e de bônus mudam de acordo com os critérios previamente fixados pelos vendedores. Consideramos que os cenários de geração e de PLD, as probabilidades atreladas a cada cenário, os volumes e os preços negociados entre os agentes continuam idênticos aos dados divulgados ao longo do item 6.1.

6.2.1 Prêmios de risco e de bônus

Os prêmios de risco $p^r_{v,c}$ e de bônus $p^b_{v,c}$ dessa segunda simulação se encontram na tabela 6.15 e mudam de acordo com os critérios definidos por cada vendedor. Os parâmetros diferem entre os vendedores e proporcionam incentivos variados aos agentes do mercado.

Tabela 6.15: Prêmios de risco e de bônus dos contratos de mitigação de risco em (R$/MWh)

Vendedores	Prêmios	Estratégias dos Compradores	Estratégias dos Vendedores		
			HR	MR	LR
Vendedor 1	p^r	HR	50	80	70
		MR	40	70	80
		LR	30	60	90
	p^b	HR	30	60	60
		MR	40	80	60
		LR	80	90	60
Vendedor 2	p^r	HR	50	80	90
		MR	40	70	100
		LR	30	60	110
	p^b	HR	40	60	60
		MR	60	80	60
		LR	100	90	60
Vendedor 3	p^r	HR	17,5	45	50
		MR	27	45	55
		LR	29	45	60
	p^b	HR	126	90	108
		MR	144	126	108
		LR	162	144	108
Vendedor 4	p^r	HR	21	54	60
		MR	15	48	66
		LR	9	42	72
	p^b	HR	75	82,5	90
		MR	90	112,5	90
		LR	135	127,5	90

Neste segundo exemplo, os prêmios seguem as preferências de cada vendedor do mercado. Por exemplo, o vendedor 1 propõe uma matriz de prêmios de risco $p^r_{v,c}$ que depende das suas estratégias de risco e das estratégias dos compradores. Assim, dentro de uma negociação contratual de mitigação de risco, se os dois agentes escolherem compartilhar entre eles um risco elevado "HR", o prêmio de risco $p^r_{1,c}$ se estabelece no contrato em 50 R$/MWh. Agora, se ambos os agentes resolverem compartilhar um nível de risco baixo "LR", o prêmio de risco $p^r_{1,c}$ fica em 90 R$/MWh. Seguindo o mesmo raciocínio, o vendedor 1 estabelece prêmios de bônus que mudam de acordo com as estratégias adotadas pelos agentes. A ideia aqui é incentivar tanto o agente que procure compartilhar mais risco no seu contrato, quanto aquele agente mais conservador que não procura se arriscar tanto no mercado.

Os prêmios atribuídos aos vendedores 3 e 4 foram desenhados para serem mais atrativos para os compradores de energia. Na prática, pensamos em um mercado aberto, com bastante liquidez, onde os agentes procuram as melhores oportunidades no mercado. Com esses incentivos, os vendedores buscam seu espaço no mercado e conquistar mais compradores para compartilhar seu risco climatológico. Essa

otimização de venda de energia foi simplificada neste estudo, pois os volumes negociados entre compradores e vendedores foram parametrizados na tabela 6.5. Avaliamos os resultados desses incentivos mais favoráveis aos compradores nos próximos parágrafos.

6.2.2 Estratégias dos agentes

Em um segundo momento, olhamos para os 3 conjuntos de estratégias adotados pelos agentes. Por um lado, suponhamos que as estratégias adotadas pelos vendedores não tenham mudado em relação ao exemplo anterior e seguem os parâmetros definidos na tabela 6.9. Por outro lado, estimamos que os compradores adotem estratégias individuais e que essas estratégias não sejam uniformes com suas contrapartes, conforme indicado na tabela 6.16.

Tabela 6.16: Estratégias dos compradores

Compradores	Estratégia	Alvo da Estratégia			
		Vendedor 1	Vendedor 2	Vendedor 3	Vendedor 4
Comprador 1	1	LR	LR	LR	LR
	2	LR	LR	MR	MR
	3	LR	MR	MR	HR
Comprador 2	1	MR	LR	LR	LR
	2	HR	MR	MR	LR
	3	HR	HR	MR	MR
Comprador 3	1	HR	MR	MR	LR
	2	HR	HR	MR	LR
	3	HR	HR	HR	HR

O conjunto de estratégias adotado pelos compradores na tabela 6.16 tenta capturar a ideia que os agentes no mercado possam querer diversificar seu risco, de acordo com os critérios definidos internamente pelos agentes. Por exemplo, suponhamos que o comprador 1 seja um agente com perfil mais avesso ao risco climatológico. Este jogador não vai querer compartilhar muito risco hidrológico com os vendedores, portanto seu primeiro conjunto de estratégias é de baixo risco "LR" com todos os vendedores do mercado. As duas outras estratégias já aceitam um pouco mais de risco com uma parte dos vendedores, assim na terceira estratégia o comprador aceita um risco médio "MR" com os vendedores 2 e 3 e um risco elevado "HR" com o vendedor 4. Em seguida, suponhamos que o comprador 2 seja um agente mais neutro ao risco climatológico e o comprador 3 um agente mais propenso à tomada de riscos.

6.2.3 Equilíbrio de Nash com estratégias mistas

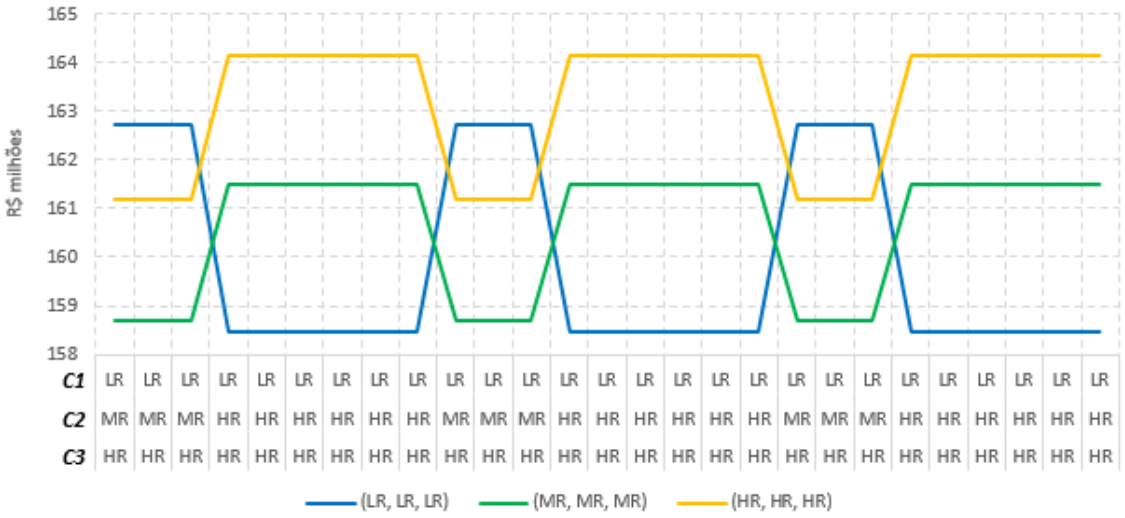
A solução ótima dessa segunda simulação calculada pelo programa GAMBIT se encontra na tabela 6.17.

Tabela 6.17: Resultados do segundo modelo de mercado com estratégias sobre os limites

		V1	V2	V3	V4	C1	C2	C3
Probabilidades Estratégias Ótimas	1	0,44	0,00	0,00	0,00	0,00	0,79	0,00
	2	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00	0,21	0,00
	3	0,56	1,00	0,00	1,00	1,00	0,00	1,00
Retornos (R$ mi)	Convencional	154,59	45,75	20,32	48,52	66,96	107,14	80,35
	Risco	161,82	47,87	19,59	47,00	67,24	111,34	82,96
	Diferenças (%)	4,68	2,44	$-3,65$	$-3,15$	0,42	2,99	3,24
Exposição MCP (R$ mi)	Convencional	55,66	20,45	3,47	7,17			
	Risco	21,00	13,40	2,93	6,13			
	Diferenças (%)	$-62,27$	$-34,48$	$-15,55$	$-14,51$			

Primeiro, a nova configuração dos prêmios e as mudanças nas estratégias dos compradores impactaram o equilíbrio do jogo, que deixou de ser um jogo de estratégias puras e se tornou um jogo de estratégias mistas. Em outras palavras, alguns dos agentes não vão mais escolher apenas uma das 3 estratégias, mas ter uma distribuição probabilística sobre essas estratégias. Por exemplo, o vendedor 1 deixou de escolher a estratégia de compartilhamento de risco elevado "HR" e passa a escolher nessa simulação entre a estratégia de risco baixo "LR" (com uma probabilidade associada de 0,44) e a estratégia de risco elevado "HR" (cuja probabilidade associada ficou em 0,56). A estratégia de risco médio "MR" continua não sendo uma opção viável para o vendedor 1 neste jogo. A figura 6.5 ilustra a distribuição de receitas do vendedor 1 neste jogo.

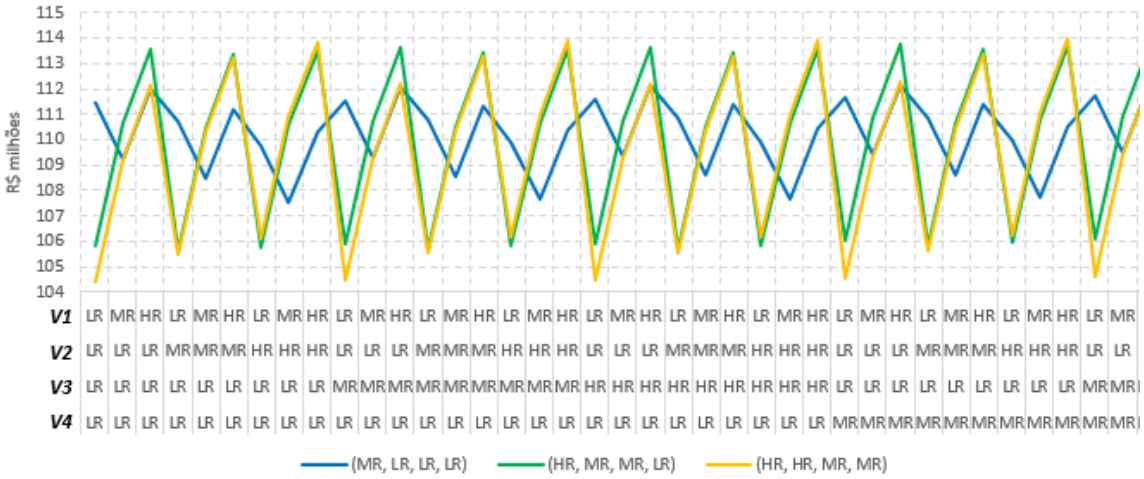
Figura 6.5: Distribuição de receitas do vendedor 1 em função das estratégias dos compradores. Fonte: Elaboração Própria



Este gráfico mostra a evolução da distribuição das receitas do vendedor 1 em relação ao exemplo precedente e evidencia que não há mais nenhuma estratégia dominante neste jogo. Em função das estratégias dos compradores de energia, tanto a estratégia de alto risco "HR" quanto a estratégia de baixo risco "LR" podem proporcionar os melhores retornos ao vendedor 1, de acordo com o gráfico 6.5. Por sua vez, a estratégia de risco médio continua dominada em qualquer posição do jogo, seja pela estratégia "HR", seja pela estratégia "LR" ou mesmo pelas duas ao mesmo tempo. Isso explica os resultados para este agente na tabela 6.17. Distribuições de receitas parecidas se encontram também para os outros vendedores do mercado, mas no caso desses agentes as estratégias dos demais jogadores faz com que a melhor estratégia a seguir seja uma estratégia pura de risco médio "MR" para o vendedor 3 e de risco elevado "HR" para os vendedores 2 e 4.

Em seguida, avaliamos a distribuição dos custos do comprador 2 na figura 6.6, em função das estratégias dos vendedores V_1, V_2, V_3 e V_4.

Figura 6.6: Distribuição dos custos do comprador 2 em função das estratégias dos vendedores. Fonte: Elaboração Própria



De forma similar ao que foi comentado sobre a distribuição de receitas do vendedor 1, percebemos neste exemplo que não há mais nenhuma estratégia dominante no jogo do comprador 2. As estratégias nº 1, 2 e 3 se encontram sucessivamente em posições de menor custo para o comprador, de acordo com as estratégias dos vendedores que negociaram com este agente. Apesar da estratégia nº 3 se encontrar em posição de menor custo para o comprador 2 em algumas posições dos vendedores, constatamos que essa estratégia não é selecionada pelo agente no equilíbrio do jogo, conforme indicado pelas probabilidades das estratégias ótimas na tabela 6.17. De fato, quando o jogador escolher o conjunto de estratégias nº 3 os outros agentes do mercado devem mudar a posição do jogo para outras estratégias mais interessantes para eles, fazendo com que essa estratégia nunca se encontra como uma estratégia do equilíbrio de Nash deste jogo. O comprador 2 escolhe então uma estratégia mista entre as estratégias 1 e 2.

Essa segunda simulação mostra as mudanças nos equilíbrios do jogo de acordo com as alterações nas estratégias dos compradores e na evolução da atribuição dos prêmios. O jogo passou a ser de estratégias mistas, atribuindo probabilidades entre as estratégias para alguns jogadores do mercado, enquanto outros agentes mudaram sua estratégia pura em relação aos resultados da primeira simulação. Nesta configuração específica, percebemos que a tendência do jogo é de diversificação entre os 3 tipos de estratégias disponíveis, pois cada uma dessas opções foi escolhida pelo menos uma vez no jogo.

No equilíbrio de Nash, os retornos foram favoráveis aos vendedores, que conseguiram um aumento de 2,26% das suas receitas em relação às receitas de um contrato convencional (sem mitigação de risco), o que representa um aumento total de R$ 6,08 milhões, de acordo com as informações da tabela 6.17. Considerando que este mercado é um jogo de soma zero entre os vendedores e os compradores,

houve transferência desses R$ 6,08 milhões dos compradores para os vendedores. Os aumentos nos ganhos não foram uniformes entre os vendedores, pois dependeram dos parâmetros de prêmios escolhidos por cada um dos agentes. Assim, enquanto o vendedor 1 vislumbra uma receita de R$ 161,82 milhões, correspondendo a um aumento de 4,68% em relação à primeira simulação, os vendedores 3 e 4 enfrentaram perdas de, respectivamente, 3,65% e 3,14% em relação aos resultados da primeira simulação. Conforme apresentamos na tabela 6.15, esses dois vendedores resolveram mudar os incentivos dos contratos de mitigação de risco, entregando maiores benefícios aos consumidores. Dentro de um mercado real, o objetivo desses descontos nos prêmios seria atrair mais consumidores para compartilhar o risco hidrológico e enfrentar melhor os momentos de estresse hidrológico em relação aos seus competidores. Assim, os vendedores 3 e 4 podem ter uma perspectiva de perda no longo prazo em função dos prêmios concedidos aos compradores, mas o maior volume de contratação com mitigação de risco se torna vantajoso nos momentos de estresse hidrológico, com maiores volumes de prêmios de risco para mitigar a exposição no mercado de curto prazo.

Neste sentido, a tabela 6.17 traz resultados importantes sobre a redução das exposições dos agentes no MCP. Enquanto as exposições esperadas no MCP para o vendedor 1 dentro de um contrato convencional se somam em R$ 55,66 milhões, o contrato resultante do equilíbrio de Nash diminui este volume exposto para R$ 21,00 milhões, ou seja, o contrato de mitigação de risco hidrológico participou na redução de 62,27% das exposições no MCP para o vendedor 1. Em compensação, o vendedor vai desembolsar um grande volume de prêmio de bônus aos seus compradores quando seu nível de geração ultrapassar os limites máximos fixados bilateralmente com cada comprador. Por sua vez, o vendedor 4 se beneficia de uma redução menos expressiva de exposição no MCP, em torno de 14,51%, em função dos menores valores de prêmio de risco cobrado por este agente dentro do seu contrato.

Os compradores esperam um aumento global dos seus custos em relação aos custos de um contrato convencional, de acordo com as estratégias escolhidas por cada um no equilíbrio e em função dos valores dos prêmios acordados com os vendedores. Assim, enquanto o comprador 1 vê seu custo global aumentar de apenas 0,42%, com R$ 67,24 milhões, o comprador 3 espera um aumento bem mais consequente, na faixa de 3,24%, com R$ 82,96 milhões para o ano. Assim, os 3 compradores tiveram um aumento nos seus custos, pois, conforme indicado na tabela 6.5, os maiores volumes de energia negociados pelos compradores foram com o vendedor 1, que teve um aumento significativo das suas receitas. Se fossemos considerar um jogo dinâmico e não estático, com inclusão dos volumes nas variáveis de controle do modelo, poderia haver uma renegociação dos volumes pelos compradores para buscar mais desconto nas suas faturas, com os vendedores 3 e 4 por exemplo.

Essa segunda simulação mostrou de forma sucinta que é possível arquitetar mercados de mitigação de risco que não sejam necessariamente balançados na atribuição dos prêmios entre os agentes. Em função dos perfis de riscos dos jogadores, que buscam diversificação dos riscos no mercado, é possível haver configurações nas quais alguns vendedores esperam ganhos maiores em relação aos seus contratos convencionais, enquanto outros vislumbram perdas. De toda forma, esse contrato podem proporcionar aos seus detentores a possibilidade de mitigar de maneira eficiente o risco hidrológico associado à exposição no MCP, calibrando os incentivos de forma adequada para atrair o maior número de consumidores nesses contratos.

6.3 Modelo de planejamento centralizado para repactuação do risco hidrológico

Introduzimos neste item um modelo de planejamento centralizado para a mitigação do risco hidrológico, seguindo o que está sendo empregado atualmente no mercado brasileiro. As instituições brasileiras definiram um quadro legal para estruturar a mitigação dos riscos financeiros associados à comercialização de energia dos geradores hidráulicos, através dos mecanismos de realocação de energia (ou MRE) e de repactuação do risco hidrológico.

Detalhamos em um primeiro momento o quadro legal vigente, destacando os papeis centrais do governo e do regulador (a ANEEL) neste arranjo. Com isso, elaboramos em seguida um modelo de mitigação de risco hidrológico representando o quadro regulatório adotado no Brasil, enfatizando o papel do governo (que é visto como um orgão de planejamento central) na tomada de decisões dos agentes. Por fim, avaliamos as principais diferenças deste modelo de planejamento centralizado com o modelo de mercado previamente elaborado no item 6.1.

6.3.1 Mecanismo de realocação de energia e caminho para repactuação do risco hidrológico

No Brasil, os agentes geradores de energia hidráulica enfrentam um risco financeiro devido ao caráter estocástico do seu volume produzido frente ao seus compromissos contratuais assumidos com os compradores, conforme já mencionado ao longo deste trabalho. O mecanismo de realocação de energia (ou MRE) foi concebido por [74] e regulamentado por [75] e [76] para que as usinas despachadas de modo centralizado pelo ONS possam compartilhar os riscos financeiros associados à comercialização de energia.

Na prática, este mecanismo de mitigação de risco funciona como um "con-

domínio" onde, se a energia total gerada pelo conjunto das usinas é superior à soma das garantias físicas das mesmas, as usinas que geram acima das suas garantias físicas entregam o excedente gerado às usinas que produziram abaixo das suas garantias físicas, de forma proporcional, conforme [94]. Ao inverso, se a geração total dessas usinas estiver abaixo da sua garantia física total, então os valores de geração de cada usina integrante do mecanismo é rateado entre os agentes através de um fator chamado de *generation scaling factor* (ou GSF). O GSF é o resultado de um cálculo correspondente à razão da geração total das usinas sobre a garantia física total das mesmas. Consideramos I o conjunto de usinas integrantes do MRE e T o conjunto de instantes do horizonte de tempo, o GSF se dá pela seguinte equação:

$$GSF_t = \frac{\sum_{i \in I} G_{i,t}}{\sum_{i \in I} GF_{i,t}}, \ \forall t \in T \tag{6.6}$$

Onde $G_{i,t}$ e $GF_{i,t}$ são, respectivamente, a soma total de geração e a garantia física total das usinas i participantes do MRE no instante t.

Embora este mecanismo ajude a aliviar os riscos associados à comercialização de energia das usinas hidráulicas, ele não é suficiente para eliminar este risco, em particular nos momentos de riscos sistémicos causados por períodos de estiagem prorrogados, de acordo com [95]. Nos mercados com matriz elétrica de base hídrica, os preços do mercado são anti-correlacionados com os valores de geração hidráulicos, ou seja, uma geração hidráulica baixa implica preços de curto prazo elevados. Consequentemente, durante períodos de seca prorrogados os geradores hidrelétricos enfrentam exposições no mercado de curto prazo a preços elevados e o MRE se encontra ineficiente para mitigar este risco. Por exemplo, os geradores hidráulicos enfrentaram riscos sistêmicos em 2001, no ano do último racionamento de energia no Brasil, e principalmente desde 2014 enfrentam momentos de seca severa, com níveis de afluências abaixo de qualquer valor já mensurado no passado.

As consequências financeiras dos episódios de estiagem dos últimos anos foram desastrosos para os geradores hidráulicos, que tiveram prejuízos estimados em R$ 39,7 bilhões apenas para o ano de 2017, conforme levantado por [73]. Essa crise no mercado de energia elétrica levou os agentes a renegociar os termos da mitigação do risco hidrológico através da edição da Lei 13203/2015, que possibilitou a repactuação hidrológico dos geradores para os consumidores. De acordo com [96], a proposta de repactuação valia para os dois ambientes de contratação regulado (ACR) e livre (ACL).

No mercado ACR, o risco hidrológico pode ser transferido aos consumidores através do pagamento pelos geradores de um prêmio de risco. Os consumidores do mercado ACR ainda tem a possibilidade de usufruir das eventuais exposições

positivas no MCP das usinas repactuadas, pois se a geração dessas usinas estiver acima da sua garantia física, os benefícios seriam repassados aos consumidores. No mercado ACL, a solução encontrada pelos legisladores foi diferente, pois não haveria transferência de risco entre as partes, mas uma transferência de proteção (ou *hedge*) via contratação de energia de reserva[40] pelos agentes geradores com pagamento de prêmio de risco, conforme detalhado em [97]. Os geradores não concordaram com a proposta do governo para o mercado ACL e seguem na busca de uma solução para este mercado.

6.3.2 Produtos oferecidos na repactuação do risco hidrológico do mercado ACR

A repactuação do risco hidrológico foi largamente adotada no mercado ACR pelos geradores hidráulicos, que perceberam uma oportunidade de negócios para transferir seu risco climatológico aos consumidores de energia. O modelo proposto por [97] consiste em uma série de produtos oferecidos aos geradores que mudam de acordo com o nível de proteção do risco hidrológico aceito pelos agentes geradores. A cada nível de proteção de risco hidrológico corresponde um valor de prêmio de risco a ser pago pelo gerador. Os produtos de repactuação de risco hidrológico são repartidos em 3 classes de produtos:

- Classe P: o agente gerador escolhe entre 12 produtos de nível de proteção contra o risco hidrológico e mantém seus direitos sobre os ganhos da liquidação de energia secundária, ou seja, compartilha os benefícios com os geradores hidráulicos quando os participantes do MRE geram acima do seu nível de garantia física. Nesta classe de produtos, o gerador fica com o risco da possível revisão da sua garantia física;
- Classe SP: aqui o agente também escolhe entre 12 produtos de prêmios para proteção contra o risco hidrológico, mas transfere ao consumidor os eventuais ganhos de liquidação de energia secundária. Com este benefício cedido aos consumidores, os valores dos prêmios de risco são menores em relação aos valores dos prêmios da Classe P. Nesta classe, o agente ainda fica exposto ao risco de revisão da sua garantia física, e;
- Classe SPR: essa classe possui um único produto que protege integralmente o gerador contra o risco hidrológico e afasta o risco de revisão da sua garantia física. Em contrapartida, o valor do prêmio a ser pago pelo agente corresponde à 10% do valor do preço do contrato repactuado.

A tabela 6.18 apresenta os valores dos prêmios para as 3 classes de produtos

[40] Correspondendo a um mínimo de 5% da garantia física do agente gerador.

apresentados e para cada nível de proteção oferecido. De acordo com [98], esses prêmios são reajustados anualmente pelo índice nacional de preços ao consumidor amplo (ou IPCA).

Tabela 6.18: Produtos para repactuação do risco hidrológico no mercado ACR

Classe	Produto	Risco Agente Gerador (%)	Prêmio (R$/MWh)
Classe P	P100	0	12,75
	P99	1	11,75
	P98	2	10,75
	P97	3	10,00
	P96	4	9,00
	P95	5	8,25
	P94	6	7,50
	P93	7	6,75
	P92	8	6,00
	P91	9	5,50
	P90	10	4,75
	P89	11	4,25
Classe SP	SP100	0	9,50
	SP99	1	8,50
	SP98	2	7,50
	SP97	3	6,50
	SP96	4	5,50
	SP95	5	4,75
	SP94	6	4,00
	SP93	7	3,25
	SP92	8	2,50
	SP91	9	2,00
	SP90	10	1,25
	SP89	11	0,75
Classe SPR	SPR100	0	10% Preço

Assim, no produto P95 por exemplo, o gerador fica com 5% do risco hidrológico, arcando com suas exposições negativas para GSF de até 0,95 e ainda paga um prêmio de risco de 8,25 R$/MWh para o volume de energia repactuado. O consumidor arca com o risco hidrológico para níveis de GSF abaixo de 0,95. Com o produto P95, o agente gerador ainda se beneficia da energia secundária. Agora se o produto escolhido for SP95, o nível de cobertura de risco hidrológico continua o mesmo, o valor do prêmio cai para 4,75 R$/MWh, mas o consumidor fica com os benefícios da energia secundária, quando a geração dos agentes do MRE ultrapassar a garantia física.

6.3.3 Modelo para repactuação de risco hidrológico

Elaboramos neste item um modelo de planejamento centralizado para a mitigação do risco hidrológico, seguindo os princípios regulatórios definidos por [96] e [97] na repactuação do risco hidrológico do mercado ACR. O objetivo é comparar as diferenças entre o modelo de mercado elaborado anteriormente e um modelo de planejamento centralizado, avaliando os benefícios e os custos associados a cada modelo. Diferentemente do modelo de mercado do item 6.1, as opções de repactuação deste modelo são propostas pelo regulador (ANEEL), de acordo com os dados da tabela 6.18 e cada agente aceita uma das opções disponíveis. Aqui não há negociação bilateral entre vendedor e consumidor sobre o nível de risco hidrológico e não há diferenciação de prêmios entre os agentes.

Por um lado os vendedores transferem parte do seu risco hidrológico aos consumidores, os compensando através do pagamento de um prêmio de risco e por outro lado os compradores assumem ou não os eventuais benefícios da energia secundária. Neste modelo centralizado, definimos portanto que os vendedores podem escolher entre 3 níveis de proteção do risco hidrológico dos 12 níveis de proteção que foram apresentados na tabela 6.18. Por outro lado, assumimos que os compradores podem escolher entre compartilhar (produtos da Classe SP) ou não (produtos da Classe P) os benefícios associados à energia secundária, o que acaba impactando no valor do prêmio de risco a receber.

Funções de retorno dos agentes

Escrevemos em um primeiro momento as receitas R_v dos vendedores (onde $v \in V$ é o número do vendedor) assim como os custos F_c dos compradores (onde $c \in C$ é o número do comprador). Seja T um conjunto de instantes do horizonte simulado e S um conjunto de cenários simulados, temos respectivamente:

- Se o $GSF_{t,s} \leq 1$, temos:

$$R_v = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{c \in C} p_s \cdot \left((P_{v,c} - p^r_{v,c}) \cdot Q_{v,c} + \pi_{t,s} \cdot (max(GSF_{t,s}; 1 - f^r_v) \cdot Q_{v,c} - Q_v) \right) \tag{6.7}$$

$$F_c = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{v \in V} p_s \cdot \left((P_{v,c} - p^r_{v,c}) \cdot Q_{v,c} + \pi_{t,s} \cdot [(1 - f^r_v) - GSF_{t,s}]^+ \cdot Q_{v,c} \right) \tag{6.8}$$

- Se o $GSF_{t,s} \geq 1$, temos:

$$R_v = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{c \in C} p_s \cdot \left((P_{v,c} - p^r_{v,c}) \cdot Q_{v,c} + \pi_{t,s} \cdot ((\alpha_{v,c} \cdot min(GSF_{t,s}; 1 + f^r_v) + (1 - \alpha_{v,c}) \cdot GSF_{t,s}) \cdot Q_{v,c} - Q_v) \right) \tag{6.9}$$

$$F_c = \sum_{t \in T} \sum_{s \in S} \sum_{v \in V} p_s \cdot \left((P_{v,c} - p^r_{v,c}) \cdot Q_{v,c} - \pi_{t,s} \cdot \alpha_{v,c} \cdot [GSF_{t,s} - (1 + f^r_v)]^+ \cdot Q_{v,c} \right) \tag{6.10}$$

Onde:

- $GSF_{t,s}$ é o valor do *generation scaling factor* a cada instante $t \in T$ e cada cenário $s \in S$, que corresponde neste caso à soma da geração dos vendedores dividida pela soma dos volumes entregues pelos mesmos no mercado (de acordo com os dados da tabela 6.3);

- $p^r_{v,c}$ é o valor do prêmio de repactuação a ser pago pelo vendedor ao consumidor, em função do nível de proteção contra o risco hidrológico escolhido pelo vendedor e da classe de produto escolhido pelo consumidor (com ou sem o benefício atrelado à energia secundária);

- f^r_v é o nível de proteção escolhido pelo vendedor, de acordo com os valores de risco definidos na tabela 6.18;

- $\alpha_{v,c}$ ativa ($\alpha_{v,c} = 1$) ou não ($\alpha_{v,c} = 0$) o pagamento de bônus do vendedor ao comprador, de acordo com a escolha de cada consumidor neste jogo.

As receitas R_v dos vendedores se dão por um lado pela soma das parcelas fixas $P_{v,c} \cdot Q_{v,c}$ negociadas bilateralmente com cada comprador do mercado, em função do preço e do volume negociado. Devem ser retiradas dessas receitas fixas os prêmios de risco $p^r_{v,c} \cdot Q_{v,c}$, que dependem dos produtos escolhidos por cada vendedor e cada comprador. Assim, o vendedor paga mensalmente um prêmio fixo a cada comprador por transferir parte do seu risco hidrológico.

Por outro lado, as receitas dos vendedores são também impactadas pela liquidação no mercado de curto prazo. Assim, em qualquer instante $t \in T$ e qualquer cenário $s \in S$, se o $GSF_{t,s} \leq 1$, a geração de cada vendedor do mercado é reajustada para se igualar ao valor $GSF_{t,s} \cdot Q_v$, ou seja, os geradores que produzem acima do valor do $GSF_{t,s}$ entregam energia aos vendedores que produziram abaixo deste nível, para garantir uma paridade entre os agentes do MRE frente à exposição no mercado de curto prazo. Considerando que os geradores deste mercado escolheram repactuar seu risco hidrológico com os consumidores, o vendedor aceita um determinado nível de risco hidrológico, identificado pelo termo $(1 - f^r_v) \cdot Q_v$. Se o $GSF_{t,s}$ for abaixo

do limite de risco hidrológico assumido pelo vendedor, a diferença é paga pelo comprador. De forma similar, se o $GSF_{t,s} \geq 1$, a geração dos vendedores vai se adequar ao termo $GSF_{t,s} \cdot Q_v$, para que os geradores tenham a mesma exposição relativa em relação ao mercado de curto prazo. Agora, se o comprador decidiu se beneficiar da energia secundária ($\alpha_{v,c} = 1$), considerando um prêmio de risco $p^r_{v,c}$ menor que no caso onde não compartilha este benefício, o vendedor vai lhe transferir o excedente gerado acima do nível de risco hidrológico $(1 + f^r_v) \cdot Q_v$, proporcionalmente ao volume comprado. Neste caso, o vendedor transfere parte dos benefícios da exposição positiva no mercado de curto prazo ao consumidor.

Para os consumidores, os custos dos contratos de energia F_c são função de uma parcela fixa correspondendo à soma dos custos $P_{v,c} \cdot Q_{v,c}$ negociados bilateralmente com cada vendedor, descontados do prêmio de risco $p^r_{v,c} \cdot Q_{v,c}$ referente à repactuação do risco hidrológico, e de uma parcela variável correspondendo às eventuais exposições no mercado de curto prazo. Quando o valor do $GSF_{t,s}$ estiver abaixo do nível de risco hidrológico aceito pelo vendedor $1 - f^r_v$, o consumidor paga essa diferença proporcionalmente ao volume comprado. Por outro lado, os consumidores que adotarem os benefícios atrelados à energia secundária ainda tem a possibilidade de receber um desconto variável na sua fatura de energia, pois quando o valor do $GSF_{t,s}$ estiver acima do nível de risco máximo aceito pelo gerador $1 + f^r_v$, o consumidor recebe essa diferença em função do volume comprado daquele vendedor.

Parâmetros do jogo e estratégias dos agentes

Os parâmetros de entrada deste jogo dos vendedores (agentes, volumes vendidos, cenários de geração e probabilidades atreladas) dos compradores (volumes comprados), dos cenários de preços no mercado de curto prazo assim como os preços dos contratos firmados entre os agentes continuam os mesmos aos definidos no item 6.1.2.

Agora, consideramos que os vendedores podem escolher entre 3 opções de proteção contra o risco hidrológico em função das opções apresentadas na tabela 6.18: uma proteção total (risco $f^r_v = 0\%$ para o agente gerador), uma proteção de 95% ($f^r_v = 5\%$) e uma proteção de 90% ($f^r_v = 10\%$). Os prêmios atrelados a cada opção são idênticos para todos os vendedores. Por sua vez, o comprador pode escolher entre se beneficiar da energia secundária (produto da classe SP) ou deixar a energia secundária para o gerador para conseguir um maior prêmio de risco (produto da classe P). Os diversos prêmios disponíveis para os agentes neste jogo são resumidos na tabela 6.19.

Tabela 6.19: Opções de prêmios de risco para o modelo centralizado de repactuação do risco hidrológico

Estratégias	Estratégias dos Vendedores		
dos Compradores	f^0	f^5	f^{10}
Classe P	12,75	8,25	4,75
Classe SP	9,50	4,75	1,25

Assim, a estratégia de cada vendedor consiste em escolher uma das 3 opções de proteção do risco hidrológico propostas neste jogo: f^0, f^5 ou f^{10}. Por sua vez o comprador pode escolher entre a classe de produto SP (benefício da energia secundária) e a classe de produto P (sem benefício da energia secundária). Com isso, o vendedor paga o mesmo valor de prêmio de risco $p^r_{v,c}$ aos compradores, em função da classe de produto escolhido por este.

6.3.4 Equilíbrio do modelo centralizado

A solução ótima dessa simulação calculada pelo programa GAMBIT se encontra na tabela 6.20.

Tabela 6.20: Resultados do modelo centralizado

	V	C	V1	V2	V3	V4	C1	C2	C3
Probabilidades Estratégias Ótimas	f^0	P	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	f^5	SP	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00	1,00	1,00
	f^{10}		1,00	1,00	1,00	1,00			
Retornos (R$ mi)	Convencional		154,59	45,75	20,32	48,52	66,96	107,14	80,35
	MRE Repactuado		133,08	53,23	19,96	46,58	62,66	100,26	75,19
	Diferenças (%)		$-13,91$	16,35	$-1,77$	$-3,99$	$-6,42$	$-6,42$	$-6,42$
Exposição MCP (R$ mi)	Convencional		55,66	20,45	3,47	7,17			
	MRE Repactuado		10,20	4,08	1,53	3,57			
	Diferenças (%)		$-81,67$	$-80,05$	$-55,91$	$-50,21$			

O equilíbrio deste modelo centralizado se dá por uma combinação de estratégias puras: os vendedores escolhem a estratégia de menor repactuação de risco hidrológico f_{10}, ou seja, assumem 10% do risco hidrológico (transferindo o restante para os compradores), enquanto os compradores escolhem a estratégia SP, se beneficiando da energia secundária, quando o valor do GSF estiver acima do valor $1+f_{10}$ escolhido pelos vendedores no ponto ótimo. Com isso, considerando os dados e as premissas previamente mencionados, os agentes vendedores procuram limitar a transferência de risco hidrológico aos compradores, que por sua vez buscam o excedente de energia secundária para se beneficiar dos momentos de melhor hidrologia e ter um desconto na sua fatura.

No equilíbrio deste jogo, a repactuação do risco hidrológico impactou negativamente a receita dos vendedores de maneira significativa, pois se espera que esses agentes percam R$ 16,33 milhões em relação ao contrato convencional (sem nenhuma transferência de risco entre agentes). Isso significa que, para conseguir mitigar sua exposição no mercado de curto prazo nos momentos de estresse hidrológico, o agente vendedor espera uma redução da sua receita bruta, devido ao pagamento de prêmio de risco (de acordo com os valores da tabela 6.18) e à transferência de liquidação no mercado de curto prazo quando a geração hidráulica estiver favorável.

Repare-se que o impacto do mecanismo de repactuação centralizado sobre as receitas dos vendedores varia entre os agentes, pois enquanto o vendedor 1 espera uma queda de receita na faixa de 14%, o vendedor 2 espera um aumento significativo superior a 16%. Isso pode se explicar pela correlação entre a curva de geração dos geradores hídricos e a curva do PLD. Por exemplo, o vendedor 1 tem expectativa de maior geração no segundo semestre do ano, correspondendo aos maiores preços de PLD constatados nos 4 cenários estudados. Portanto, quando o vendedor 1 possui uma exposição positiva no mercado *spot*, os preços são favoráveis, o que se traduz por um ganho expressivo na sua receita. Agora, com a repactuação do risco hidrológico, os momentos de hidrologia favoráveis ao vendedor 1 são transferidos aos compradores da sua energia, portanto há um impacto importante sobre a receita deste agente. Seguindo o mesmo raciocínio podemos chegar a uma conclusão semelhante para os outros vendedores deste mercado.

No ponto de equilíbrio deste jogo os compradores esperam uma redução do custo total do seu contrato de energia na faixa de 6%, repartida de forma proporcional entre os agentes. Sendo que todos os vendedores escolhem o mesmo produto f_{10} e que todos os compradores escolheram o produto de classe SP, os benefícios ligados à energia secundária vão ser entregues de forma semelhante entre os agentes, proporcionalmente aos volumes comprados por cada um. Neste caso, a repactuação do risco hidrológico beneficia todos os compradores de energia na mesma proporção.

Do ponto de vista da exposição financeira no mercado de curto prazo, se percebe uma redução significativa para os vendedores, podendo variar entre 50% e 82% em função do desempenho energético de cada gerador. No equilíbrio, uma parte significativa do risco hidrológico foi transferida aos compradores, portanto é de se esperar que a exposição remanescente dos agentes no mercado de curto prazo seja bastante mitigada pelo mecanismo de repactuação. Mesmo assim, percebe-se que os vendedores 3 e 4 mitigaram em torno de 50% da sua exposição no MCP, enquanto os vendedores 1 e 2 mitigaram mais de 80%. Isso pode se explicar pelo fato que os dois primeiros vendedores possuem a maior garantia física das 4 usinas do mercado (respectivamente 100 MWm para o vendedor 1 e 40 MWm para o vendedor, sobre um total de 190 MWm), portanto o valor do GSF (que é uma média ponderada da

performance de geração hidráulica das usinas) vai ter uma maior correlação com as 2 maiores usinas. Com isso, quando essas usinas tiverem um desempenho abaixo do seu nível esperado de geração, há uma maior probabilidade do GSF ficar abaixo do nível de repactuação f_{10}, ativando o mecanismo de transferência de risco hidrológico para os compradores.

6.3.5 Análise de sensibilidade considerando um desempenho pior por parte de usinas hidrelétricas

O resultado do jogo precedente mostrou haver um certo equilíbrio entre os vendedores e os compradores, dado que os compradores conseguiram um bom desconto na sua fatura energética em relação ao contrato convencional, enquanto os vendedores mitigaram grande parte da sua exposição no mercado de curto prazo. O bom equacionamento deste jogo se deu por parte pelo volume de garantia física atribuído aos vendedores, que foi calculado como a média da geração observada nos 4 cenários deste jogo. Isso faz com que haja um equilíbrio entre as exposições positivas e negativas no mercado de curto prazo, o que acaba beneficiando todos os agentes do mercado.

Na verdade, os dados de geração do setor elétrico brasileiro [78] mostram que há um profundo descasamento entre as garantias físicas das usinas hidrelétricas em operação e os valores gerados nos últimos 5 anos, podendo traduzir os primeiros efeitos das mudanças climáticas sobre a geração renovável no Brasil. Essas preocupações vêm crescendo e já ganharam destaque na literatura recente, como em [99] e [100], entre outros, que elaboram cenários futuros sobre os possíveis impactos de longo prazo das mudanças climáticas sobre os investimentos no setor elétrico brasileiro.

Neste contexto, o Brasil enfrenta uma profunda crise hídrica desde o ano de 2014, o que levou justamente os agentes ao termo de repactuação de risco hidrológico, para diminuir suas exposições no mercado de curto prazo e transferir esse risco financeiro aos consumidores de energia. A figura 6.7 ilustra este problema, pois evidencia os valores de GSF constatados no mercado desde 2014, considerando os valores de geração mensais das usinas hidrelétricas e suas respectivas garantias físicas no mesmo período. Com isso, constatamos que desde 2014 os agentes hídricos produzem na média menos de 80% das suas garantias físicas. Os impactos sobre o mercado de curto prazo são significativos para esses agentes, que precisam recompor seu lastro comprando energia ao valor do PLD.

Figura 6.7: Histórico dos valores de GSF desde 2014. Fonte: Elaboração Própria a partir dos dados da CCEE

Considerando o desempenho real das usinas hidrelétricas do setor elétrico brasileiro, incluímos uma análise de sensibilidade para avaliar os efeitos de uma geração inferior aos valores de garantia física sobre o equilíbrio do jogo. Assim, ajustamos os valores de geração das usinas consideradas neste trabalho para que o GSF médio dos 4 cenários de geração seja igual a $0,73$, o que corresponde ao cenário mais estressado do histórico recente disponível (valor do ano de 2017, pior despenho hidrológico de acordo com [78]). Todos os outros parâmetros do modelo, como as garantias físicas, os volumes entregues aos consumidores, os volumes comprados pelos consumidores, os preços e as probabilidades são idênticos aos valores definidos no item 6.1.2. Com isso, calculamos a solução ótima dessa simulação com o auxílio do programa GAMBIT e reunimos os principais resultados dessa análise na tabela 6.21.

Tabela 6.21: Resultados da análise de sensibilidade do modelo centralizado

	V	C	V1	V2	V3	V4	C1	C2	C3
Probabilidades Estratégias Ótimas	f^0	P	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
	f^5	SP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	f^{10}		0,00	0,00	0,00	0,00			
Retornos (R$ mi)	Convencional		80,91	21,10	10,14	24,41	66,96	107,14	80,35
	MRE Repactuado		124,80	49,92	18,72	43,68	93,43	149,48	112,11
	Diferenças (%)		54,24	136,59	84,62	78,94	39,53	39,53	39,53
Exposição MCP (R$ mi)	Convencional		61,91	38,36	22,18	56,26			
	MRE Repactuado		0,00	0,00	0,00	0,00			
	Diferenças (%)		$-100,00$	$-100,00$	$-100,00$	$-100,00$			

Os resultados dessa segunda simulação do modelo centralizado mostram resultados muito diferentes daqueles observados no item anterior. Primeiro, na contratação

convencional os geradores hidrelétricos foram prejudicados pela maior exposição no mercado de curto prazo, dada a redução dos níveis de geração. Com isso, as receitas dos vendedores sofreram uma redução de 49% em relação à precedente simulação, somando cerca de R$ 136 milhões esperados por ano entre os 4 cenários considerados. Os custos dos contratos dos compradores não sofreram nenhuma diferença em relação ao precedente item, dado que esses agentes não estão expostos no mercado de curto prazo no contrato convencional.

No equilíbrio deste jogo, os vendedores resolveram transferir o maior volume possível de energia para os compradores e escolheram o produto f^0. Com isso, os agentes não tiveram mais nenhuma exposição no mercado de curto prazo e pagaram o maior prêmio de transferência de risco hidrológico aos compradores. Por sua vez, os compradores escolheram o produto de classe P, ou seja, não compartilham mais os eventuais benefícios ligados à energia excedente em caso de hidrologia favorável e preferem receber o maior prêmio atrelado à esta classe de produto.

Do ponto de vista dos vendedores, a maior transferência de risco hidrológico se explica pela necessidade de cobrir uma exposição negativa no mercado de curto prazo muito superior em relação à precedente simulação (R$ 179 milhões contra R$ 87 milhões). Isso faz com que, apesar de pagar um prêmio maior aos compradores (12,75 R$/MWh no produto f^0 e na classe P contra 1,25 R$/MWh no produto f^{10} e na classe SP, totalizando uma pagamento esperado de R$ 22 milhões por ano), os agentes vendedores zeraram suas exposições no mercado de curto prazo, transferindo este risco aos compradores. Com isso, as receitas esperadas pelos vendedores neste cenário subiram de R$ 136 milhões no contrato convencional para R$ 237 milhões com a transferência de risco hidrológico, correspondendo a um aumento de mais de 73%.

Com a nova configuração dos cenários de geração, os compradores viram seus custos aumentarem drasticamente com a introdução do modelo de repactuação de risco hidrológico. De fato, os custos desses compradores aumentaram de quase 40% em relação ao custo de um contrato convencional, dada a maior exposição negativa das usinas hidrelétricas no mercado de curto prazo.

Os compradores escolheram o produto da classe P, preferindo ganhar um prêmio de risco maior e não se beneficiar da energia secundária. De fato, considerando uma simulação com cenários de geração estressados, os momentos de geração que ultrapassam os valores de garantia física são mais escassos, fazendo com que o bônus esperado em função da hidrologia favorável seja de apenas R$ 4,3 milhões. Em função disso, os compradores escolheram se beneficiar um prêmio de risco maior, em torno de R$ 22 milhões por ano, em vez de compartilhar a energia secundária, que daria um prêmio anual de R$ 16 milhões por ano aos quais se adicionariam os R$ 4,3 milhões da energia secundária.

Em suma, este cenário de geração estressada mostrou um grande desequilíbrio entre os benefícios dos vendedores por um lado e as perdas sofridas pelos consumidores na outra ponta do mercado. Em um contexto de mudanças climáticas, os vendedores entregam o crescente risco hidrológico das suas usinas aos compradores para assegurar sua receita, zerando suas exposições negativas no mercado. Enquanto isso, os compradores carregam por si só o custo do risco hidrológico e sofrem com um aumento drástico da sua fatura energética.

6.4 Caminhos regulatórios para mitigação de risco climatológico

Este capítulo buscou avaliar os benefícios da incorporação do contrato de mitigação de risco hidrológico (elaborado no item 4.4.2) dentro de um ambiente de mercado, em comparação com a inserção de um mecanismo equivalente dentro de um modelo de planejamento centralizado (cuja implantação seria realizada pelas instituições do setor elétrico). O mecanismo de mercado desenvolvido nos itens 6.1 e 6.2 mostrou que os agentes podem escolher os níveis de risco que eles desejam compartilhar com cada contraparte no mercado. Trata-se de um mecanismo bastante flexível, cujos níveis de risco a serem compartilhados (volumes, limites, prêmios) são calculados pelos próprios agentes, independente da visão do orgão regulador, de acordo com as estratégias internas de risco de cada agente. Os agentes podem incluir dentro desses contratos suas próprias cláusulas, com opções de saída em caso de default ou de cenários de força maior, além de garantias financeiras para se proteger do risco de liquidez das suas contrapartes. O vendedor de energia hidráulica pode então criar suas próprias opções de mitigação de risco hidrológico e negocia-las diretamente no mercado, de acordo com sua percepção do risco hidrológico e do interesse das contrapartes por este tipo de produto inovador.

Neste modelo, o agente pode adequar suas estratégias de compartilhamento de risco hidrológico de acordo com seu perfil de risco, ou seja, um agente com maior aversão ao risco vai compartilhar pouco risco com os compradores, enquanto um agente mais propenso ao risco vai buscar uma maior mitigação do seu risco com suas contrapartes. Com essa configuração, mostramos no item 6.2 que os agentes atingem um ponto de equilíbrio no mercado onde cada um consegue dividir o risco hidrológico de acordo com suas estratégias internas. Assim, há espaço no mercado para a inserção de contratos de mitigação de riscos climatológicos bilaterais, que reforçam a estabilidade do mercado, trazendo benefícios tanto para os vendedores (reduções das exposições negativas no mercado de curto prazo) quanto para os compradores (redução do custo da fatura energética). Esses mecanismos de flexibilização

contratuais ajudam a reforçar a estabilidade do mercado e viabilizam a expansão da demanda, abrindo espaço para a entrada de novos agentes. Espera-se portanto que a inserção de contratos mais elaborados traz mais segurança ao mercado a acaba beneficiando a expansão do mercado como um todo.

Por outro lado, é preciso levar em consideração que o mercado de energia elétrica integra diversos perfis de agentes, como os pequenos comércios, as grandes indústrias ou ainda os comercializadores de energia. Com isso, os agentes possuem diferentes grau de maturidade e de entendimento em relação ao mercado de energia. A elaboração de contratos de mitigação de risco climatológico requer um certo grau de entendimento do mercado e dos riscos associados. Portanto, espera-se que apenas parte dos agentes seja capaz de elaborar os contratos com opções de mitigação de risco climatológico. Com isso, haverá uma assimetria de informações entre os agentes que calculam e vendem os contratos de opções de riscos e os agentes compradores. Essas assimetrias precisam ser consideradas e modeladas para estimar seus impactos sobre o desenvolvimento do mercado de opções no setor elétrico.

Destacamos ainda que a estrutura atual do mercado de energia precisa ganhar robustez para dar maiores garantias aos agentes e facilitar a inserção de contratos de derivativos, como é o caso do contrato de mitigação de risco climatológico. De acordo com [101], apesar de o mercado livre de energia representar mais de 30% do total da energia consumida no Brasil, os contratos bilaterais firmados entre as contrapartes são na maioria de longo prazo (acima de 6 anos) e o *trading* de energia ainda representa pequenos volumes, para fechamentos de posições e ajustamento dos balanços energéticos dos agentes, conforme indicado na figura 6.8. O baixo nível de alavancagem dos agentes pode se explicar por parte pelas faltas de garantias dadas pelo mercado para assegurar os contratos em caso de default, na medida em que se um agente não cumprir com suas obrigações contratuais, a sua contraparte precisa comprar a energia novamente no mercado para equilibrar seu balanço energético. Isso, junto com a volatilidade dos preços no mercado *spot*, fazem com que os agentes tenham ainda uma certa aversão para trocar maiores volumes de energia no mercado.

Este problema de maior segurança do mercado já está sendo tratado pelas instituições do setor elétrico, que buscam integrar novos mecanismos para garantir a perenidade e o crescimento do setor, através de iniciativas como a criação de uma garantidora centralizada de contratos (*clearing-house*), como se encontram tradicionalmente nas bolsas do mercado financeiro, conforme [102]. Assim, o risco de default de um contrato não é mais assumido pela contraparte, mas por um orgão centralizador de contratos independente. Essa evolução necessária do mercado de energia pode garantir a emergência de novos tipos de contratos, como o contrato de mitigação de risco climatológico.

Figura 6.8: Duração dos contratos no mercado livre de energia - Junho/19. Fonte: CCEE

Após a avaliação do modelo de mercado, estudamos a inserção de um mecanismo de mitigação de risco hidrológico dentro de um modelo de planejamento centralizado no item 6.3, inspirado no mecanismo MRE com repactuação de risco hidrológico. A ideia é oferecer aos agentes vendedores a transferência do seu risco hidrológico aos compradores, por meio do pagamento de um prêmio de risco. Neste trabalho, modelamos o problema da seguinte forma: os vendedores escolhem o nível de proteção do risco hidrológico que eles desejam e os compradores escolhem se querem ou não se beneficiar da energia secundária. De forma mais geral, a vantagem deste tipo de mecanismo é que ele pode ser amplamente discutido entre as instituições (ministério, orgão planejador, regulador e outros) e os agentes do setor, de forma transparente e no sentido de beneficiar todos os participantes do mercado. O papel do regulador como agente responsável pela elaboração e organização deste mecanismo é fundamental para garantir a isonomia do Estado na resolução dos conflitos que emergem do mercado.

Outro ponto positivo na inserção deste tipo de modelo é que ele tem o potencial para atingir o mercado como um todo, uma vez que todos os agentes do MRE são suscetíveis de aceitar o mecanismo de repactuação proposto pelo regulador. Com isso, o modelo centralizado não depende da liquidez das transações no mercado para garantir sua viabilidade, considerando que o mercado já é robusto o suficiente para incluir mudanças regulatórias propostas pelo agente regulador. Na prática, o ambiente de contratação regulado inclui desde 2015 a repactuação do risco hidrológico, enquanto o ambiente de contratação livre ainda aguarda uma solução para este problema, conforme [96].

Por outro lado, o desenho do mecanismo centralizado inclui uma série de

parâmetros, como o GSF ou PLD, que podem acabar desequilibrando a atribuição dos riscos entre os agentes se o mecanismo não for robusto o suficiente. De fato, o orgão regulador acabou estudando a questão da repactuação do risco hidrológico para resolver o problema estrutural de falta de geração hidráulica no Brasil nos últimos anos. Conforme estudamos no item 6.3.5, supondo que essa crise hidrológica se mantenha, o mecanismo de repactuação hidrológico acaba beneficiando apenas os vendedores de energia, enquanto os compradores sofrem com as consequências das faltas de chuvas nas bacias brasileiras.

Isso leva a um outro ponto desfavorável ao mecanismo centralizado: a falta de flexibilidade deste tipo de mecanismo. Os agentes têm poucas opções para escolher a repactuação de risco e, uma vez a opção escolhida, há pouca chance de sair deste mecanismo, enquanto no mecanismo de mercado os agentes elaboram seus próprios contratos para adequar a mitigação de risco climatológico em relação aos parâmetros que eles acham relevantes. Consequentemente, podemos duvidar da eficiência de um mecanismo de mitigação de risco hidrológico baseado em uma variável (o GSF) estruturalmente enviesada pela estiagem dos últimos anos no Brasil e com pouca flexibilidade para se adequar as mudanças futuras do mercado de energia.

Capítulo 7

Considerações Finais

7.1 Principais Resultados

O objetivo principal deste trabalho consiste em construir um arcabouço contratual que proteja o agente gerador de energia de um futuro desconhecido, dos eventos inesperados e das incertezas associadas. Considerando que o futuro é altamente desconhecido pelas contrapartes, faz-se necessário identificar e compartilhar os riscos de mercado dentro de um contrato de venda de energia, pré-definindo as responsabilidades a serem atribuídas entre as partes, mesmo que estes eventos sejam a priori imprevisíveis. Este trabalho se foca especificamente no compartilhamento do risco hidrológico, sendo que este representa um dos maiores riscos de mercado do setor elétrico brasileiro, centralizando as incertezas jurídicas e regulatórias do mercado, travando os investimentos do longo prazo para garantir o suprimento futuro do sistema.

Após um primeiro capítulo de revisão do estado da arte da teoria dos contratos aplicado ao setor de energia, iniciamos no segundo capítulo o estudo desta problemática, através da modelagem teórica de um contrato de venda de energia, incluindo a mitigação do risco hidrológico entre o vendedor e o comprador de energia. Discutimos em particular sobre o ponto de equilíbrio a ser atingido pelo comprador e pelo vendedor para garantir um benefício ao escolher o contrato de mitigação de riscos em relação a um contrato convencional de energia. Mostramos que, neste contrato, ambos conseguem enxergar um benefício econômico em relação a um contrato convencional: enquanto o vendedor mitiga seu risco hidrológico no mercado de curto prazo, o comprador espera um desconto na sua fatura energética.

O terceiro capítulo busca aprofundar essa primeira abordagem, atacando o problema sob a ótica da programação linear. Desenhamos um arcabouço contratual de mitigação de risco hidrológico que busca proteger os interesses das contrapartes. Em um primeiro momento, nos focamos nos interesses do vendedor de energia,

calculando as condições contratuais que lhe garantem o pagamento de um prêmio de risco nos momentos de estresse hidrológico, para cobrir suas exposições no mercado de curto prazo. Em seguida, estudamos os incentivos a serem atribuídos ao comprador neste contrato, definindo o chamado 'prêmio de bônus' como sendo uma compensação paga ao comprador em momentos de hidrologia favorável. Com isso, o contrato de mitigação de riscos se torna vantajoso para o comprador, que vislumbra benefícios ao aceitar este acordo com o vendedor de energia.

Após ter avaliado os incentivos a serem atribuídos a cada agente para tornar o contrato de mitigação de risco hidrológico uma alternativa viável no mercado, buscamos em um segundo momento fazer convergir esses interesses dentro de uma ampla gama de contratos de riscos. Nesses contratos, buscamos o ponto de equilíbrio econômico entre o vendedor e o comprador, garantindo uma paridade nos volumes de prêmios a serem oferecidos a cada agente, atribuindo um valor às contribuições de cada agente no contrato. Neste sentido, destacamos no terceiro capítulo três tipos de contratos que buscam este objetivo:

1. Contrato de minimização da diferença entre prêmios de risco e de bônus: a ideia deste contrato é minimizar a diferença dos pagamentos entre os prêmios de risco (para o vendedor) e de bônus (para o comprador). Embora este modelo traga benefícios para ambas as partes, com pagamento de prêmios tanto para o vendedor quanto para o comprador, a maximização do prêmio de bônus na função objetivo do modelo faz com que haja um desequilíbrio entre o prêmio recebido pelo comprador e o prêmio pago ao vendedor. Consequentemente, esse modelo não equilibra os benefícios entre os agentes;

2. Contrato com equilíbrio nos volumes de prêmios de risco e de bônus: neste contrato, além de garantirmos um prêmio de bônus ao comprador de energia pela participação no contrato de risco, o modelo é desenhado de tal forma que o vendedor espere receber um prêmio de risco equivalente ao volume de prêmio de bônus pago ao comprador. Com isso, tanto o vendedor quanto o comprador vislumbram um benefício neste modelo contratual;

3. Contrato com desconto no preço e prêmio de risco: nessa terceira opção contratual, o incentivo para o comprador se mede de forma diferente, pois o contrato embute no seu preço um desconto em relação ao preço de um contrato convencional (sem mitigação de risco hidrológico). Por sua vez, o vendedor continua recebendo o prêmio de risco nos momentos de estresse hidrológico. O volume de prêmio de risco recebido pelo vendedor compensa o desconto cedido ao comprador, ou seja, garantimos um equilíbrio econômico entre os benefícios cedidos a cada parte neste contrato.

Na sequência, o quarto capítulo avalia o contrato de mitigação de risco através da teoria dos jogos, complementando a visão de otimização econômica abordada com a programação linear. Os participantes de um jogo são racionais, possuem uma série de estratégias e vão tomar suas decisões buscando o seu melhor desempenho em relação aos outros jogadores. Neste capítulo, consideramos um jogo de soma zero, não cooperativo, estático, de informação completa e com estratégias puras entre o comprador e o vendedor de energia, cujo objetivo é negociar um contrato de mitigação de risco hidrológico. Cada jogador possui um conjunto de 5 estratégias, que neste caso consiste em oferecer ao outro participante um limite mínimo (para o vendedor) ou máximo (para o comprador) de geração abaixo (para o limite mínimo) ou acima (para o limite máximo) do qual o agente interessado recebe um prêmio pela participação no contrato de risco.

Mostramos ainda que existe um ponto de equilíbrio no jogo entre o comprador e o vendedor, ou seja, existe um conjunto de estratégias que faz com que nenhum dos jogadores queira mudar sua estratégia para melhorar seu retorno no jogo. Este ponto de equilíbrio é chamado de equilíbrio de Nash entre o vendedor e o comprador de energia. Evidenciamos nos itens 5.2.1 e 5.2.2 que, dados os mesmos parâmetros de entrada entre o jogo e o modelo de programação linear, o equilíbrio de Nash existe e é idêntico ao ponto de equilíbrio econômico obtido pela programação linear. Isso reafirma a convergência entre essas duas metodologias, já sinalizado por [13] no seu trabalho fundamental para a emergência da programação linear.

O quinto capítulo simula a inserção do contrato de mitigação de risco hidrológico dentro de um ambiente de mercado com múltiplos jogadores. O objetivo deste capítulo é duplo:

1. Estudar o arranjo das estratégias ótimas dos jogadores (vendedores e compradores de energia) no jogo em função dos prêmios que esses agentes estão dispostos a pagar pelo compartilhamento de risco hidrológico, e;

2. Comparar os resultados da simulação deste mecanismo de mercado em comparação com os resultados de uma simulação de um mecanismo de planejamento centralizado, baseado no mecanismo MRE com repactuação de risco hidrológico atualmente em vigor no setor elétrico brasileiro e regulamento pelas instituições nacionais.

Neste capítulo, consideramos um jogo com 4 geradores hidráulicos oferecendo contratos de mitigação de risco hidrológico a 3 compradores de energia no mercado. Cada agente possui 3 conjuntos de estratégias diferentes sobre os limites mínimo (para os vendedores) e máximo (para os compradores) de geração a serem oferecidos às suas contrapartes. Este jogo de soma zero entre compradores e vendedores é

considerado não cooperativo, estático, de informação completa e com estratégias mistas.

Na primeira simulação, consideramos que todos os jogadores possuem o mesmo perfil de estratégias: a primeira estratégia consiste em compartilhar pouco risco com as contrapartes (estratégia *low risk*), a segunda considera um maior compartilhamento de risco (estratégia *medium risk*), enquanto a terceira considera que o agente é mais propenso ao risco (estratégia *high risk*). Os prêmios de risco e de bônus a serem pagos são idênticos para todos os agentes e dependem das estratégias escolhidas por cada um. Nessa configuração inicial, mostramos que existe um único equilíbrio de Nash de estratégias puras, onde todos os agentes resolvem compartilhar o maior nível de risco com suas contrapartes. Com isso, os prêmios de risco a serem pagos aos vendedores reduzem de maneira significativa as exposições no mercado de curto prazo, enquanto os prêmios de bônus compensam os compradores nos momentos de hidrologia favorável. No conjunto de cenários avaliados, os vendedores e os compradores esperam neste contrato de risco um retorno equivalente ao retorno de um contrato convencional, ou seja, não se espera que o contrato de risco traga ganho ou perda em relação a um contrato convencional.

Na segunda simulação, as estratégias dos agentes e os prêmios de risco oferecidos pelos vendedores são escolhidos de forma independente, ou seja, cada agente possui seu próprio trio de estratégias e os vendedores escolheram os prêmios de risco que eles desejam oferecer ao mercado. Com isso, buscamos representar este ambiente de mercado de forma mais fiel ao que pode acontecer de fato se tal sistema vier a ser adotado, considerando que cada agente possui seu conjunto próprio de estratégias e de prêmios para mitigar seus riscos. Nessa configuração, o jogo apresenta um único equilíbrio de Nash de estratégias mistas, ou seja, alguns agentes possuem uma distribuição probabilística sobre as estratégias ótimas a serem adotadas, enquanto outros agentes possuem uma única estratégia.

No equilíbrio deste jogo, além de reduzir suas exposições no mercado de curto prazo de maneira significativa, esperamos que o conjunto dos vendedores consiga aumentar suas receitas com o contrato de risco (a distribuição das receitas não é uniforme entre os agentes na segunda simulação, sendo que alguns vislumbram perda de receita com o contrato de risco). Do lado dos compradores, espera-se nessa configuração específica um leve aumento do custo do contrato de energia. Essa segunda simulação demostra que o contrato de risco configura um mercado de mitigação de risco hidrológico eficiente entre compradores e vendedores de energia, proporcionando uma redução do impacto financeiro associado ao risco hidrológico aos agentes do mercado e que este arranjo contratual é suficientemente flexível para se adequar às estratégias de risco de cada empresa.

Em um segundo momento, introduzimos um modelo de planejamento centrali-

zado simulando a mitigação de risco hidrológico da mesma forma que está sendo endereçado atualmente no setor elétrico brasileiro. Neste jogo, não há negociação bilateral entre vendedores e compradores, mas os agentes escolhem um dos produtos oferecidos pelas instituições. Por um lado, os vendedores escolhem entre 3 níveis de risco hidrológico a serem transferidos aos compradores, pagando um prêmio de risco por essa repactuação. Por outro lado, os compradores podem escolher se assumem ou não os benefícios da energia secundária, o que impacta diretamente no valor do prêmio de risco a ser recebido. O ponto de equilíbrio deste jogo se dá por uma combinação de estratégias puras, onde os vendedores escolhem o menor nível de transferência de risco hidrológico, enquanto os compradores assumem a energia secundária, recebendo o menor prêmio de risco.

Nesta configuração, espera-se que os vendedores sejam impactados negativamente nos seus retornos pelo mecanismo de repactuação (um redução de 6% das suas receitas em comparação com o contrato sem compartilhamento de risco hidrológico), para compensar a redução significativa das suas exposições no mercado de curto prazo (entre 50% e 80% em função do agente vendedor considerado). Esse volume financeiro é transferido aos compradores, que vislumbram uma redução das suas faturas energéticas na ordem de 6%. O mecanismo centralizado entrega portanto benefícios econômicos às duas categorias de agentes e consegue mitigar o risco hidrológico dos geradores hidrelétricos.

Apesar desses resultados, a primeira simulação do mercado centralizado considerou que a garantia física das usinas fosse igual a média de geração observada nos cenários hidrológicos. Isso faz com que haja um certo equilíbrio nas exposições positivas e negativas no mercado de curto prazo, ou seja, acaba balanceando os benefícios entre os geradores e os compradores. Através de uma análise de sensibilidade, considerando o descasamento entre os valores de garantia física e os valores reais de geração entregues pelas usinas (desde 2014 as hidrelétricas produzem menos de 80% das suas garantias físicas), mostramos os limites deste equilíbrio hipotético.

Nessa análise de sensibilidade consideramos que os geradores entregam um GSF inferior a 80%, o que se aproxima da realidade do mercado constatada nos últimos anos. Com essa configuração o equilíbrio do jogo muda completamente, pois os vendedores transferem o maior volume de risco hidrológico aos compradores, que por sua vez preferem não aceitar os benefícios da energia secundária. Os vendedores zeram suas exposições no mercado de curto prazo e vêm suas receitas aumentarem de 73% em relação ao contrato convencional. Por sua vez, os compradores sofrem um aumento significativo dos seus custos, com um aumento de 40% em relação ao contrato sem compartilhamento de risco. Consequentemente, o mecanismo centralizado não resolve o problema do descasamento entre a garantia física e o valor de energia gerada, mas apenas transfere o risco do gerador para o comprador de energia. Isso

se dá principalmente porque este mecanismo integra o parâmetro do GSF dentro do seu modelo, cujo valor não reflete mais o real desempenho dos agentes hídricos no mercado.

Em suma, argumentamos que o contrato de mitigação de risco hidrológico constitui um instrumento que reforça a segurança do mercado como um todo, permitindo aos agentes de fazer o *hedge* das sua geração hidráulica, adequando suas posições de acordo com suas estratégias de risco. Para poder ser inserido de forma eficiente e atender as exigências dos agentes, este novo tipo de contrato precisa que o mercado de energia seja mais robusto, com a integração por exemplo de uma *clearing-house*, garantidora dos contratos de forma centralizada. A inserção deste novo tipo de contrato de derivativo caminha portanto na direção de um amadurecimento do mercado, garantindo a expansão do sistema como um todo e beneficiando todos os agentes participantes.

7.2 Limitações e trabalhos futuros

Este trabalho propôs uma reflexão sobre as possíveis saídas contratuais a serem adotadas pelos agentes para mitigar os riscos de mercado e principalmente os riscos financeiros associados aos riscos climatológicos. Com a introdução de uma nova modalidade contratual, este trabalho busca mostrar as possíveis alternativas aos tradicionais mecanismos adotados no setor elétrico. Contudo, é ainda preciso investigar mais essa modelagem para apurar as estratégias a serem adotadas pelos agentes neste mercado de compartilhamento de riscos e assim desenhar contratos cada vez mais eficientes para atender as necessidades dos agentes.

Primeiro, seria importante estudar em trabalhos futuros jogos com múltiplos jogadores incluindo diversos tipos de contratos (convencional, mitigação de riscos, derivativos sobre os preços, etc...) e avaliar as estratégias das contrapartes em relação a esses contratos, dentro de um ambiente de mercado. Neste sentido, a inclusão da aversão ao risco dos agentes parece ser um caminho importante para dar maior robustez ao modelo. Com os resultados dessas simulações, poderemos assim entender os benefícios e as limitações do contrato de risco em relação aos outros contratos e equacionar da melhor forma o contrato de mitigação de risco para ser uma opção viável no mercado. Do mesmo modo, podemos imaginar avaliar o contrato de mitigação de risco para outros tipos de riscos, sejam climatológicos (vento, sol, biomassa, etc...), de preços ou de outras variáveis ainda (emissões, disponibilidade de carga, etc...), já que o sinal a ser mitigado pelas contrapartes dentro do contrato pode ser de qualquer natureza.

A inclusão de métricas de risco tradicionais nos modelos contratuais estudados (do tipo VaR, CVaR ou ainda PaR) parece ser um passo importante para cobrir

cenários mais ou menos críticos de geração nos cenários simulados e assim cobrir os agentes em função da sua aversão ao risco. Os modelos apresentados neste trabalho são flexíveis o suficiente para conseguir integrar este tipo de ferramenta e aumentar suas mitigações de risco.

Por outro lado, nos parece importante que os futuros estudos neste tema aprofundam outros modelos de jogos que podem ser adotados para representar a troca de contratos de risco. Por exemplo, consideramos neste trabalho que os participantes do jogo possuem informações simétricas. Na prática, as informações disponíveis no mercado comportam diferentes graus de assimetrias, até porque certas informações são sigilosas e estratégicas para as empresas, portanto os agentes do mercado não são cientes de todas as informações ou das estratégias que os outros participantes podem adotar dentro do jogo. Com isso, a inclusão das assimetrias de informações parece ser um caminho interessante para dar maior consistência ao ambiente de mercado simulado e identificar os novos equilíbrios desse tipo de jogo. Um outro caminho a ser estudado seria a inclusão de modelos do tipo Stackelberg, que simulam o poder de concentração do mercado, para representar um mercado de energia de uma forma mais aderente à realidade, vide a concentração da garantia física das usinas na mão de alguns grandes agentes do mercado (entre eles Eletrobrás, CPFL ou Engie).

Da mesma forma, a inclusão de um jogo em sequência parece ser um caminho natural para dar maior robustez a estrutura dos contrato de risco. Dado que os contratos vão evoluindo ao longo do tempo para atender novas realidades de geração, consumo, preços ou ainda de disponibilidade de recursos, os pontos de equilíbrio do jogo no mercado vão evoluir em função das novas necessidades dos agentes. Acoplando essa modelagem sequencial às assimetrias de informações, obteremos um mecanismo mais próximo da realidade operacional do mercado, facilitando assim o equacionamento do contrato de risco e a inserção deste contrato no mercado.

Referências Bibliográficas

[1] CCEE. *Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia*. Disponível em: `https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?`, Versão 2018.1.0, Acesso em: 25 de Maio de 2018, 2018.

[2] BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. *Decreto nº 5163 de 30 de Julho de 2004*. Disponível em: `http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM`, Acesso em: 25 de Maio de 2018, 2004.

[3] GROSSMAN, S., HART, O. "The costs and benefits of ownership: A theory of vertical and lateral integration", *Journal of Political Economy*, v. 94, pp. 691–719, 1986.

[4] HART, O., MOORE, J. "Incomplete contracts and renegotiation", *Econometrica*, v. 55, pp. 303–328, 1988.

[5] BOLTON, P., DEWATRIPONT, M. *Contract Theory*. Cambridge, MIT Press, 2005.

[6] NEUMANN, J. V., MORGENSTERN, O. *Theory of Games and Economic Behaviour*. Princeton, Princeton University Press, 1944.

[7] SALANIÉ, B. *The Economics of Contracts: A Primer*. Cambridge, MIT Press, 1997.

[8] MACHO-STADLER, I., PÉREZ-CASTILLO, J. *An Introduction to the Economics of Information - Incentives and Contracts*. Oxford, Oxford University Press, 1997.

[9] LAFFONT, J. J., MARTIMORT, D. *The Theory of Incentives*. Princeton, Princeton University Press, 2001.

[10] ARROW, K. J. "The Role of Securities in the Optimal Allocation of Risk-Bearing", *Review of Economic Studies*, v. 31, n. 2, pp. 91–96, abr. 1964.

[11] DEBREU, G. *The Theory of Value: An Axiomatic Analysis of Economic Equilibrium*. New York, Wiley, 1959.

[12] SCHMIDT, K. M. *Contracts, Competition and the Theory of Reputation*. Habilitation thesis, University of Bonn, Faculty of Law and Economics, Bonn, 1994.

[13] DANTZIG, G. B. *Linear Programming and Extensions*. Princeton (USA), Princeton University Press, 1963.

[14] LUENBERG, D. G., YE, Y. *Linear and NonLinear Programming*. Stanford, Springer, 2008.

[15] MARKOWITZ, H. "Portfolio Selection", *The Journal of Finance*, v. 7, n. 1, pp. 77–91, 1952.

[16] JORION, P. *Value at Risk: the New Benchmark for Managing Financial Risk*, v. 2. McGraw-Hill New York, 2001.

[17] STREET, A. *Estratégia de Oferta de Geradoras em Leilões de Contratação de Energia*. Tese de Doutorado, Pontífica Univesidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 11 2004.

[18] LUENBERGER, D. G. *Investment Science*. Best Financial Engineering Book. Oxford University Press, 2009. Disponível em: <`http://gen.lib.rus.ec/book/index.php?md5=B27BDB667D7B401C027A566748192784`>.

[19] STREET, A., LIMA, D. A., VEIGA, A., et al. "Fostering Wind Power Penetration into the Brazilian Forward-Contract Market". In: *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–8, July 2012.

[20] SHAFIE-KHAH, M., OSÓRIO, G. J., FITIWI, D. Z., et al. "Risk-Based Self-Scheduling of Gencos in Smart Grids Considering a New Method for Bilateral Contracts". In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, pp. 1–5, June 2017.

[21] FANZERES, B., STREET, A., BARROSO, L. A. "Contracting Strategies for Renewable Generators: A Hybrid Stochastic and Robust Optimization Approach", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 30, n. 4, pp. 1825–1837, July 2015.

[22] GORISSEN, B. L., İHSAN YANIKOĞLU, DEN HERTOG, D. "A Practical Guide to Robust Optimization", *Omega*, v. 53, pp. 124 – 137, 2015. doi: https://doi.org/10.1016/j.omega.2014.12.006.

[23] BARINGO, L., CONEJO, A. J. "Offering Strategy Via Robust Optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 3, pp. 1418–1425, Aug 2011.

[24] GILBERT, F., ANJOS, M. F., MARCOTTE, P., et al. "Optimal Design of Bilateral Contracts for Energy Procurement", *European Journal of Operational Research*, v. 246, n. 2, pp. 641 – 650, 2015.

[25] PASSOS, A. C., STREET, A., BARROSO, L. A. "A Dynamic Real Option-Based Investment Model for Renewable Energy Portfolios", *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 32, n. 2, pp. 883–895, March 2017.

[26] PINTO, L., FERNANDEZ, M., MACEDO, L. H., et al. "Building the Optimal Contract Portfolio under Non-Probabilistic Uncertainties". In: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pp. 2232–2235, July 2007.

[27] PINTO, L., MAIA, R., TSUNECHIRO, L., et al. "Risk Management - Beyond Risk Analysis". In: *2007 IEEE International Symposium on Circuits and Systems*, pp. 2443–2446, May 2007.

[28] PINTO, L., DIAS, B., SZCZUPAK, J., et al. "A Novel Risk Management Model Based on the Real Options Concept". In: *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pp. 2144–2149, July 2007.

[29] ZHANG, B., JIANG, C., YU, J. L., et al. "A Contract Game for Direct Energy Trading in Smart Grid", *IEEE Transactions on Smart Grid*, pp. 1–1, 2017.

[30] GAO, Y., CHEN, Y., WANG, C. Y., et al. "A Contract-Based Approach for Ancillary Services in V2G Networks: Optimality and Learning". In: *2013 Proceedings IEEE INFOCOM*, pp. 1151–1159, April 2013.

[31] ALBADI, M. H., EL-SAADANY, E. F. "Demand Response in Electricity Markets: An Overview". In: *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–5, June 2007.

[32] MUTHIRAYAN, D., KALATHIL, D., POOLLA, K., et al. "Mechanism Design for Self-Reporting Baselines in Demand Response". In: *2016 American Control Conference (ACC)*, pp. 1446–1451, July 2016.

[33] WOLAK, F. A. "Residential Customer Response to Real-Time Pricing: The Anaheim Critical Peak Pricing Experiment", 2007.

[34] CHAO, H., DEPILLIS, M. "Incentive Effects of Paying Demand Response in Wholesale Electricity Markets", *Journal of Regulatory Economics*, v. 43, n. 3, pp. 265–283, 2013.

[35] VUELVAS, J., RUIZ, F., GRUOSSO, G. "A Contract for Demand Response Based on Probability of Call". In: *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp. 1095–1100, Feb 2018.

[36] SPENCE, A. M. "Job Market Signaling", *Quarterly Journal of Economics*, v. 87, pp. 355–374, 1973.

[37] SPENCE, A. M. *Market Signaling: Informational Transfer in Hiring and Related Screening Processes*. Cambride, Harvard University Press, 1974.

[38] HOLMSTRÖM, B. "Moral Hazard and Observability", *Bell Journal of Economics*, v. 10, pp. 74–91, 1979.

[39] THE ROYAL SWEDSIH ACADEMY OF SCIENCES. *Oliver Hart and Bengt Holmström: Contract Theory*. Stockholm, Kungl Vetenskaps-Akademien, 2016.

[40] RAMOS, A., JONGHE, C. D., SIX, D., et al. "Asymmetry of Information and Demand Response Incentives in Energy Markets". In: *2013 10th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–8, May 2013.

[41] DOBAKHSHARI, D. G., GUPTA, V. "A Contract Design Approach for Phantom Demand Response", *IEEE Transactions on Automatic Control*, pp. 1–1, 2018.

[42] SHI, L., KOBAYASHI, K., MIYAO, T. "Risk Allocation and Double Moral Hazard in Construction Contract". In: *2010 IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, pp. 3315–3320, Oct 2010.

[43] TIROLE, J. "Incomplete Contracts: Where Do We Stand?" *Econometrica*, v. 67, pp. 741–781, 1999.

[44] MASKIN, E. "On Indescribable Contingencies and Incomplete", *European Economic Review*, v. 46, pp. 725–733, 2002.

[45] GROSSMAN, S., HART, O. "Vertical integration and the distribution of property rights", *Economic Policy in Theory and Practice*, v. Sapir Conference Volume, 1987.

[46] HART, O. "Incomplete Contracts and Control", *American Economic Review*, v. 107, pp. 1731–1752, 2017.

[47] JOSKOW, P. L. "Contract Duration and Relationship-Specific Investments: Empirical Evidence from Coal Markets", *The American Economic Review*, v. 77, n. 1, pp. 168–185, mar. 1987.

[48] HART, O., MOORE, J. "Property Rights and the Nature of the Firm", *Journal of Political Economy*, v. 98, pp. 1119–1158, 1990.

[49] LEITE, G. B. *Valor de Shapley Aplicado em Problemas de Alocação*. Tese de doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

[50] B., T., G., M. "Government versus Private Ownership of Public Goods", *The Quarterly Journal of Economics*, v. 116, n. 4, pp. 1343–1372, 2001.

[51] SCHMITZ, P. W. "Government versus Private Ownership of Public Goods: The Role of Bargaining Frictions", *Journal of Public Economics*, v. 132, pp. 23 – 31, 2015.

[52] HART, O. *Firms, Contracts and Financial Structure*. Oxford, Oxford University Press, 1995.

[53] MASKIN, E., TIROLE, J. "Implementation and Renegotiation", *Review of Economic Studies*, v. 66, pp. 83–114, 1999.

[54] TALEB, N. N. *The Black Swan: The Impact of the Highly Improbable*, v. 2. Random house, 2007.

[55] DEKEL, E., LIPMAN, B., RUSTICHINI, A. "Recent Developments in Modeling Unforeseen Contingencies", *European Economic Review*, v. 42, pp. 523–542, 1998.

[56] LIPMAN, B. "Unforeseen Contingencies". In: Durlauf, S., Blume, L. (Eds.), *The New Palgrave Dictionary of Economics Online*, 2 ed., New York, Palgrave Macmillan, 2008.

[57] SOMMER, S. C., LOCH, C. H. "Incentive Contracts in Projects with Unforeseeable Uncertainty", *Production and Operations Management*, v. 18, n. 2, pp. 185–196, 2009.

[58] AVEN, T., KROHN, B. S. "A New Perspective on How to Understand, Assess and Manage Risk and the Unforeseen", *Reliability Engineering & System Safety*, v. 121, pp. 1–10, 2014.

[59] AVEN, T. "Risk Assessment and Risk Management: Review of Recent Advances on their Foundation", *European Journal of Operational Research*, v. 253, n. 1, pp. 1–13, 2016.

[60] YESCOMBE, E. R. *Public-Private Partnership: Principles of Policy and Finance*. Oxford, Butterworth-Heinemann, 2007.

[61] DOMINGUES, S., ZLATKOVIC, D. "Renegotiating PPP Contracts: Reinforcing the 'P' in Partnership", *Transport Reviews*, v. 35, pp. 204–225, 2015.

[62] DONG, F., CHIARA, N. "Improving Economic Efficiency of Public-Private Partnerships for Infrastructure Development by Contractual Flexibility Analysis in a Highly Uncertain Context", *The Journal of Structured Finance*, v. 16, pp. 87–99, 2010.

[63] CHIARA, N., KOKKAEW, N. "Alternative to Government Revenue Guarantees: Dynamic Revenue Insurance Contracts", *Journal of Infrastructure Systems*, v. 19, pp. 287–296, 2013.

[64] CRUS, C. O., MARQUES, R. C. "Flexible Contracts to Cope with Uncertainty in Public–Private Partnerships", *International Journal of Project Management*, v. 31, pp. 473–483, 2013.

[65] CRUS, C. O., MARQUES, R. C. "Risk-sharing in Seaport Terminal Concessions", *Transport Reviews*, v. 32, pp. 455–471, 2012.

[66] CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA - CCEE. *White Paper: Building a Smart Brazilian Electricity Market*. Disponível em: `https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_062683`,, Acesso em: 03 de Agosto de 2019.

[67] PALZER, A., WESTNER, G., MADLENER, R. "Evaluation of different hedging strategies for commodity price risks of industrial cogeneration plants", *Energy Policy*, v. 59, pp. 143 – 160, 2013. ISSN: 0301-4215. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.enpol.2013.03.006.

[68] PEÑA, J. I., RODRIGUEZ, R. "Default supply auctions in electricity markets: Challenges and proposals", *Energy Policy*, v. 122, pp. 142 – 151, 2018. ISSN: 0301-4215. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.enpol.2018.07.031.

[69] DE BRAGANÇA, G. G. F., DAGLISH, T. "Can market power in the electricity spot market translate into market power in the hedge market?" *Energy*

Economics, v. 58, pp. 11 – 26, 2016. ISSN: 0140-9883. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.eneco.2016.05.010.

[70] LUCIA, J. J., TORRO, H. "On the risk premium in Nordic electricity futures prices", *International Review of Economics and Finance*, v. 20, n. 4, pp. 750 – 763, 2011. ISSN: 1059-0560. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.iref.2011.02.005.

[71] BOROUMAND, R. H., GOUTTE, S., PORCHER, S., et al. "Hedging strategies in energy markets: The case of electricity retailers", *Energy Economics*, v. 51, pp. 503 – 509, 2015. ISSN: 0140-9883. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.eneco.2015.06.021.

[72] ERNSTSEN, R. R., BOOMSMA, T. K., TEGNÉR, M., et al. "Hedging local volume risk using forward markets: Nordic case", *Energy Economics*, v. 68, pp. 490 – 514, 2017. ISSN: 0140-9883. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.eneco.2017.10.017.

[73] PAIMA, M. A., DALMARCOA, A. R., YANGA, C., et al. "Evaluating Regulatory Strategies for Mitigating Hydrological Risk in Brazil Through Diversification of its Electricity Mix", *Energy Policy*, v. 128, pp. 393–401, 2019.

[74] BRASIL. "Lei 9427, de 26 de Dezembro de 1996", *Diário Oficial República Federativa do Brasil*, Art. 26, Seção 2, 26 de Dezembro de 1996.

[75] BRASIL. "Decreto 2655, de 2 de Julho de 1998", *Diário Oficial República Federativa do Brasil*, Art. 20 e Art. 24, 2 de Julho de 1998.

[76] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa 409, de 10 de Agosto de 2000*. Disponível em: `http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010409.pdf`, Atualização do dia 20 de Maio de 2019, Acesso em: 20 de Maio de 2019.

[77] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. *Portaria nº 101 de 22 de Março de 2016*. Disponível em: `http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2016101mme.pdf`, Acesso em: 25 de Maio de 2018, 2016.

[78] CCEE. *InfoMercado - Dados Individuais*. Disponível em: `https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?`, Atualização do dia 10 de Maio de 2018, Acesso em: 23 de Maio de 2018.

[79] CCEE. *Preço Médio da CCEE*. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios?_afrLoop=1029022083940192&_adf.ctrl-state=rr1eqadj7_1#!%40%40%3F_afrLoop%3D1029022083940192%26_adf.ctrl-state%3Drr1eqadj7_5,, Acesso em: 11 de Janeiro de 2019.

[80] ORLIN, J. *Optimization Methods in Business Analytics*. Disponível em: http://web.mit.edu/15.053/www/AMP-Chapter-04.pdf, Acesso em: 7 de Janeiro de 2019, 2018.

[81] OSBORNE, M. J., RUBINSTEIN, A. *A Course in Game Theory*. Cambridge, Massachusetts Institute of Technology Press, 1994.

[82] TADELIS, S. *Game Theory: An Introduction*. Princeton, Princeton University Press, 2013.

[83] VON NEUMANN, J., MORGENSTERN, O. *Theory of Games and Economic Behaviour*. Princeton, Princeton University Press, 1944.

[84] MYERSON, R. B. *Game Theory: Analysis of Conflict*. Cambridge, Harvard University Press, 1997.

[85] NASH, J. "Non-Cooperative Games", *The Annals of Mathematics*, v. 54, n. 2, pp. 286–295, 1951.

[86] PINTO, L. M. V. G., FREITAS, M., AIRES, J. C. D. O., et al. "Um Novo Enfoque para a Comercialização da Energia Elétrica em Ambiente Competitivo". In: *XIV Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica*, pp. 1–15, Novembro 2000.

[87] TAHA, H. A. *Operations Research: An Introduction*, v. Eigth Edition. Upper Saddle River, New Jersey, Pearson Prentice Hall, 1968.

[88] S., H. F., J., L. G. *Introduction to Operations Research*, v. Seventh Edition. New York, McGraw Hill, 1967.

[89] D., M. R., M., M. A., L., T. T. *Gambit: Software Tools for Game Theory, Version 16.0.1*. http://www.gambit-project.org, 2016.

[90] R., W. "Computing equilibria of n-person games", *SIAM Applied Math*, v. 21, pp. 80–87, 1971.

[91] MCKELVEY, R. D., MCLENNAN, A. "Computation of equilibria in finite games", *Handbook of Computational Economics*, pp. 87–142, 1996.

[92] GOVINDAN, S., ROBERT, W. "Computing Nash Equilibria by Iterated Polymatrix Approximation", *Journal of Economic Dynamics and Control*, v. 28, pp. 1229–1241, 2004.

[93] PORTER, R., NUDELMAN, E. "Simple search methods for finding a Nash equilibrium", *Games and Economic Behavior*, pp. 664–669, 2004.

[94] CCEE. *Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia*. Disponível em: `https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado/info_mercado_interativo?`, 207, 1ra Edição, Junho/2019, Acesso em: 29 de Junho de 2019.

[95] BARROSO, L. A., GRANVILLE, S., TRINKENREICH, J., et al. "Managing Hydrological Risks in Hydro-Based Portfolios", *2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–6, 2003.

[96] BRASIL. "Lei 13203, de 8 de Dezembro de 2015", *Diário Oficial República Federativa do Brasil*, Art. 1 até Art. 12, 8 de Dezembro de 2015.

[97] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. *Resolução Normativa 684, de 11 de Dezembro de 2015*. Disponível em: `http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015684.pdf`, Atualização do dia 22 de Maio de 2019, Acesso em: 22 de Maio de 2019.

[98] BRITO, M. C. T. *Análise da Repactuação do Risco Hidrológico das Usinas Hidrelétricas Participantes do Mecanismo de Realocação de Energia*. Tese de Doutorado, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2016.

[99] DE QUEIROZ, A. R., FARIA, V. A., LIMA, L. M., et al. "Hydropower Revenues under the Threat of Climate Change in Brazil", *Renewable Energy*, v. 133, pp. 873 – 882, 2019. ISSN: 0960-1481. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.renene.2018.10.050.

[100] LUCENA, A. F., HEJAZI, M., VASQUEZ-ARROYO, E., et al. "Interactions between climate change mitigation and adaptation: The case of hydropower in Brazil", *Energy*, v. 164, pp. 1161 – 1177, 2018. ISSN: 0360-5442. doi: https://doi.proxy.ufrj.br/10.1016/j.energy.2018.09.005.

[101] CCEE. *InfoMercado Semanal*. Disponível em: `https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?`, Edição 2017 - 1ra Edição Junho/2019, Acesso em: 28 de Junho de 2019.

[102] CCEE. *Fórum de Debates CCEE 2019 - Segurança do Mercado*. Disponível em: `https://www.ccee.org.br/documentos/CCEE_647808`, São Paulo, 22 de Maio de 2019.