LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO

Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno

São Paulo
2015

LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO

Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Engenharia
Elétrica

São Paulo
2015

LUIZ ARMANDO STEINLE CAMARGO

Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno

Tese apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Doutor em Engenharia
Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de
Potência

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2015

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 25 de novembro de 2015

Assinatura do autor

Assinatura do orientador

Catálogo-na-publicação

Camargo, Luiz Armando Steinle

Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno / L. A. S. Camargo – versão corr. - São Paulo, 2015.
223 p.

Tese (Doutorado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas.

1.Otimização Estocástica 2.Análise de Risco 3.Estratégias de Contratação 4.Investimento 5.Energias Renováveis I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II.t.

CAMARGO, L. A. S. Estratégias de Comercialização e Investimento, com ênfase em Energias Renováveis, suportadas por Modelos de Otimização Especializados para avaliação estocástica de Risco x Retorno. Tese apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Aprovado em: _____

Banca Examinadora

Prof. Dr. Dorel Soares Ramos – Orientador

Instituição: Escola Politécnica da USP

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. Marciano Morozowski Fº

Instituição: Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. Donato da Silva Fº

Instituição: EDP/ Escola Politécnica da USP

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

Instituição: Escola Politécnica da USP

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Prof. Dr. Roberto Castro

Instituição: CCEE/PECE

Julgamento: _____ Assinatura: _____

Ao Espírito Santo, fonte inesgotável de energia!

À minha esposa e filha, pelo amor e apoio incondicional!

À minha família, em especial ao meu pai, pelo exemplo de vida!

AGRADECIMENTOS

Ao professor Dr. Dorel Soares Ramos, pela orientação na execução deste trabalho, oportunidades e pelo exemplo de profissionalismo, dedicação e paixão àquilo que faz.

Aos meus amigos da MRTS Consultoria, em especial, ao Ewerton Guarnier que me acompanhou durante toda essa jornada, sempre disposto a colaborar, incentivar e a trocar muitas ideias.

Aos amigos da *Norwegian University of Science and Technology* (NTNU), agradeço por todas as oportunidades, apoio, estrutura e ensinamentos.

Em especial ao Prof. Stein Erik Fleten, por ter sido meu tutor e me recebido no *Department of Industrial Economics and Technology Management* durante meu estágio Doutorado sanduíche.

Ao Prof. Sjur Westgaard, pelo incentivo ao estudo de Finanças e oportunidades.

Ao Dr. Geraldo Valdez, por todo ensinamento sobre Otimização Estocástica e Modelagem no *Xpress*.

Ao Dr. Peter Mólnar, grande amigo e companheiro, pelos ensinamentos em Finanças.

Aos amigos Dr. Fábio e Luciano, pelo apoio nos estudos e amizade e, em especial, ao Marcus, cuja amizade e apoio foi fundamental em nossa estadia na Noruega.

Ao amigo Afonso Pacheco, pelo apoio, suporte e ensinamentos em Engenharia Eólica e oportunidades profissionais.

A meus pais José Luiz e Tereza, meus irmãos Lucas e Luciana e minha tia Silvia, por todo apoio incondicional que sempre me deram ao longo de minha vida acadêmica.

À minha esposa Luciana e minha filha Alice, pelo incentivo, amor, paciência e união!

A Deus, por tudo que representa em minha vida!

RESUMO

A comercialização de energia elétrica de fontes renováveis, ordinariamente, constitui-se uma atividade em que as operações são estruturadas sob condições de incerteza, por exemplo, em relação ao preço “spot” no mercado de curto prazo e a geração de energia dos empreendimentos. Deriva desse fato a busca dos agentes pela formulação de estratégias e utilização de ferramentais para auxiliá-los em suas tomadas de decisão, visando não somente o retorno financeiro, mas também à mitigação dos riscos envolvidos. Análises de investimentos em fontes renováveis compartilham de desafios similares. Na literatura, o estudo da tomada de decisão considerada ótima sob condições de incerteza se dá por meio da aplicação de técnicas de programação estocástica, que viabiliza a modelagem de problemas com variáveis randômicas e a obtenção de soluções racionais, de interesse para o investidor. Esses modelos permitem a incorporação de métricas de risco, como por exemplo, o *Conditional Value-at-Risk*, a fim de se obter soluções ótimas que ponderem a expectativa de resultado financeiro e o risco associado da operação, onde a aversão ao risco do agente torna-se um condicionante fundamental. O objetivo principal da Tese - sob a ótica dos agentes geradores, consumidores e comercializadores - é: (i) desenvolver e implementar modelos de otimização em programação linear estocástica com métrica CVaR associada, customizados para cada um desses agentes; e (ii) aplicá-los na análise estratégica de operações como forma de apresentar alternativas factíveis à gestão das atividades desses agentes e contribuir com a proposição de um instrumento conceitualmente robusto e amigável ao usuário, para utilização por parte das empresas. Nesse contexto, como antes frisado, dá-se ênfase na análise do risco financeiro dessas operações por meio da aplicação do CVaR e com base na aversão ao risco do agente. Considera-se as fontes renováveis hídrica e eólica como opções de ativos de geração, de forma a estudar o efeito de complementaridade entre fontes distintas e entre sites distintos da mesma fonte, avaliando-se os rebatimentos nas operações.

Palavras-chave: Otimização Estocástica. Análise de Risco. Estratégias de Contratação. Investimento. Energias Renováveis.

ABSTRACT

The renewable energy trading, ordinarily, is an activity in which mostly operations are structured under uncertainty conditions, for instance, in relation to the energy spot price and assets generation. Derives from this fact the search of the agents for strategies formulation based on computational tools to assist their decision-making process, not only seeking financial returns, but also to mitigate the risks involved. Investments analysis in renewable sources share the same challenges. In the literature, the study of optimal decision-making under uncertainty conditions is made through the application of stochastic programming techniques, which enable modeling problems with random variables and find rational solutions. These models allow the incorporation of risk metrics, as the "Conditional Value-at-Risk (CVaR)", to provide optimal solutions that weigh the expected financial results and the associated risk, in which the agent's risk-aversion becomes an essential condition for defining the operation strategy. From the perspective of generators, consumers and traders agents, the main purposes of this thesis are: (i) to develop customized optimization models with CVaR metric associated, optimized in stochastic linear programming; and (ii) to apply the models for strategic analysis of operations under the risk-return binomial, focusing on the management activities of each of these agents, and considering renewable sources as option. In this context, the emphasis is on analysis of the operations financial risks through the application of CVaR and based on the agent's risk-aversion level. Furthermore, the hydro and wind renewables sources are options of generation assets in order to study the seasonal generation complementarity effect among them and the consequences on energy trading strategies.

Keywords: Stochastic Optimization Models. Risk Analysis. CVaR. Trading Strategies. Investment. Renewable Sources.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Série histórica de PLD: janeiro de 2010 a dezembro de 2015	23
Figura 2 - Perfis de geração sazonal de fontes renováveis.....	30
Figura 3 - Árvore de decisão para problema de dois estágios	45
Figura 4 - Esquema do Modelo Gerador	63
Figura 5 - Exemplo de Exercício da Flexibilidade pelo Declarado.....	68
Figura 6 - Projeção média de PLD e Despacho hidráulico no horizonte de estudo...	78
Figura 7 - Resultado Financeiro: Risco x Retorno	80
Figura 8 - Volume alocado para o nível de aversão de 60% (rho).	80
Figura 9 - Resultados Financeiros Semestrais: nível de aversão ao risco de 60%...81	
Figura 10 - Alocação por período em função da política e aversão ao risco 60%.....	84
Figura 11 - Alocação por período em função da política e Aversão ao risco 100% ..85	
Figura 12 - Resultado Financeiro em função da política e aversão ao risco 0%	86
Figura 13 - Resultado Financeiro em função da política e aversão ao risco 60%	87
Figura 14 - Resultado Financeiro em função da política e aversão ao risco 100% ...88	
Figura 15 - Volume Alocado no Contrato '2015-2018' sem cláusula de flexibilidade	93
Figura 16 - Resultados Financeiros - Contrato Flexível 5%	94
Figura 17 - Resultados Financeiros - Contrato Flexível 10%	94
Figura 18 - Projeção de PLD para horizonte de estudo	98
Figura 19 - Projeção de Fator MRE (GSF) para horizonte 2015	98
Figura 20 - Operação Swap: Sensibilidade ao Preço Venda x Volume Contratado	101
Figura 21 - Resultados Financeiros e Volume Alocado (rho=75%). Sensibilidade Preço de Venda	102
Figura 22 - Operação Swap: Sensibilidade ao Preço Compra x Volume Contratado	102
Figura 23 - Resultados Financeiros e Volume Alocado (rho=75%). Sensibilidade Preço de Compra	103
Figura 24 - Projeções de PLD para horizonte 2015-2019	106
Figura 25 - Projeções de Energia Alocada – Usina Hidrelétrica (GF: 200 MWm) ...	107
Figura 26 - Cenário de Geração – Usina Eólica Morro do Chapéu (GF: 93,06 MWm)	108
Figura 27 - Cenário de Geração – Usina Eólica Coxilha Negra (GF: 88,90 MWm).	109
Figura 28 - Cenário de Geração – Usina Eólica Macau (GF: 98,97 MWm).....	109

Figura 29 - Nível de Contratação da Usina Hidrelétrica (GF: 200 MWm).....	111
Figura 30 - Nível de Contratação da Usina Eólica Morro do Chapéu (GF: 93,06 MWm).....	112
Figura 31 - Nível de Contratação do Portfólio Hidro-Eólica Morro do Chapéu (GF: 293,06 MWm).....	113
Figura 32 - Nível de Contratação da Usina Eólica Coxilha Negra (GF: 88,90 MWm)	115
Figura 33 - Nível de Contratação do Portfólio Hidro-Eólica Coxilha Negra (GF: 288,90 MWm).....	116
Figura 34 - Nível de Contratação da Usina Eólica Macau (GF: 97,98 MWm)	117
Figura 35 - Nível de Contratação do Portfólio Hidro-Eólica Macau (GF: 297,98 MWm)	118
Figura 36 - Resultados Financeiros da Associação Hidro-Eólica Morro do Chapéu	121
Figura 37 - Resultados Financeiros da Associação Hidro-Eólica Coxilha Negra-RS	123
Figura 38 - Resultados Financeiros da Associação Hidro-Eólica Macau-RN	124
Figura 39 - Modelo de Negócio para Associação entre Empresa Geradora Hidro e Usina Eólica	128
Figura 40 - Sensibilidade ao Preço de Compra: Eólica Morro do Chapéu ($\rho=80\%$)	131
Figura 41 - Sensibilidade ao Preço de Compra: Eólica Coxilha Negra ($\rho=80\%$)..	133
Figura 42 - Sensibilidade ao Preço de Compra da Eólica Macau ($\rho=80\%$).....	134
Figura 43 - Esquema Geral do Modelo de Análise de Investimento.....	141
Figura 44 - Modelo de Despesa: Determinação do Custo Anual Equivalente (CAE)	141
Figura 45 - Fluxograma: Análise da Sinergia entre novo projeto e parque gerador	146
Figura 46 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Parque Gerador	148
Figura 47 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Projeto Morro do Chapéu	150
Figura 48 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Projeto Coxilha Negra	150

Figura 49 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Portfólio (i)	152
Figura 50 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Portfólio (ii)	152
Figura 51 - Projeção de PLD para o horizonte 2015-2018. Deck de outubro de 2014	168
Figura 52 - Caso Consumidor: Contratos candidatos, precificação data "hoje"	169
Figura 53 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje'. Volume ótimo alocado nos Contratos.....	169
Figura 54 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje'. Valores globais (Custo e CVaR)	171
Figura 55 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje'. Volume alocado por período	171
Figura 56 - Conceito de Precificação de um contrato em data presente	173
Figura 57 - Conceito de Precificação de um contrato em data futura.....	173
Figura 58 - Caso Consumidor. Contratos candidatos, precificação data "2015"	175
Figura 59 - Caso Consumidor. Precificação data "hoje" versus "2015" (Patamares Alto, Médio e Baixo). Volume ótimo alocado nos Contratos.....	176
Figura 60 - Caso Consumidor. Precificação data "hoje" versus "2015" (Patamares Alto, Médio e Baixo). Valores globais (Custo e CVaR)	177
Figura 61 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje' versus "2015" (Patamares Alto, Médio e Baixo). Volume alocado por período	177
Figura 62 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje' versus "2015" (Patamar Alto). Volume ótimo alocado nos Contratos	179
Figura 63 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje' versus "2015" (Patamar Médio). Volume ótimo alocado nos Contratos.....	180
Figura 64 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje' versus "2015" (Patamar Baixo). Volume ótimo alocado nos Contratos	181
Figura 65 - Caso Consumidor, precificação data "2015" (Patamar Alto). Volume ótimo alocado nos Contratos	183
Figura 66 - Caso Consumidor, precificação data "2015" (Patamar Médio). Volume ótimo alocado nos Contratos.....	183
Figura 67 - Esquemático de Comercializadora: Operação de Compra e Venda	192
Figura 68 - Geração das Usinas e PLD: valores médios dos cenários	197

Figura 69 - Risco x Retorno para preço de compra de 150,00 R\$/MWh.....	199
Figura 70 - Risco X Retorno para preço de compra 'mercado' 170,00 R\$/MWh.....	203

LISTA DE TABELAS

Tabela I - Contratos por quantidade com e sem flexibilidade – Portfólio Existente...	76
Tabela II - Contratos collar – Portfólio Existente.	76
Tabela III - Contratos por quantidade - Portfólio Candidato.	77
Tabela IV - Alocação ótima - Portfólio Candidato.....	79
Tabela V - Alocação em função da política de gerenciamento e aversão ao risco. ..	83
Tabela VI - Precificação da Flexibilidade dos Contratos [R\$/MWh].	94
Tabela VII - Balanço Contratual.	97
Tabela VIII - Complementaridade Hidro-Eólica Morro do Chapéu.	114
Tabela IX - Complementaridade Hidro-Eólica Coxilha Negra.....	116
Tabela X - Complementaridade Hidro-Eólica Macau.	118
Tabela XI - Tabela Resultado – Complementaridade.....	119
Tabela XII - Associação Hidro-Eólica. Usina Eólica Morro do Chapéu-BA.	121
Tabela XIII - Associação Hidro-Eólica. Usina Eólica Coxilha Negra-RS	123
Tabela XIV - Associação Hidro-Eólica. Usina Eólica Macau-RN.....	124
Tabela XV - Custo Anual Equivalente dos Projetos Eólicos.....	149
Tabela XVI - Comparativo dos Resultados	154
Tabela XVII - Efeito da Sinergia sobre a TIR dos Projetos.....	155
Tabela XVIII - Resultados valores globais. Custo Esperado e do CVaR [R\$/MWh].	183
Tabela XIX - Sensibilidade ao Preço de compra e Alocação ótima.....	198
Tabela XX - Sensibilidade ao preço de compra Usina Hidro – Alocação Ótima	201
Tabela XXI - Sensibilidade ao preço de compra ‘Mercado’ – Alocação Ótima.....	202

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CVaR	<i>Conditional Value-at-Risk</i>
VaR	<i>Value-at-Risk</i>
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SIN	Sistema Interligado Nacional
MCP	Mercado de Curto Prazo
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
CCEAL	Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contratos de Compra Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MLT	Média de Longo Termo
GSF	<i>Generation Scaling Factor</i>
GF	Garantia Física
UHE	Usina Hidroelétrica
SPE	Sociedade de Propósito Específico
MW	Megawatt
CAE	Custo Anual Equivalente
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
JDC	Juros Durante a Construção
TIR	Taxa Interna de Retorno
CME	Custo Marginal de Expansão
ENA	Energia Natural Afluenta

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	Contextualização.....	19
1.2	Aspectos de Comercialização.....	22
1.2.1	Preço Spot de Energia	22
1.2.2	Contratação e implicações	24
1.2.3	Geração sazonal e implicações comerciais	28
1.2.4	Sinergia entre fontes renováveis de geração sazonal.....	30
1.3	Objetivos.....	32
1.4	Estrutura da Tese.....	33
2	PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA E MÉTRICA DE RISCO CVAR	35
2.1	Caracterização dos Riscos.....	35
2.2	Métricas de risco VaR e CVaR	37
2.2.1	Value-at-Risk (VaR)	39
2.2.2	Conditional Value-at-Risk (CVaR).....	40
2.3	Programação Estocástica com Métrica de Risco.....	42
2.4	Conclusões e Considerações Finais	51
3	MODELO PARA AGENTE GERADOR E ESTUDOS DE CASO	52
3.1	Considerações Gerais	52
3.2	Base Conceitual	53
3.2.1	Tomada de decisão de contratação	53
3.2.2	Contabilização periódica do CVaR.....	54
3.2.3	Precificação de contratos com cláusulas de flexibilidade.....	56
3.2.4	Negociação de contratos ‘swap’	58
3.2.5	Arranjos Comerciais e de Investimento em Associações Hidro-Eólicas	58

3.2.6 Estruturação do capítulo	61
3.3 Modelagem	62
3.4 Efeito da Contabilização Periódica do CVaR na Contratação.....	70
3.4.1 Políticas de gerenciamento de risco (CVaR)	71
3.4.2 Modelagem das políticas de gerenciamento de risco (i) e (ii)	72
3.4.3 Modelagem das políticas de gerenciamento de risco (iii) e (iv).....	73
3.4.4 Estudo de Caso: Análise de Contratação Ótima	74
3.4.4.1 Premissas	75
3.4.4.2 Resultados da política de gerenciamento de risco (i)	78
3.4.4.3 Resultados comparativos das políticas de gerenciamento de risco.....	82
3.5 Precificação de Contratos com Cláusula de Flexibilidade	90
3.5.1 Conclusão	95
3.6 Análise de Operação Swap	96
3.6.1 Análise de resultados	100
3.6.2 Conclusões	103
3.7 Análise de Complementaridade Hidro-Eólica.....	104
3.7.1 Análise de Contratação das Usinas e Complementariedade	110
3.7.1.1 Percentual Contratado da Hidro.....	110
3.7.1.2 Percentual contratado da Usina Eólica Morro do Chapéu	112
3.7.1.3 Percentual contratado da Associação Hidro - Eólica Morro do Chapéu	113
3.7.1.4 Percentual contratado da Usina Eólica Coxilha Negra	114
3.7.1.5 Percentual contratado da Associação Hidro-Eólica Coxilha Negra....	115
3.7.1.6 Percentual contratado da Usina Eólica Macau	116
3.7.1.7 Percentual contratado da Associação Hidro-Eólica Macau	117
3.7.1.8 Conclusão - Percentual contratado da Associação Hidro-Eólica	118
3.7.2 Associação Hidro-Eólica – Faixa de Potência.....	119
3.7.2.1 Associação Hidro-Eólica Morro do Chapéu – Faixa de Potência.....	120
3.7.2.2 Associação Hidro-Eólica Coxilha Negra – Faixa de Potência.....	122
3.7.2.3 Associação Hidro-Eólica Macau – Faixa de Potência.....	122
3.7.2.4 Conclusão - Associação Hidro-Eólica – Faixa de Potência	125

3.7.3	Conclusão	125
3.8	Participação Comercial de Empresa Hidro em Projetos Eólicos	126
3.8.1	Estudo de Caso 1 – Morro do Chapéu	130
3.8.2	Estudo de Caso 2 – Coxilha Negra	132
3.8.3	Estudo de Caso 3 – Macau	133
3.8.4	Conclusão	135
3.9	Análise de Investimento de Empresa Tipicamente Hidrogeradora em Projetos Eólicos	136
3.9.1	Modelagem para Análise de Investimento e Sinergia	140
3.9.2	Estudo de Caso: Sinergia entre Projetos Eólicos Novos e Parque Gerador Hidráulico Existente	146
3.9.2.1	Análise do Parque Gerador Hidráulico.....	148
3.9.2.2	Análise dos Projetos Eólicos.....	149
3.9.2.3	Análise dos Portfólios	151
3.9.2.4	Análise de Sinergia	153
3.9.3	Conclusão	155
3.10	Considerações Finais	156
4	MODELO PARA AGENTE CONSUMIDOR E ESTUDOS DE CASO.....	159
4.1	Introdução.....	159
4.2	Modelagem	163
4.3	Estudo de Caso	167
4.3.1	Tomada de decisão na data ‘presente’	168
4.3.2	Tomada de decisão: data ‘presente’ versus data ‘futura’	171
4.3.2.1	Data ‘hoje’ versus Data ‘futura’ – Patamares Alto, Médio e Baixo	175
4.3.2.2	Data ‘hoje’ versus Data ‘futura’ – Patamar Alto.....	178
4.3.2.3	Data ‘hoje’ versus Data ‘futura’ – Patamar Médio	179
4.3.2.4	Data ‘hoje’ versus Data ‘futura’ – Patamar Baixo	180
4.3.2.5	Custo de Arrependimento	181
4.4	Conclusões e Considerações Finais	184

5	MODELO PARA AGENTE COMERCIALIZADOR E ESTUDOS DE CASO ...	187
5.1	Introdução.....	187
5.2	Modelagem	191
5.3	Estudo de Caso	196
5.3.1	Montante ótimo de compra das usinas hidráulica e eólica	197
5.3.2	Preço de equilíbrio entre compra via usina eólica e hidráulica	200
5.3.3	Montante ótimo de compra via usinas e contrato por quantidade	201
5.4	Conclusões.....	204
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	206
6.1	Conclusão.....	206
6.2	Contribuições	209
6.3	Considerações Finais	211
6.4	Estudos Futuros.....	212
6.5	Epílogo	213
	REFERÊNCIAS.....	214

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Nesta década, a expansão dos mercados energéticos ao redor do mundo tem sido caracterizada por fortes investimentos em fontes renováveis. Em 2014, estima-se que foram investidos aproximadamente 270 bilhões de dólares em novos empreendimentos de geração, representando um acréscimo de 100 GW e totalizando a marca mundial de 1360 GW em capacidade instalada somente por fontes renováveis. No Brasil, essa tendência de investimento em renováveis não foi diferente e atingiu a marca de 7,6 bilhões de dólares em 2014 (REN21, 2015).

A participação da fonte eólica tem aumentado rapidamente nos últimos anos no Brasil, como reflexo de uma política do governo federal de incentivos financeiros e fiscais para investimentos em fontes alternativas e como fruto dos resultados dos leilões para contratação em ambiente regulado. Estima-se que a capacidade instalada para essa fonte passará de 6,6 GW em 2015 para 17,0 GW em 2019, sendo mais da metade resultante de projetos na região Nordeste do país (ABEEólica, 2015).

Em relação às fontes hidrelétricas, apesar dos grandes projetos de geração em andamento - tais como as Usinas de Belo Monte (4571 MW), Jirau (3750 MW) e Santo Antônio (3568 MW) - a expansão de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's) mostra-se tímida nesta década. Esse tipo de fonte perdeu competitividade no mercado devido, principalmente, à concorrência direta com outras fontes em leilões públicos, sobretudo, com as usinas eólicas, que apresentam menores custos de investimento.

Apesar da retração na expansão dessa fonte, o parque nacional apresenta amplo predomínio de geração hidrelétrica de pequeno, médio e grande porte, sendo essa fonte importantíssima para o setor elétrico nacional. Em 2015, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) atingiu a marca de 141 GW em capacidade instalada, representada por uma matriz de energia elétrica composta predominantemente por fontes de origem hídrica (65,65%), térmica (28,4%), eólica (4,5%) e nuclear (1,45%), conforme indica a ANEEL (2015).

Em virtude do cenário de expansão da matriz energética nacional e, com vistas a obter ganhos de escala, grandes companhias geradoras – tipicamente produtoras independentes de hidroeletricidade – têm diversificado seus parques

através de investimentos, sobretudo, em plantas eólicas; uma tendência cada vez mais presente no mercado nacional.

De maneira geral, a geração de fontes renováveis como as hídricas e eólicas dependem diretamente das condições climáticas. Em virtude dessas condições de geração, a produção de energia por fontes hídricas e eólicas apresenta comportamento com característica estocástica. Em comum, essas fontes possuem perfis de geração de energia bem característicos ao longo do ano: produção sazonal.

No território brasileiro, as usinas hidroelétricas tendem a gerar mais durante a estação chuvosa, que ocorre tipicamente entre os meses de dezembro e abril. Por sua vez, a produção mensal de usinas eólicas tende a aumentar de junho a novembro, período no qual há um aumento na intensidade e constância de ventos, principalmente na região Nordeste.

Outra característica importante dessas fontes reside na relação da geração individual de cada uma delas com o preço *spot* de eletricidade ou Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Como a formação desse preço depende, dentre outros fatores, do “valor da água” no Sistema Interligado Nacional (SIN), durante o período úmido há maior geração hidroelétrica e menor necessidade de despacho térmico, o que reflete em um preço *spot* mais baixo para esse período e resulta numa correlação negativa entre o preço e a geração hidroelétrica.

Esses fatores característicos de produção sazonal e a relação com o PLD, em conjunto com as incertezas associadas, aumentam os riscos dos geradores de venderem grandes quantidades de suas energias firmes - provenientes de cada usina individualmente - através de contratos por quantidade de longo prazo, haja vista que tal estratégia pode incorrer em um alto risco financeiro de exposição ao mercado de curto prazo (MCP) caso não gerem volume suficiente para honrar os contratos e necessitem, assim, adquirir esse déficit no MCP em momentos de alta do PLD.

O relacionamento conjunto entre geração, percentual do volume contratado, PLD e preço de contrato interferem diretamente na exposição desses agentes aos riscos do mercado de curto prazo (MCP).

Nesse sentido, torna-se necessária para esses agentes a elaboração de estratégias de comercialização que mitiguem o risco de exposição ao MCP. Neste contexto cabe mencionar que tal estratégia pode ser desenvolvida através de arranjos comerciais que envolvam fontes com diferentes produções sazonais, de tal forma a tirar proveito da característica complementar entre usinas eólicas, hidroelétricas e de

cogeração a biomassa, que resultem em ganhos financeiros e proteção contra os riscos envolvidos.

Em outras palavras, o *mix* formado pela composição das diferentes fontes de geração resulta em um perfil de geração mais estável, que, por consequência, altera as estratégias de comercialização ao melhorar o perfil de risco da geração e auferir ganhos adicionais em receita.

Além da importância dessa temática para delinear estratégias de comercialização, há que se ressaltar sua importância sob o aspecto de novos empreendimentos. Uma estratégia de diversificação de portfólio através de investimentos (ou aquisições e participações) em novas usinas requer a análise sobre a correlação desses novos ativos com a produção do parque gerador existente, ou seja, a sinergia energética entre o novo projeto com os já existentes.

Em analogia à comercialização, a estratégia ótima de viabilização individual de um projeto de geração de energia será diferente daquela que contemple o sinergia desse projeto com o portfólio (parque gerador existente), uma vez que, ao analisar o a sinergia dos projetos, trabalha-se com a hipótese de que a produção do parque gerador será comercializada de forma conjunta e não individualizada. Havendo sinergia positivo entre os projetos, cria-se um “*hedge*” entre esses ativos, que possibilita auferir ganhos financeiros em relação aos projetos individualmente considerada, conforme se discute ao longo da presente Tese.

Outro ponto de destaque reside no fato de que as estratégias de comercialização e investimento, além de serem definidas sob condições de incertezas (como por exemplo: PLD e Geração), são delineadas sob uma ampla variedade de modalidades de contratos, com características distintas (por exemplo: volume, preço, prazo, cláusulas específicas de entrega, etc.) e que influenciam o desempenho financeiro da operação.

Em cada tipo de operação de compra e venda de contratos, diferentes condições de contorno são apresentadas, por exemplo, em relação à quantidade e tipos de contratos candidatos e às tendências de evolução dos cenários das incertezas.

A seleção dos contratos mais adequados em cada operação torna-se um ponto crucial para os agentes, pois a tomada de decisão em momento presente ocorre sob condições de incerteza; e estas somente serão reveladas em período posterior

ao da definição da contratação, quando, de fato, o desempenho financeiro da operação é mensurado.

Em síntese, no setor elétrico as operações de comercialização e investimento são envoltas em um ambiente de incertezas e apresentam-se como uma atividade desafiadora e complexa. Dada essa complexidade, para se delinear uma estratégia comercial é necessário o suporte de modelos baseados em, por exemplo, programação estocástica com métrica de risco associada.

O emprego desses modelos traz grandes vantagens para os agentes, pois possibilita que as incertezas inerentes ao problema sejam adequadamente consideradas e também pelo fato de que a associação de métricas de risco nos modelos permite que o agente tome decisões respaldadas em critérios que contemplem sua aversão ao risco e à capacidade financeira.

Nesse contexto, conforme delineado no item Objetivos, a presente Tese busca apresentar modelos de otimização linear estocástica com métrica de risco associada para suporte à análise de estratégias de comercialização e investimento no setor elétrico nacional.

1.2 Aspectos de Comercialização

1.2.1 Preço Spot de Energia

A atividade de comercialização da energia no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) não é uma tarefa trivial e requer um ativo gerenciamento por parte de seus atores. Como em qualquer outro mercado de *commodities*, está sujeita às incertezas sobre o principal parâmetro de valorização de seus ativos, que é o preço de energia.

No SEB ainda se verifica um amplo predomínio da geração por hidroeletricidade, sendo que esse fato gera consequências importantes no comportamento do preço da energia: a dependência do regime pluvial gera uma grande volatilidade nos preços da energia no mercado de curto prazo, o que torna a contratação de energia uma atividade complexa, desenvolvida em ambiente de incertezas, fato que traz, como consequência associada uma importante componente de risco negocial.

Ao se analisar a série histórica do PLD entre os períodos de janeiro de 2010 e abril de 2015, conforme apresentado na Figura 1, observa-se um comportamento característico de preço baixo da energia por longos períodos no início da década, com significativo aumento nos últimos anos.

Observa-se ainda a presença de grande volatilidade nos preços e também a ocorrência de grandes saltos (disparada de preços), como no período entre fevereiro e maio de 2014, quando os preços atingiram o teto vigente à época, ou seja, de 822,83 R\$/MWh. Tal fenômeno voltou a se repetir em 2015, sendo que a redução observada no gráfico deu-se pela adoção de novo preço teto, reduzindo-se do patamar de 822,83 para 388,48 R\$/MWh.

Figura 1 - Série histórica de PLD: janeiro de 2010 a dezembro de 2015

Fonte: CCEE

A grande variação no preço de energia, que em longo prazo se caracteriza por forte volatilidade nos preços, impacta fortemente os agentes e sua variação dificulta a definição de estratégias comerciais.

Por exemplo, o preço médio anual em 2010 foi de 71,21 R\$/MWh, enquanto em 2011 de 29,63 R\$/MWh, 2012 de 165,83 R\$/MWh, 2013 de 266,00 R\$/MWh e em 2014 de 694,55 R\$/MWh. Em 2015, até maio, mantinha-se no teto de 388,48 R\$/MWh.

1.2.2 Contratação e implicações

Os agentes de Geração¹ e os Comercializadores podem, segundo o modelo vigente do setor, realizar a comercialização de energia elétrica em dois ambientes de mercado: o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Regulado (ACR).

A coexistência desses ambientes permite a manutenção de caráter competitivo da geração. Independentemente do Ambiente, todos os contratos devem ser registrados na CCEE² e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo.

No ACL, os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais e realizados através da livre negociação entre os Agentes Geradores, Consumidores Livres, Exportadores e Importadores de energia, onde há liberdade para se estabelecer os preços relativos aos volumes de compra e venda de energia e sua variação com o tempo, buscando-se um equilíbrio que pondere uma alocação racional dos riscos de variação dos preços e garanta a integridade da saúde financeira tanto de fornecedores, como dos consumidores.

Nesse ambiente, os Contratos bilaterais são denominados de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

Nos contratos bilaterais, o que interessa são o volume contratado, o preço de venda e o prazo de vigência. São modalidades de contratação bilateral:

- i) Contrato de Disponibilidade – São contratos nos quais tanto os riscos, como o ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia assegurada são alocados ao *pool* e repassados aos consumidores regulados.
- ii) Contrato de Quantidade – Os riscos da geração são assumidos totalmente pelos geradores, cabendo a estes arcar com todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada.

Por sua vez, no ACR os contratos são pactuados por meio de contratos bilaterais regulados e realizados entre Agentes vendedores³ e distribuidores

¹ Agentes de Geração: Concessionários de Serviço Público de Geração; Produtores Independentes de Energia Elétrica ou Autoprodutores (CCEE, 2010).

² CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O registro do contrato não prevê necessariamente informar o preço de venda, mas sim o volume e o prazo do contrato (CCEE, 2010).

³ Agente Vendedor: Agente de Geração, Agente de Comercialização ou Agente de Importação (CCEE, 2010).

participantes dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Tais contratos são denominados de Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR).

O Decreto nº 5.163/04 prevê que, aos Agentes Vendedores, cabe apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e potência, constituído pela garantia física proporcionada por empreendimentos de geração próprios ou de terceiros; neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. Se o lastro não for comprovado ou não existir, os agentes ficam passíveis de aplicação de penalidades, conforme regem as Regras e Procedimentos de Comercialização, aplicáveis pela CCEE.

Tanto os contratos do ACR, como os do ACL, são registrados na CCEE e servem de base para contabilizar e liquidar as diferenças no mercado de curto prazo. Os montantes totais contratados são liquidados bilateralmente pelos Agentes, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com condições contratuais específicas.

As relações comerciais entre os agentes são regidas, predominantemente, por contratos de compra e venda de energia, sendo que todos os contratos celebrados entre os Agentes no âmbito do SIN devem ser devidamente registrados na CCEE, que contabiliza as diferenças entre o que foi produzido, ou consumido, e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas no MCP e valoradas ao PLD, determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, aplicando-se uma limitação caracterizada por um preço mínimo (“ piso”) e por um preço máximo (“teto”).

Os agentes vendedores devem apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e potência, constituído pela Garantia Física (“Placa”) de empreendimentos. Cabe a estes, no entanto, definir qual a melhor forma de negociar a sua “placa”.

Nesse contexto, portanto, constitui uma opção negocial, para o agente, operar com diferentes parcelas da Garantia Física contratada, sujeitando-se assim ao mercado de curto prazo em maior ou menor grau de exposição.

A contratação de energia no ambiente livre atrai consumidores que buscam melhorar custos com a possibilidade de aquisição de energia barata, mas em contrapartida, trazem consigo elevados riscos, pois apesar de haver certo comportamento cíclico, não há como se prever com exatidão qual será a real disponibilidade energética em um horizonte de médio ou de longo prazo, tornando a

precificação do valor da energia uma difícil tarefa, já que classificar o custo de oportunidade de energia em “caro” ou “barato” é algo absolutamente não trivial e mesmo algo subjetivo, conforme se detalhará ao longo do texto dessa Tese.

Aos agentes geradores, a questão torna-se oposta, ou seja, configura-se bastante interessante o estabelecimento de contratos de longo prazo como mecanismo de defesa para os preços baixos que ocorrem na maior parte do tempo e como forma de assegurar receitas para honrar compromissos financeiros de amortização dos investimentos, que em sua maioria são financiados e requerem garantias financeiras das companhias.

Ao mesmo tempo, para os agentes geradores seria vantajoso estar com sua capacidade de produção descontratada nos momentos em que o preço de curto prazo (*spot* ou PLD) dispara, de modo a obter ganhos com a venda de energia a preços extremamente elevados. Este é um grande dilema para os geradores: a definição da alocação ótima de energia em contratos com prazos distintos.

Os preços da energia contratada são estabelecidos tomando-se por base (i) os custos previstos para a construção de novas fontes de geração, (ii) o prazo necessário para entrega e (iii) a duração do contrato; bem como ponderando também (iv) a sinalização dos preços da energia no mercado de curto prazo – PLD.

Na definição de uma política de contratação, tanto pelo lado dos comercializadores e consumidores livres, quanto pela parte dos agentes geradores, os efeitos das incertezas em relação aos valores do preço *spot* e à ocorrência de condições climáticas desfavoráveis, que impactem a expectativa de geração, devem ser analisados adequadamente e com muita cautela.

Sob o prisma dos agentes compradores, conforme já enfatizado, uma política de realização de contratos de longo prazo se mostra uma opção segura, atenuando os efeitos negativos causados por hidrologias desfavoráveis, mas em contrapartida, privando estes consumidores da possibilidade de obter energia a custos extremamente baixos durante a maior parte do tempo.

Na ótica oposta, aos agentes vendedores haveria interesse em se estabelecer contratos de longo prazo para defesa contra as consequências financeiras que decorreriam da venda sistemática no mercado de curto prazo (liquidando a produção ao PLD ou então firmando apenas contratos de curto prazo).

Dentro desse prisma, o gerador seria levado a vender todo o montante equivalente ao seu lastro comercial associado à sua Garantia Física (Placa) em

contratos de longo prazo e, de fato, análises simplificadas dos riscos de comercialização de energia, focando apenas a expectativa de ganhos de receita, com objetivo de maximização, corroboram essa percepção e induzem o gerador a adotar tal estratégia.

Ocorre que uma análise mais rebuscada, em que se pondere o risco de exposição financeira nos momentos em que o gerador tenha que adquirir uma complementação de energia no mercado de curto prazo, pode alterar substancialmente a decisão.

Em Barros et al. (2007) são apresentadas análises que demonstram que geradores hidrelétricos que comercializam o máximo de garantia física permitida na regulamentação podem ter necessidade de adquirir montantes consideráveis no mercado de curto prazo, principalmente em situações em que o MRE - Mecanismo de Realocação de Energia - entra em *default*, não garantindo a alocação de energia igual ou maior à garantia física de cada gerador participante.

Seguindo a mesma linha de raciocínio, Dias (2008) e Ramos et al. (2012a), reforçam essa percepção ao mostrarem que uma estratégia ótima de longo prazo não seria a de alocação máxima da garantia física dos empreendimentos hidrelétricos analisados, já que haveria risco de exposição ao curto prazo que comprometeria parcela importante da receita dos geradores.

Tais estudos trazem importantes contribuições sobre a temática e demonstram que análises de portfólio com fontes de geração sazonal podem resultar em ganhos coletivos através do aumento da parcela ótima a ser alocada pelo conjunto (maior do que a soma individual).

Importante destacar que, como as próximas usinas hidrelétricas a serem construídas serão a fio d'água ou com pouca capacidade de regularização, a probabilidade de ocorrência de situações de déficit do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) tende a ser crescente e recorrente. Essas situações são características de uma condição energética desfavorável para o sistema, com ocorrência de vazões sensivelmente aquém da média de longo termo (MLT) ou então reservatórios deplecionados ao extremo.

Como consequência, em tais situações ocorre elevação significativa do PLD e, dado que um episódio hidrológico desfavorável pode durar vários meses, os riscos de insolvência financeira para os agentes expostos podem se tornar insuportáveis.

Para se defender dessas ocorrências, os agentes geradores frequentemente renunciam à possibilidade de comercializar toda a sua placa em contratos de longo prazo, o que garantiria a maximização de sua expectativa de receita em longo prazo, deixando uma margem da sua Garantia Física propositadamente descontratada.

Nesse contexto, surge o interesse da presente Tese na temática referente à definição de estratégias de comercialização de energia (e investimento), onde são apresentados modelos de otimização capazes de prover informações assertivas para a construção racional das estratégias desses agentes.

1.2.3 Geração sazonal e implicações comerciais

Para as empresas geradoras, as incertezas na produção representam riscos financeiros a serem enfrentados desde o momento da decisão de investir em novos projetos até o desenvolvimento de estratégias de comercialização. Quanto maior a incerteza sobre a produção e preço de eletricidade, maior será o impacto sobre as decisões da companhia, já que uma decisão inapropriada presente pode resultar em exposições ao mercado de curto prazo no futuro.

Dessa forma, a incerteza na geração sazonal e sua relação com a demanda e o preço *spot* afetam as decisões sobre a parcela da produção, em termos da garantia física, que deverá ser alocada em contratos de derivativos (por exemplo, contratos a termo e futuros) e sobre as cláusulas de contratos em relação ao preço, volume e prazo de entrega.

Exemplos de fontes renováveis com perfis de geração sazonais, as hidrelétricas e as usinas eólicas apresentam características bem típicas, que implicam na necessidade de distintas estratégias de comercialização.

Geralmente, usinas hidrelétricas e as PCH's (Pequenas Centrais Hidrelétricas) tendem a aumentar sua produção durante os períodos úmidos, que vão de dezembro a abril nas regiões Sudeste / Nordeste / Norte e Centro-oeste e de maio a novembro na região Sul. Para essas fontes há o MRE como instrumento regulatório específico para mitigação de riscos hidrológicos, aos quais a geração hidrelétrica está exposta (cf. TOLMASQUIM, 2011; SUSTERAS et al., 2011).

Verifica-se na prática que as fontes hidráulicas raramente deixam de participar do MRE, visto não ser esta decisão a mais adequada para um investidor que preze

pela estabilidade da receita e, dada essa evidência, considerar-se-á doravante que todas as PCH's e Hidrelétricas citadas no presente estudo participam do MRE.

Devido à maciça participação dessa fonte na matriz brasileira, a geração total no sistema influencia fortemente a formação dos preços de energia *spot* e, por esta razão, a correlação entre a geração hidráulica e os preços de PLD tende a ser negativa, isto é, justamente nos períodos onde há maior geração, a tendência é de ocorrência dos menores valores anuais de preço *spot* e vice-versa.

Ocorre que, mesmo tendo os riscos de geração aparentemente minimizados pelo efeito MRE, ressalta-se que na ocorrência de déficit ocorre alta no PLD, expondo o gerador contratado aos efeitos negativos do MCP. Exemplo desse cenário é a crise dos geradores no ano 2015, onde devido à condição ruim do sistema e de mercado, muitos geradores ficaram expostos negativamente ao MCP, impactando fortemente o desempenho financeiro.

Ademais, apesar de as compensações no MCP serem constantes para os agentes, a correlação negativa entre geração e PLD, em conjunto com a imprevisibilidade de geração hidráulica, faz com que seja arriscado para esses agentes venderem montantes próximos ao valor de sua “placa” (Garantia Física) em contratos de longo prazo, já que as compensações tendem a ocorrer em momentos em que os preços estarão elevados, introduzindo uma indesejável volatilidade e exposição que afetam o fluxo de caixa dessas usinas.

As usinas eólicas estão concentradas nas regiões Nordeste e Sul do país, onde os perfis de geração tendem a aumentar durante os meses de junho a novembro, em virtude do aumento na intensidade dos ventos nessas regiões. Tal fato explica a correlação positiva entre a geração dessas usinas e o PLD, que se acentuam justamente nos meses de geração mais elevada (ABEEólica, 2015).

As incertezas em relação aos valores do PLD e a alta volatilidade na geração da fonte eólica - bem como nas demais fontes renováveis apresentadas - interferem diretamente nas estratégias de comercialização. Verifica-se que a sazonalidade torna-se um empecilho para que montantes expressivos da “placa” eólica sejam comercializados através de contratos de longo prazo; tal situação reflete um dos motivos pelos quais mais de 98% dos projetos eólicos serem viabilizadas no ACR e não no ACL.

Apesar de a tendência de correlação positiva entre PLD e geração resultar em um ponto positivo para essa fonte, a intermitência, a dificuldade de previsão, como também a grande sazonalidade na geração, impactam fortemente as estratégias comerciais, o que levou à proposição de outros mecanismos, como o MRE-Eólico (RAMOS et al., 2012b), para mitigar os riscos de exposições no MCP de empreendimentos eólicos no território Brasileiro.

1.2.4 Sinergia entre fontes renováveis de geração sazonal

Os padrões de geração sazonal de fontes eólicas, hidroelétricas e cogeração a biomassa apresentam uma sinergia natural no território brasileiro (Figura 2), o qual deve ser considerado em conjunto com os efeitos da volatilidade no PLD, dado a dependência do despacho hidrelétrico, bem como as condições do sistema.

Em resumo, os ganhos de sinergia advêm do fato de que a diversidade na capacidade de produção sazonal dessas renováveis pode ser utilizada de tal forma a salvaguardar a exposição aos preços no mercado de curto prazo.

Figura 2 - Perfis de geração sazonal de fontes renováveis.

Fonte: Ramos et al. (2013), adaptado.

Dessa forma, materializa-se o fato de que, em conjunto, agentes ‘complementares’ possam comercializar - sem excessiva exposição aos riscos de mercado - uma parcela total da garantia física maior do que aquela representada pela soma das parcelas que poderiam ser comercializadas de forma individual, para o mesmo nível de risco.

O aumento da participação das fontes renováveis nos mercados energéticos e os efeitos da inserção dessas fontes nas matrizes têm sido objeto de diversas pesquisas; sob a luz do efeito da complementaridade das fontes de geração sazonal, de maneira geral, os estudos focam as consequências sobre os sistemas elétricos nas quais essas fontes estão inseridas e também sobre as estratégias comerciais que podem decorrer da associação dessas fontes para aquela localidade.

Um exemplo interessante encontra-se em Denault et al. (2008), os quais estudaram os efeitos da inserção de usinas eólicas na província de Quebec (Canadá) - mercado local tipicamente hidrelétrico. Em decorrência de análises estatísticas de correlação entre produção eólica e hidrelétrica, depreenderam que a sinergia energética derivada da complementaridade entre essas fontes produz um efeito positivo sobre o perfil de riscos de geração do sistema como um todo e que esse efeito estaria condicionado à proporção entre a potência instalada das duas fontes. Assim, concluíram que uma participação das fontes eólicas em 25-30% no mercado seria a que melhor refletiria os benefícios da complementariedade.

De fato, quando se considera o efeito complementar entre quaisquer fontes, deve haver uma escala adequada entre as mesmas, em termos da produção de energia. Se há uma relação muito desproporcional entre a capacidade produtiva das fontes, provavelmente os efeitos se reduzem e podem não gerar os benefícios desejados.

A complementação energética entre diferentes tipos de fontes geradoras pode constituir um mecanismo de *hedge* financeiro para as empresas geradoras de energia; tal fato abre frente para dois interessantes tipos de análises, uma com foco em comercialização e outra em investimentos em novos projetos.

Em relação à comercialização, de maneira geral, os agentes procuram desenhar estratégias comerciais que contemplem um *mix* da produção sazonal de cada fonte, de forma a oferecer produtos que sejam atraentes para o mercado. Por outro lado, análises de investimento para justificar a diversificação de parques geradores, abordam os aspectos sobre os efeitos globais que podem ser auferidos

por um novo empreendimento, bem como qual seria a estratégia ótima de comercialização global do parque como componente de um portfólio, e não como estratégia individualizada.

1.3 Objetivos

A presente Tese tem como tema central a gestão de contratos para comercialização de energia e realização de investimentos por meio de formação de portfólios compostos por energias renováveis (no âmbito nacional), sob a ótica do agente consumidor, comercializador e, sobretudo, gerador.

O objetivo geral consiste no desenvolvimento de modelos de programação estocástica com métrica *Conditional Value-at-Risk (CVaR)* customizados para suporte das análises pretendidas, conforme definido nos objetivos específicos a seguir.

Sob a ótica de agente gerador:

- i. Políticas de gerenciamento de risco definidas em função da contabilização periódica do CVaR e sua influência sobre estratégias de contratação;
- ii. Precificação de cláusulas de flexibilidade em relação ao montante a ser entregue em contratos por quantidade, de forma a incorporar no preço final o risco que o agente se expõe por tal cláusula em contratos;
- iii. Operação ‘*swap*’ de contratação para se estabelecer proteção a uma ou ambas as partes envolvidas, em períodos de vulnerabilidade ao mercado de curto prazo, de forma a definir o montante da “troca” de volumes de energia entre partes, que caracteriza esse tipo de operação, dado os condicionantes de preços de compra e venda, balanço contratual do gerador hidráulico, aversão ao risco do agente e as projeções de PLD e GSF (*Generation Scaling Factor*) no horizonte de planejamento;
- iv. Efeito de complementaridade entre a geração de usinas hidráulicas e eólicas e análise do nível ótimo de contratação na comercialização conjunta dessas fontes, e definição da proporção de cada uma na composição do portfólio, de forma a obter a melhor solução de compromisso (“trade-off”) da associação, em termos de risco x retorno, maximizando receitas, sob o condicionamento de risco controlado, ao melhorar o perfil de risco do conjunto de empreendimentos associados;

- v. Participação comercial em usinas eólicas existentes de uma empresa tipicamente hidrogeradora, através da proposição de um modelo de negócio capaz de explorar o efeito de complementaridade entre as fontes para a viabilização do arranjo comercial e mitigação do risco envolvido;
- vi. Investimento em projetos eólicos por parte de uma empresa tipicamente hidrogeradora, de forma a auferir a sinergia o novo projeto com o parque existente e incorporar esse valor na análise de viabilidade do empreendimento.

Sob a ótica do agente consumidor livre, analisa-se a estratégia de contratação com base na possibilidade entre a tomada de decisão imediata e sua postergação para a compra de suprimento de energia, tendo como opção um portfólio composto por diversos contratos candidatos precificados em dois momentos distintos (data presente e futura), que representam a evolução dos preços e podem influenciar na decisão desse agente.

Por fim, sob a ótica do agente comercializador, busca-se como objetivos específicos analisar a estratégia de contratação no ACL, quando o agente comercializador tem como opção de compra um portfólio candidato formado por contratos por quantidade oriundos do mercado, contratos por disponibilidade oriundos de usinas eólicas e contratos de usinas hidráulicas, a fim de que sejam revendidos ao mercado via contratos por quantidade. Analisa-se o impacto da aversão ao risco do agente sob a decisão ótima de compra e os rebatimentos na estratégia de venda.

1.4 Estrutura da Tese

Esta Tese está organizada como segue:

O Capítulo 2 apresenta conceitos básicos sobre a métrica de *risco Conditional Value-at-Risk* (CVaR) e sobre modelagem do processo de contratação com o suporte de programação estocástica; realiza-se ainda uma revisão bibliográfica acerca da incorporação de métricas de risco em modelos estocásticos para análise de estratégias de comercialização e de investimento no setor elétrico.

O capítulo 3 expõe o modelo de otimização estocástica com métrica de risco para o agente gerador e nas análises dos objetivos específicos cujos focos reside em estratégias de comercialização e investimento sob a ótica deste agente e com base em análise de risco via CVaR.

No Capítulo 4 foca-se no modelo do agente consumidor e sua aplicação para a análise da definição da estratégia de contratação quando há possibilidade da tomada de decisão imediata bem como sua postergação, a partir de um portfólio de contratos de compra candidatos e com base na aversão ao risco do agente.

O Capítulo 5 apresenta o modelo desenvolvido para o agente comercializador e discorre acerca da análise de contratação com possibilidade de compra por um portfólio formado por contratos de disponibilidade (fontes renováveis hidro e eólica) e por quantidade, para sua revenda ao mercado via contrato de venda por quantidade. O critério de risco é levado em consideração para a tomada de decisão mais racional para este agente, buscando auxiliá-lo na seleção dos montantes a serem adquiridos em cada opção e o consequente rebatimento na estratégia de venda.

Finalmente, no Capítulo 6, finaliza a presente Tese apresentando as principais conclusões bem como as considerações finais da pesquisa.

2 PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA E MÉTRICA DE RISCO CVaR

No setor elétrico, em particular na área de comercialização e investimento, a ocorrência de decisões em condições de incerteza é frequente, dado que os desafios enfrentados nessa área envolvem parâmetros de comportamento randômico; como, por exemplo, geração das usinas (solar, eólica, hidráulica), demanda dos consumidores, comportamento do PLD, dentre outros passíveis de citação.

Nesse ambiente repleto de incertezas, que afetam diretamente os resultados financeiros dos agentes, faz-se necessário o desenvolvimento e aplicação de ferramentas capazes de prover respostas mais confiáveis em relação aos objetivos perseguidos por eles.

A modelagem, desenvolvida em linguagem de programação estocástica, com associação de métricas de risco, configurou uma excelente alternativa para a otimização da solução em relação aos principais problemas enfrentados na área de comercialização de energia elétrica e investimento em novos projetos de geração, conforme se discute na presente Tese.

Este capítulo apresenta os conceitos fundamentais sobre métricas de risco e programação estocástica, com particular interesse na aplicação para os problemas de comercialização e investimento; os modelos de otimização desenvolvidos ao longo deste trabalho são sustentados pelos conceitos abordados no presente capítulo.

2.1 Caracterização dos Riscos

O risco pode ser compreendido como a possibilidade de ocorrência de um evento não desejável ou adverso. As métricas de risco permitem mensurar a possibilidade esperada de ocorrência do evento e quantificar o valor esperável da perda decorrente.

Um dos principais pontos de análise dos agentes do setor de energia elétrica está na gestão dos riscos aos quais se expõem, seja através da aplicação de instrumentos financeiros ou em ações de mitigação de riscos. Nesse contexto, o gerenciamento de risco visa tratar dos fatores que podem ser identificados e quantificados, para a aplicação de instrumentos de mitigação.

Com base nos trabalhos de Ojanen (2002), Liu (2006), Souza (2008) e Mayo (2009), os principais riscos que afetam os agentes do setor elétrico podem ser agrupados em cinco grandes grupos, a saber: de Mercado, de Volume (ou de Demanda), de Crédito, Operacionais e de Regulação.

Os Riscos de Mercado possuem origem na volatilidade dos preços de ativos e passivos financeiros. Podem ser subdivididos em:

(a) *Risco de base*: originado da relação imperfeita entre os preços futuros e do preço no mercado *spot*;

(b) *Risco de liquidez*: incapacidade da transação (compra/venda) dos ativos e a de honrar obrigações;

(c) *Riscos de volatilidade e de correlação*: relacionados à volatilidade que afeta a previsão dos valores futuros dos instrumentos financeiros e o fator da perda de correlação entre os mesmos;

(d) *Risco de câmbio*: relacionado com a celebração de contratos onde há parâmetros sujeitos a variações cambiais;

(e) *Risco na taxa de juros*: alterações nas taxas de juros onde os contratos de financiamentos e empréstimos foram celebrados;

(f) *Risco de Investimento*: afetam a rentabilidade prevista para o empreendimento com alterações (término, interrupção, extinção) nos serviços prestados ou concessões - bem como sua renegociação;

(g) *Risco de Preços*: relacionado com as flutuações de custos de geração de energia elétrica.

Os Riscos de Volume ou de Demanda decorrem da incerteza sobre a produção e o consumo de eletricidade, visto que condições climáticas adversas ou variações no consumo afetam os preços e o montante de volume a ser gerado.

Os riscos de Crédito são provenientes da probabilidade do não recebimento de obrigações das contrapartes contratuais.

Os riscos Operacionais referem-se ao comprometimento da operação do sistema que podem impactar negativamente o suprimento de energia elétrica e, por consequência, na remuneração do agente; podem ser gerados por falhas tanto nos equipamentos como humana, incidentes e acidentes em geral.

Por fim, tem-se os riscos Legais e Regulatórios, os quais são associados às brechas nas leis ou mudanças nos regulamentos que podem impactar os atores, tais como a criação de encargos não previstos ou brechas para quebra de contratos, ou

ainda alterações no preço teto do PLD - exemplo atual ocorrido em 2015. As questões ambientais de licenciamento ou a demora na concessão podem ser classificadas na área de riscos legais.

Nos investimentos em empreendimentos de geração de energia, o risco do negócio está associado às variações da rentabilidade do projeto, aos lucros provenientes da produção de eletricidade e comercialização da energia.

A gestão comercial do projeto, onde se estabelece o nível de exposição ao mercado de curto prazo (mercado “*spot*”) e se define os parâmetros dos contratos (prazo e preço) de venda de energia elétrica (que são essencialmente, as garantias do financiamento), é uma das decisões mais importantes a ser tomada pelo investidor, representando uma variável estratégica a ser considerada pelo analista financeiro na avaliação de projetos de geração (LIMA, 2002).

Embora haja distintas classificações para cada tipo de risco, na presente Tese denomina-se risco de mercado de curto prazo aquele proveniente, mutuamente, da incerteza de geração de energia, nível de contratação e preços de PLD. Esse tipo de risco concretiza-se quando o agente fica exposto à liquidação no mercado à vista de preços e, por decorrência da relação entre os fatores destacados, realiza perdas financeiras na operação comercial, conforme se discute ao longo deste trabalho e já introduzido no Capítulo de contextualização.

2.2 Métricas de risco VaR e CVaR

As métricas para mensuração de riscos financeiros têm sido largamente empregadas em diversos setores como instrumentos para o gerenciamento de tais riscos. Grande parte delas tem origem no setor financeiro, no qual as incertezas sobre a evolução dos preços dos ativos (exemplo: ações) afetam diretamente as decisões e resultados.

Em Alexander (2010) são definidas as principais métricas de risco empregadas em finanças, com ênfase na aplicação do *Value-at-Risk* para a gestão de portfólio de ativos financeiros (ações), onde o autor ressalta a importância de que as métricas sejam escolhidas com cautela pelas instituições, pois devido à ampla gama de opções para seu emprego, muitas delas são utilizadas de forma equivocada em relação ao que se espera representar/resolver.

Na comercialização e geração de energia no setor elétrico, o enfrentamento de problemas envolvendo incertezas é comum, e modelos de programação estocástica têm sido desenvolvidos de forma a incorporar métricas de risco para o gerenciamento dessas e para subsidiar de informações os gestores em suas atividades comerciais de comercialização de contratos (cf. mais em Pilipovic, 2007).

Em Conejo et al. (2010) são definidas e formuladas, em linguagem de programação, as medidas de risco mais comumente empregadas em modelos de otimização estocástica aplicados para resolução de problemas do mercado de energia, a saber: média-variância (Teoria do Portfólio-Markowitz), probabilidade de déficit ou perdas (*Shortfall probability*), expectativa de perdas (*Expected shortage*), valor em risco (*Value-at-Risk* - VaR) e valor em risco condicional (*Conditional Value-at-Risk* - CVaR).

Dentre estas, os autores destacam o CVaR como a principal e mais promissora métrica de risco a ser utilizada nesse tipo de programação. É definida como uma medida de risco coerente, isto é, atende às quatro principais propriedades matemáticas de acordo com Artzner et al. (1999):

i. Invariante por translação:

$\rho(X + \alpha.r) = \rho(X) - \alpha$: se adicionado a quantidade de ativo ‘alfa’ livre de risco ‘r’ a um portfólio X, necessariamente diminui o risco em ‘alfa’ (o contrário é verdadeiro).

ii. Subaditividade:

$\rho(X + Y) \leq \rho(X) + \rho(Y)$: condiciona que o risco (ρ) de um conjunto de ativos X e Y seja menor ou igual à soma dos riscos individuais de cada ativo.

iii. Positivamente homogênea:

$\rho(\lambda X) = \lambda \rho(X)$: se o ativo X for ampliado ou reduzido linearmente, o risco resultante também o será, pelo mesmo fator (λ).

iv. Monotonicidade:

Se $X \leq Y$ então $\rho(Y) \geq \rho(X)$: dadas duas quantidades X e Y, o risco será menor para o ativo de menor quantidade ($X \leq Y$).

A métrica de risco VaR não atende à propriedade de subaditividade na maioria dos casos e, por isso, não captura de maneira desejável a redução do risco ao se diversificar uma carteira, não sendo coerente do ponto de vista entre o efeito do binômio risco x retorno. O VaR somente é considerado uma métrica coerente no caso raro onde os retornos são normalmente distribuídos, conforme demonstrado em Alexander (2010).

Contudo, sendo o VaR a métrica base para o cálculo do CVaR, esta será objeto de estudo conforme explica-se a seguir com base nos estudos de Pflug (2007), Rockfellar e Uryasev (2010) e Conejo et al. (2010).

2.2.1 *Value-at-Risk (VaR)*

Com ampla aplicação na indústria de finanças, a metodologia *Value-at-Risk* (VaR) é uma medida estatística que permite medir o risco inerente a cada carteira de investimento, podendo ser definida como uma métrica capaz de aferir a mínima perda de uma posição (ou uma carteira) ativa ou passiva (comprada/vendida), em um determinado horizonte de tempo e com uma certa probabilidade de ocorrência (intervalo de confiança), Securato (1996). Por definição, o VaR também é capaz de mensurar o potencial de perda do Valor Presente (VP) de uma série de fluxos de caixa futuro.

Ao aplicar o VaR como métrica de risco, os gestores de carteiras visam obter respostas, por exemplo, aos questionamentos do tipo: (i) Quanto poderei perder com minha carteira atual, caso a mantenha por mais um período (1 dia, 1 semana)? (ii) Se eu adquirir outros ativos, aumentarei o risco global da carteira? Em quanto? (iii) Se estiver disposto a perder, no máximo, 5% do valor de minha carteira, como deverei estruturá-la?

Ao se exemplificar o conceito do VaR - considerando um investimento em horizonte de 20 dias e em um nível de confiança de 95% - um VaR de R\$100.000,00 significa que a perda máxima da carteira nesse horizonte de tempo (20 dias) é de R\$100.000,00 com 95% de confiança. Isso significa que há uma probabilidade de 5% (5 em cada 100 hipóteses) de que a perda nesse período supere os R\$100.000,00.

A determinação do VaR pode ser obtida a partir da aplicação das principais metodologias, quais sejam, o método analítico; o método de simulação histórica; ou método de Monte Carlo.

A diferenciação básica entre as metodologias reside no fato de que o método analítico requer a estimação da matriz de correlações de volatilidades, assim como a decomposição e mapeamento de ativos/passivos para fatores de mercado previamente selecionados.

No método de simulação histórica, os dados são diretamente usados como cenários para o cálculo de risco; no método de simulação Monte Carlo, os cenários são gerados aleatoriamente, conforme a metodologia clássica largamente utilizada em várias áreas (ALEXANDER, 2010).

Segundo Conejo et al. (2010), o VaR pode ser definido, para um dado $\alpha \in (0,1)$, como aquele igual ao maior valor η que garante que a probabilidade de se obter um resultado menor que η é menor que $1 - \alpha$. Em outras palavras, tem-se que o VaR (α, x) é o $(1-\alpha)$ -quantil da distribuição dos resultados; matematicamente, o VaR (α, x) é definido conforme a Equação (1):

$$VaR(\alpha, x) = \max\{\eta: P(\omega | f(x, \omega) < \eta) \leq 1 - \alpha\}, \forall \alpha \in (0,1) \quad (1)$$

Observe-se que η não é um parâmetro dado, mas sim a medida de risco associada à variável randômica que representa o resultado (exemplo: receita, lucro, retorno, cenários, etc.). O índice ω representa cada cenário.

As principais limitações à aplicação do VaR consistem no fato de que (i) esse parâmetro não fornece a medida das perdas potenciais que excedem o valor do próprio VaR; (ii) quando empregada para otimização de carteiras, pode causar um alongamento na cauda da curva de distribuição de perdas, criando um potencial de perdas mais elevadas quando estas ultrapassam os próprios valores do VaR; e (iii) sua aplicação é de difícil otimização, exceto quando se assume uma distribuição normal para as variáveis de mercado na qual está sustentada. Além disso, tem-se o fato do VaR violar a propriedade de subaditividade de uma métrica de risco coerente.

2.2.2 Conditional Value-at-Risk (CVaR)

A métrica *Conditional Value-at-Risk* contorna as limitações do VaR ao indicar, de forma mais adequada, o potencial de perdas que ultrapassam o intervalo de confiança, definido ao se calcular a média das perdas que excedem o valor do VaR.

Nessa linha, o CVaR pode ser definido como o valor médio esperado do excedente das perdas que ultrapassam o valor do VaR; com efeito, sua aplicação permite que se obtenha uma carteira menos exposta a valores extremos do que aquela otimizada pelo VaR.

A equação do CVaR pode ser expressa matematicamente - segundo Acerbi (2002) - conforme equação (2), na qual o CVaR é descrito como uma variável aleatória R (Renda Líquida ou Lucro Operacional) com função de probabilidade acumulativa $F_R(r) = P(R \leq r)$:

$$CVaR_\alpha(R) = E(R|\Psi) = \int_{\Psi} R. dF_{R/\Psi} \quad (2)$$

Onde:

$\Psi = \{R: R \leq VaR_\alpha(R)\}$: Conjunto de resultados de Renda Líquida inferiores ao $VaR_\alpha(R)$, que a variável aleatória R pode assumir.

$F_{R/\Psi}$: É a função de probabilidade condicionada ao evento Ψ .

$VaR_\alpha(R) = \inf_r \{r \mid F_R(r) \geq 1-\alpha\}$, com α entre 95% e 99% (intervalo de confiança).

Dessa forma, Acerbi (2002) expressa que a medida $CVaR_\alpha(R)$ pode ser obtida através da esperança condicionada a valores de renda inferiores ao VaR_α , que pode ser visto como um quantil desta mesma variável aleatória.

E Pflug (2010) afirma que o VaR é definido como o $(1-\alpha)$ -quantil da distribuição dos resultados, enquanto o CVaR caracteriza o valor esperado da distribuição dos resultados abaixo do $(1-\alpha)$ -quantil.

Segundo Conejo et al. (2010), o CVaR para retorno pode ser definido, dado $\alpha \in (0,1)$, como o valor esperado dos resultados menores que o $(1-\alpha)$ -quantil da distribuição dos resultados. Se todos os cenários forem equiprováveis, o $CVaR(\alpha)$ é computado como o resultado esperado dos $(1-\alpha) \times 100\%$ piores cenários.

No caso do emprego em modelos de otimização, tem-se que o CVaR para uma distribuição discreta de retorno pode ser escrito, matematicamente, com base em Rockfellar e Uryasev (2000), conforme a equação (3) a seguir:

$$CVaR_\alpha(R_t) = \max \left\{ \eta - \frac{1}{1-\alpha} E \left\{ \max \{ \eta - R_{t,s}, 0 \} \right\} \right\}, \forall \alpha \in (0,1) e \eta \in \mathcal{R} \quad (3)$$

Onde: R_t representa o retorno em um período de tempo t ; η representa a variável de decisão que, no ponto ótimo, atinge o valor do VaR; $R_{t,s}$ representa o retorno no período de tempo t e cenário s ; e α , o nível de confiança.

A equação acima pode ser resolvida por meio de modelos de otimização linear. Nesse caso, por processo de iteração, a média de todas as parcelas reais positivas ($E\{\max\{\eta - R_{t,s}, 0\}\}$) será multiplicada pelo inverso do nível de confiança (alfa) e subtraída da variável de decisão η , até que se obtenha o valor do CVaR no ponto máximo (ótimo). Ou seja, no referido ponto a média das parcelas positivas será subtraída do valor do VaR, obtendo-se o CVaR como a média de todos os valores abaixo do VaR, para um determinado nível de confiança adotado.

A principal vantagem do CVaR está em sua capacidade de quantificar um valor além daquele obtido pelo VaR, e também por sua modelagem em programação não requerer o uso de variáveis binárias para o cômputo dos resultados (CONEJO et al., 2010).

A crescente aplicação do CVaR em modelos de otimização estocástica se deve, além de sua potencialidade, ao fato de Rockfellar e Uryasev (2010) tê-la formulado matematicamente de modo a permitir sua otimização através de técnicas de programação linear. Tal feito alavancou a aplicação dessa medida de risco para resolução de problemas dessa natureza, que envolve decisões sob condições de incerteza, conforme se discute na presente Tese.

2.3 Programação Estocástica com Métrica de Risco

Conforme ressaltado ao longo deste estudo, a estruturação de operações de comercialização e investimento em energia elétrica pode ser suportada por modelos de otimização estocástica.

A programação estocástica é o nome dado para o estudo da tomada de decisão ótima sob incerteza; o termo “programação estocástica” enfatiza o elo entre a programação matemática e os procedimentos de otimização algorítmica quando se trata de variáveis aleatórias que caracterizam as incertezas; tais considerações dominam o trabalho em programação estocástica e a distingue de outros campos de estudo.

Problemas de programação estocástica podem ser formulados com base na distribuição de probabilidade dos dados de entrada, que podem ser representados por uma coleção de conjuntos de dados com probabilidades de ocorrência associadas.

Dessa forma, o problema de otimização estocástica pode ser formulado ponderando-se (com base nas probabilidades de ocorrência) as soluções individuais associadas com cada cenário dos dados de entrada, de forma a encontrar uma solução única que melhor represente o resultado de todos os cenários (cf. ver mais sobre em BIRGE; LOUVEAUX, 1997).

Quando se trabalha com dados incertos de entrada (por exemplo, conjunto dos cenários de PLD processados pelo *Newave* e representados por 2000 séries sintéticas), a “Função Objetivo” também se torna incerta e necessita ser caracterizada por variáveis randômicas.

Como tal “Função Objetivo” não representa uma função de valor real, mas sim uma variável randômica, cria-se a necessidade de customizar o problema específico para a tomada de decisão.

Uma alternativa é a maximização/minimização do valor esperado (média), mas limitando a variância associada ou outras métricas de risco empregadas a fim de que se melhor descreva os resultados do problema. Dessa forma, encontra-se uma solução global de todos os cenários utilizados, ponderados pela probabilidade de ocorrência de cada um deles.

Em programação estocástica, cada parâmetro incerto é modelado como variável randômica, que normalmente é representada por um conjunto de cenários de realizações. Variáveis randômicas que ocorrem ao longo de um espaço de tempo são representadas por processos estocásticos.

Esses processos estocásticos geram os cenários com as possibilidades de realização da variável. Em Dixit e Pindyck (1994) são apresentados alguns dos processos estocásticos mais utilizados para representação de variáveis randômicas, por exemplo, os processos de Markov, Movimentos Geométrico e Aritmético Browniano, Reversão à Média, dentre outros.

Em decisões sob incerteza, o agente as toma com base em informações incompletas durante o horizonte de planejamento, de forma que se deve definir o número de estágios em que as decisões serão tomadas dentro desse horizonte.

Cada estágio representa um ponto no horizonte de tempo, onde as decisões são tomadas ou onde as incertezas são parcialmente ou totalmente reveladas. Normalmente, em cada estágio há diferentes quantidades de informações disponíveis, que se alteram de um estágio ao outro.

De acordo com o número de estágios considerados, define-se o problema de programação estocástica entre dois-estágios ou múltiplos estágios. No presente trabalho serão focalizados problemas de programação estocástica de dois-estágios.

Conejo et al. (2010) explicam que, considerando um problema de tomada de decisão realizada em dois estágios - onde há um processo estocástico λ representado por um conjunto λ_Ω e onde se assume que dois vetores de variáveis de decisão distintos x e y estão envolvidos no problema - a decisão x é realizada antes de se conhecer o valor atual do processo estocástico λ , enquanto y é determinado depois de realização de $\lambda(\omega)$ do processo estocástico λ representado por cenários ω . Assim, y pode ser expresso como $y(x, \omega)$ e dessa forma, o processo de decisão ocorre na seguinte sequência:

- i. Decisão x é realizada;
- ii. O processo estocástico λ é realizado como $\lambda(\omega)$;
- iii. Decisão $y(x, \omega)$ é realizada.

Nesse processo, a tomada de decisão é realizada em dois estágios distintos, a saber:

- Decisão no primeiro estágio (*here-and-now*): tomada antes da realização do processo estocástico, portanto, as variáveis que representam a decisão neste momento não dependem de cada realização do processo estocástico;
- Decisão no segundo estágio (*wait-and-see*): tomada quando a realização do processo estocástico é conhecida. Consequentemente, esta decisão depende de cada realização (cenários) do processo estocástico.

Graficamente, a árvore de decisão do processo pode ser ilustrada conforme a Figura 3, onde os 'nós' representam os estados do problema em um determinado momento, isto é, os pontos onde as decisões são realizadas. O nó em t_0 representa a decisão no 1º estágio e os nós em t_1 representam as decisões no 2º estágio. A quantidade de nós (n) no 2º estágio representa o número de cenários (S_n) de possíveis realizações das variáveis randômicas.

A título de ilustração dos processos, na operação de venda de energia realizada por um agente gerador, tem-se no primeiro estágio do problema a determinação do volume a ser alocado no contrato candidato, ao passo que, no

segundo estágio, ocorre a contabilização da exposição ao MCP, em função dos cenários de geração de PLD. Dessa forma, a solução ótima do problema de otimização em dois estágios será obtida através da derivação simultânea, de forma que as relações entre as variáveis de decisão serão devidamente consideradas.

Figura 3 - Árvore de decisão para problema de dois estágios

Fonte: Autoria própria.

Em tais problemas de programação estocástica, normalmente busca-se a minimização/maximização do custo/retorno esperado, sendo que a variável de interesse está expressa na “Função Objetivo” do problema e, por não contemplar o risco envolvido, esses problemas são classificados como “indiferentes ao risco” ou “modelos de risco-neutro”. Nesse caso, a decisão é tomada somente pelo valor esperado do custo/retorno e ignora-se os demais parâmetros que caracterizam a distribuição dos resultados (custos/retornos).

Em situação oposta, na qual a decisão leva em conta o fator de risco, o tomador de decisão considera os resultados ocorridos nos piores cenários, além dos valores esperados dos resultados. Assim, classifica-se esse agente como avesso ao risco.

O emprego de métricas de risco nesses tipos de modelos proporciona um grande diferencial para a qualidade das informações requeridas pelos agentes, uma vez que o risco financeiro decorrente da operação é mensurado e, principalmente, permite-se uma tomada de decisão condicionada ao risco auferido.

Na literatura nacional e internacional é possível encontrar diversos casos em que métricas de risco foram associadas a modelos de otimização estocástica como

forma de produzir maior robustez às decisões sob incertezas e onde destaca-se a métrica CVaR como uma das mais relevantes e importantes para soluções de comercialização e investimentos no setor elétrico, conforme consolida-se a seguir.

Em Bertocchi et al. (2012) tem-se um exemplo interessante de aplicação de diferentes métricas de risco em um problema de otimização estocástica, desenvolvido para a resolução de um problema de expansão da capacidade instalada de geração de uma empresa de energia. Os resultados obtidos são comparados quando não há o emprego de métricas de risco (agente neutro ao risco) e quando há (agente avesso ao risco). Vê-se que a ausência do fator 'risco' na tomada de decisão de um agente neutro-ao-risco pode levá-lo a decisões que podem se tornar um "fiasco"; e que o CVaR constitui-se como uma métrica consistente para captura do risco e de excelente aderência em problemas de otimização estocástica. Em Castro e Filho (2006), é proposto um método de suporte à decisão de comercialização de contratos. Em relação à geração de cenários de PLD, via *Newave*, os autores exploram distintos cenários base, centrados nas condições futuras de expansão e demanda. Na metodologia são empregados os conceitos de análise de risco através do emprego do VaR e da curva *trade-off* entre risco e receita como forma de contabilizar a aversão ao risco de cada agente distribuidor e o impacto sobre a definição de sua estratégia de contratação.

Em Teive et al. (2010) é apresentado um modelo de otimização de contratos formulado em programação linear. O modelo é utilizado a fim de encontrar o volume ótimo a ser vendido no MCP ou alocado em contratos candidatos por quantidade. Os cenários de PLD são considerados determinísticos e as análises são realizadas sob cinco cenários distintos de PLD, o que limitam, na prática, a medição do risco para cada caso através da métrica CVaR.

Alexander e Baptista (2004) comparam o desempenho das medidas de risco VaR e CVaR e a influência sobre a tomada de decisão na formação de um portfólio de ativos financeiros. Comparam tais métricas com a decisão clássica de análise de portfólio pelo método de Markowitz (média-variância). Em conclusão, desfiam argumentos em que a medida CVaR se mostra mais adequada do que a do VaR, principalmente para investidores com grande aversão ao risco. Essa conclusão encontra-se de acordo com o preconizado por Artzner et al. (1999), os quais comprovaram teoricamente que o CVaR é superior ao VaR, pois aquele não viola a propriedade da subaditividade de uma medida de risco ao passo que este sim.

Kienzle et al. (2007) aplicam a teoria do portfólio para encontrar a combinação ótima de unidades geradoras de uma empresa suíça, contemplando o fator de capacidade de cada tecnologia, bem como o custo unitário de geração; como resultado, a composição ótima do portfólio e o número de unidades necessárias para atender à participação de cada fonte no portfólio foram definidos.

Em linha similar, Vehviläinen (2003) apresenta um modelo de otimização de portfólio de contratos em mercados desregulados. A ideia central do modelo visa ao gerenciamento do portfólio pela maximização da função utilidade do investidor, considerando como fonte de incerteza o preço de eletricidade, a geração de cenários através do método de Monte Carlo e a utilização VaR.

Por sua vez, Beltran (2009) apresenta um estudo para o planejamento da matriz energética mexicana com base na moderna teoria do portfólio. O problema foi solucionado através de um modelo matemático que busca minimizar os custos e o risco (desvio padrão) de um portfólio de ativos, com diversas tecnologias candidatas. Como resultado, encontra-se a fronteira eficiente do custo-risco, que determina a composição ótima para a matriz nacional mexicana; tal estudo apresenta como contribuição a abordagem do custo-risco em detrimento do retorno-risco com inclusão das métricas VaR e CVaR.

Já Kettunen et al. (2010) propuseram um modelo de otimização de contratos para um agente comercializador, no qual a ideia central visa minimizar o custo de transações no mercado *spot* e da compra/venda de contratos. O modelo apresenta como contribuição a modelagem correlacionada entre o preço *spot* e a expectativa de geração (fontes de incerteza no modelo) e a inclusão de uma matriz de risco mínimo, que na prática faz com que o CVaR assuma como receita mínima diferentes valores ao longo do horizonte e em função do nível de confiança que o agente estaria assumindo; trabalha-se com o conceito do *Conditional Cash-Flow-at-Risk*. Como resultado da aplicação do modelo para o *Nordpool*, os autores deduzem que agentes neutros ao risco são mais sensíveis à variação no preço da energia enquanto agentes avessos-ao-risco são mais sensíveis, ao prêmio de risco dos contratos.

Gomes et al. (2010) expõe um modelo para otimização de carteiras de contratos de energia através da maximização da medida Ômega com restrições de VaR, para uma empresa comercializadora que realiza operações descasadas entre vendas, compras e compras sazonais. A aplicação da medida Ômega para mensuração do desempenho da carteira permite o estabelecimento de metas de

ganho da comercializadora e, com a utilização do VaR, oportuniza o risco mínimo aceitável em tais operações.

Lazo et al. (2008) apontam para uma metodologia de otimização de contratos de compra e venda. Nos contratos de venda são consideradas as flexibilidades contratuais de consumo, isto é, a entrega é medida pelo consumo e, para tanto, é necessária a projeção do consumo do cliente pelo método de Monte Carlo. A carteira é otimizada por Algoritmo Genético, a “Função Objetivo” é formulada como maximização do retorno da carteira penalizado (dividido) pela máxima necessidade de capital em um mês durante o período de análise da carteira (máxima exposição); a variável de decisão é o volume a ser alocado em cada contrato.

Marzano et al. (2003) apresentam um modelo de otimização de carteira de contratos para um agente gerador, cuja solução é por programação dinâmica dual e possui restrição em relação ao risco mínimo aceitável. Nesse modelo, considera-se que múltiplas decisões podem ocorrer ao longo da análise e, portanto, foi modelado de tal forma que se possa balancear as decisões presentes com as futuras, motivo pelo qual foi empregada a técnica de programação dinâmica dual para determinar o máximo valor presente da carteira e os volumes ótimos a serem alocados.

Jansen et al. (2006) aplicaram a teoria do portfólio de Markowitz para analisar possíveis composições tecnológicas para a matriz energética holandesa para o ano de 2030. Tal modelo visa à obtenção da fronteira eficiente em função da relação custo e risco, considerando-se as opções de investimento e expansão em biomassa, eólica, nuclear e térmica a gás. Diversos cenários econômicos foram avaliados, bem como as restrições à capacidade instalada de tais fontes no sistema. Como resultado principal evidencia-se que, na grande maioria dos cenários analisados, investimentos em fontes renováveis levariam o país a diminuir o risco de geração sem grande alteração no custo de geração.

Morais et al. (2011) evidenciam uma plataforma de suporte à tomada de decisão na comercialização de energia para uma empresa brasileira de geração, cujo objetivo é auxiliar no monitoramento e gerenciamento de riscos associados à disponibilização e à comercialização de energia, e otimização de portfólios de contratos. O modelo incorpora métricas de risco VaR e CVaR - bem como funções de utilidades para quantificar o grau de aversão ao risco do agente - e considera contratos com cláusulas de flexibilidade.

Doege et al. (2006) analisaram como um portfólio de energia pode ser salvaguardado através da produção de seus próprios ativos. Os autores modelaram a flexibilidade operacional de uma hidroelétrica com armazenamento por bombeamento e mostraram como uma política de despacho ótimo pode ser utilizada como forma de redução do risco do portfólio, medido pelo CVaR. O estudo foi aplicado com dados do mercado suíço de energia, sendo que análises de sensibilidade em relação ao preço de energia, demanda e geração podem influenciar na política de despacho, principalmente, em relação à minimização dos riscos.

Zanfelice (2007) apresenta um modelo para definição da estratégia ótima na comercialização de energia elétrica de empresas de comercialização e distribuição, visando minimizar o custo de aquisição de energia e os riscos associados ao negócio em ambiente de comercialização regulado. Para tanto, foi desenvolvido um modelo de otimização estocástica com técnica de programação mista, considerando as restrições operacionais e regulatórias - intrínsecas ao processo de compra e venda de energia - bem como alternativas de contratação futura das empresas distribuidoras via leilões regulados. Um estudo de caso ilustra o potencial da ferramenta para suporte à tomada de decisão de agentes que buscam a minimização de penalizações regulatórias e exposições aos riscos inerentes de suas atividades.

Arfux (2004) desenvolve um modelo para seleção de contratos de compra e venda de energia, incluindo contratos de opções (*call* e *put*), de preço variável e preço fixo; o agente em foco é um comercializador atuando no SEB. Objetivou-se aplicar a formulação da teoria do portfólio de Markowitz para obter a composição ótima entre contratos de compra e venda de energia e, dessa forma, minimizar o risco da carteira e maximizar o retorno. Considera-se o PLD como fonte de incerteza. A gestão do portfólio ocorre de maneira estática, ou seja, o portfólio não se altera ao longo do horizonte de análise.

Em Bruno (2008) tem-se um estudo para maximização do retorno esperado de um portfólio de investimentos em ativos reais de uma empresa do setor de gás e energia, com foco na aquisição e venda de gás natural. O modelo utiliza a métrica CVaR para o gerenciamento de risco do portfólio e considera como fonte de incerteza a operação das termelétricas dessa empresa. Como o problema é de grande porte, foram aplicadas técnicas de decomposição de cenários, como por relaxação Lagrangeana e planos cortantes, o que implicou na redução do tempo de otimização do problema.

Ferreira (2002) propõe um otimizador contratual aplicado para o caso de um gerador proprietário de uma UHE e operando no ACL. O modelo visa à alocação ótima em cada contrato de forma a maximizar a receita do agente a um risco controlável, utilizando a métrica CVaR. O emprego do CVaR utilizou o conceito do controle através de um valor de CVaR mínimo. O controle do risco pode ser gerenciado por análises trimestrais, anuais ou quinquenais. Como resultado, pode-se observar que as estratégias de alocação ótima variam pela restrição do período de análise do CVaR e pela aversão do agente, sendo o mais propenso ao risco aquele que aloca toda a produção para ser comercializado no MCP.

Em Queiroz (2010) é apresentado um modelo de suporte às estratégias de comercialização de energia elétrica sob o ponto de vista de um agente gerador, tendo como objetivo maximizar a receita pela adequada relação risco-benefício. No estudo foram utilizadas as métricas VaR e CVaR para controle do risco das carteiras, formadas pela combinação de diversos contratos candidatos com diferentes prazos e data de início; os contratos de venda analisados foram dos tipos bilaterais e opções. Considera-se o PLD como incerteza, obtida do *Newave*. Como resultado da aplicação, evidenciou-se a potencialidade do modelo quando houver pré-determinado uma gama de contratos candidatos. Variando o nível de confiança das métricas de risco, pode-se observar a mudança na seleção das carteiras candidatas.

Street (2008) expõe uma modelagem do comportamento de agentes frente ao risco através do uso de funções utilidade em problemas de comercialização de energia elétrica multi-período, baseado no valor presente dos equivalentes certos de cada período e no conceito de CVaR. Na pesquisa, é apresentada uma modelagem aplicada ao estudo de caso de um agente comercializador que deseja definir os montantes a serem comprados/vendidos; conclui-se que as duas metodologias podem ser aplicadas em conjunto - ou separado - e que ambas possuem grande potencial para aplicação aos casos nos quais a função objetivo visa à maximização da renda de um agente.

Marzano (2004) evidencia um estudo sobre otimização de portfólio aplicada à área de comercialização de energia. O trabalho aborda a questão de otimização de portfólio de contratos de venda energia para definição da estratégia de comercialização de energia que maximiza o valor esperado das remunerações líquidas de uma empresa, com controle de sua exposição ao risco com a utilização,

entre outras, da métrica CVaR. Foi empregado um modelo de otimização estocástica de dois estágios, resolvido via programação dinâmica dual estocástica.

Fleten (2000) propôs um modelo de gestão de portfólio em negócios de energia, resolvido através da utilização de programação estocástica de dois estágios. O modelo, desenvolvido para auxiliar agentes de geração a se protegerem contra os riscos financeiros de suas atividades, foi aplicado ao mercado escandinavo, no qual os proprietários de usinas hidráulicas possuem autonomia para o despacho de suas usinas em função das sinalizações do mercado. Dada essa particularidade, a estratégia de solução do problema divide-se em duas: primeiramente, define-se a política ótima de despacho com base na sinalização do mercado de curto prazo; e, em um segundo momento, seleciona-se os contratos que maximizam as receitas com penalizações contra os riscos.

2.4 Conclusões e Considerações Finais

Esse capítulo apresentou os conceitos básicos sobre riscos no setor elétrico e métricas de risco VaR e CVaR aplicadas para mensurar os riscos financeiros de operações comerciais. Além disso, apresentou conceitos sobre programação estocástica e sobre o desenvolvimento de modelos que usam métricas de risco associadas de forma a potencializar sua aplicação para resolução de problemas em condições de incertezas.

Por esse prisma, a métrica de risco CVaR apresenta-se como uma excelente alternativa para incorporação em modelos que buscam auxiliar a gestão de portfólios de contratos e outras aplicações no setor elétrico, conforme enfatizou-se na revisão bibliográfica que apresentou diversos estudos sobre o estado da arte desse tema.

Além de sua característica para determinação do risco, o fato do CVaR poder ser modelado em programação linear potencializou seu emprego em modelos de programação estocástica, possibilitando um amplo campo de pesquisa aplicada a ser explorado.

Isto posto, a presente Tese busca analisar diferentes problemas enfrentados pelos agentes gerador, comercializador e consumidor do setor elétrico, em específico, nas áreas de comercialização e investimento, na qual se busca delinear estratégias de contratação suportadas por modelos de programação estocástica, com o emprego da métrica de risco CVaR, de modo a auxiliar os agentes na tomada de decisão.

3 MODELO PARA AGENTE GERADOR E ESTUDOS DE CASO

3.1 Considerações Gerais

O foco principal do presente capítulo concentra-se no desenvolvimento de modelos de otimização aplicados como suporte à delineação de estratégias para operações estruturadas de comercialização e investimento, para agentes geradores de energia.

Os modelos de otimização estocástica que serão apresentados nesse capítulo foram desenvolvidos em programação linear e incorporaram a métrica CVaR para o gerenciamento do risco de exposição ao mercado de curto prazo (MCP) e o conceito de aversão ao risco do agente tomador de decisão como forma de ponderar tanto a parcela de expectativa de receita como o CVaR no resultado final.

A partir de um modelo de otimização principal desenvolvido, derivam customizações que permitem a análise dos seguintes casos de interesse particular a um agente gerador:

- i. Efeito da contabilização periódica do CVaR sobre a decisão ótima de contratação;
- ii. Precificação de cláusulas de flexibilidade em contratos de venda;
- iii. Operação swap de contratação;
- iv. Complementaridade entre usinas hidráulicas e eólicas;
- v. Participação comercial de empresa tipicamente hidrogeradora em projetos eólicos;
- vi. Investimento de empresa tipicamente hidrogeradora em projetos eólicos.

Sendo assim, nesse capítulo pretende-se demonstrar o potencial de aplicação do modelo de otimização (e suas derivações) para o suporte de estratégias comumente enfrentadas no dia a dia de empresas geradoras, no que se refere às operações de contratação de energia e realização de investimentos, cujas decisões são pautadas no binômio risco x retorno e aversão ao risco do agente.

3.2 Base Conceitual

3.2.1 Tomada de decisão de contratação

As regras de operação e comercialização de energia, amparadas pelo arcabouço regulatório vigente no setor elétrico nacional, implicam na necessidade de uma adequada gestão dos contratos celebrados entre os agentes desse setor e, conseqüentemente, que estratégias comerciais sejam bem estruturadas de forma a assegurar tanto a viabilidade financeira de tais acordos como o gerenciamento dos riscos envolvidos. Esse gerenciamento ativo é uma condição *sine qua non* nesse setor, com vertente competitiva em seu pilar do mercado atacadista de geração e comercialização.

No caso do agente gerador, dentre os riscos que necessita enfrentar em seu cotidiano está, principalmente, o de exposição negativa no MCP, em que o déficit entre o volume alocado em contratos e o gerado é liquidado ao preço do mercado de curto prazo. Esse fato traz a necessidade de aquisição de montantes de energia para honrar compromissos contratuais e composição de lastro em momentos em que o PLD pode se encontrar em patamar maior ao dos preços dos contratos celebrados, resultando em perdas de margem desse agente.

Reforça-se que, nesse ponto, o grau de exposição depende, dentre outros, dos tipos e condições dos contratos celebrados (volume alocado, preço do contrato e prazo para entrega bem como sua duração), do percentual comprometido da placa disponível do agente, da geração de energia das usinas e da volatilidade do preço *spot* (PLD).

Outro agravante reside na liquidez e oferta de contratos no mercado. Em condição de baixa geração do sistema (GSF baixo), o risco global de baixa geração (alocação) afeta todos os participantes do MRE, o que pode gerar uma necessidade simultânea de esses agentes terem de recorrer ao mercado para realizar contratos de compra com intuito de minimizar sua exposição em um momento no qual diversos “*players*” estão fazendo o mesmo movimento com similar objetivo.

Tal caso ocorreu no ano de 2014 e repete-se no de 2015, com reflexo em 2016. Em virtude da perspectiva de baixa alocação de energia para as hidráulicas, alinhado ao fato de diversas empresas com parques geradores predominantemente hidráulicos estarem em um nível de contratação elevado para o momento (percentual

do seu lastro comercial), grandes “*players*” (e pequenos, *idem*) vem enfrentando dificuldades para obtenção de contratos de compra no mercado, já que a estratégia da maioria deles pautou-se na compra de energia para proteção contra exposição (decorrente da previsão de baixo GSF) e não na venda da placa disponível, adquirindo um montante tal que resultasse um percentual de “lastro” descontratado tal que configurasse um “*hedge*” contra situações hidrológicamente desfavoráveis.

Conforme apresentado, a tomada de decisão de contratação não é trivial, especialmente em situações onde as condições sistêmicas não são favoráveis e também pelo fato de envolverem incertezas, sobretudo, em relação à projeção de PLD e geração dos empreendimentos.

Os riscos envolvidos nas operações de comercialização implicam na necessidade dos agentes desse setor possuírem adequadas ferramentas para auxiliá-los em suas decisões, que envolvem diversos fatores e variáveis que, apenas com a percepção subjetiva do agente, não é suficiente para uma decisão segura, conforme se explora com mais ênfase neste capítulo.

3.2.2 Contabilização periódica do CVaR

Os modelos estocásticos podem ser eficientemente aplicados para resolver diversos tipos de problemas para a gestão de portfólio de contratos no setor energético. A incorporação do CVaR como medida de risco permite o controle dos riscos inerentes às operações de comercialização e investimento. A formulação de tais modelos com métrica de risco associada depende de muitos fatores, tais como as fontes de incertezas envolvidas; o tipo das árvores de cenários; o objetivo principal que se persegue; os tipos de contratos existentes e candidatos; a política de gerenciamento de risco; as regras de mercado; etc.

Neste trabalho, além da aplicação pura do CVaR incorporado aos modelos como forma de gerenciamento do risco de exposição ao MCP em diversos estudos de caso, também buscou-se estudar o modo pela qual sua modelagem para contabilização do risco em diferentes períodos do horizonte de planejamento pode afetar a tomada de decisão do agente e, dessa forma, como deve ser considerada nas políticas de gerenciamento de risco das empresas.

Esse fato é de suma importância, uma vez que pode levar um agente tomador de decisão a adotar uma estratégia de longo prazo que, aparentemente, presume-se eficiente, mas no curto e médio prazo pode expor a empresa à situação de margens baixas, perante as quais talvez a empresa não possua uma robusta estrutura de capital financeiro para suportar, levando-a - em caso extremo - à situação de falência.

Por exemplo, existem empresas que possuem fortes restrições em relação a seu fluxo de caixa anual e, em decorrência disso, tomam posições de celebração, principalmente, de contratos de longo prazo, evitando contratos de menor período - exceção feita para o caso no qual desejem alguma operação pontual para cobertura de lastro ou oportunidade de mercado relevante; esses tipos de empresas normalmente possuem um perfil de maior aversão ao risco e adotam políticas comerciais mais conservadoras.

Outras companhias, com menor aversão ao risco, trabalham com a possibilidade de obter retornos elevados no curto período (mês, trimestre ou semestre), tomando o risco elevado de não ocorrência do mesmo, desde que os ganhos em longo prazo sejam satisfatórios ou que haja possibilidade de ganhos no curto prazo. Normalmente, essas empresas possuem como política um ativo gerenciamento de seu portfólio de contrato como forma de maximização dos ganhos financeiros (cf. TRIGEORGIS, 1996).

Conforme Pflug e Römisch (2007), Atzner et al. (2007) e Eichhorn et al. (2010) destacam, a natureza dinâmica do risco em curto, médio e longo prazo de um determinado horizonte de tempo pode ser analisado por medidas de risco em múltiplos períodos. Portanto, no presente estudo buscou-se focar em modelar o CVaR para a contabilização do risco em diferentes períodos, de forma a analisar sua influência sobre a decisão de alocação de energia em contratos bem como o impacto no fluxo de caixa.

Importante enfatizar que, ao trabalhar com a maximização dos retornos, por consequência, o CVaR mede o risco da distribuição desses retornos (valor presente dos cenários de fluxo de caixa). Tal valor, por definição, é obtido pela somatória ponderada de todos os períodos descontados no tempo; portanto, há um efeito de agregação entre todos os períodos, o qual dificulta a análise do perfil ao longo do horizonte de planejamento (LUENBERGER, 1998).

Em uma ilustração simplificada dessa questão, considere um perfil de fluxo de caixa composto por cinco anos consecutivos de baixos retornos seguidos por outro

período de igual duração, mas com retornos altos. Se o CVaR for modelado para medir o risco a partir da distribuição de retornos dos valores presentes de todo o horizonte (dez anos), os retornos (baixo e altos) dentro dos dois períodos distintos somar-se-ão e não será possível capturar propriamente o que ocorrerá ao longo do horizonte, especialmente no período inicial de cinco anos, com baixos retornos. Essa situação pode levar a se auferir uma solução ótima que, na verdade, mascara situações que podem não ser suportadas pela empresa.

Tal ilustração, embora simplista, reforça a base de interesse em se analisar o CVaR sob diferentes condições de modelagem em relação à contabilização do risco em múltiplos períodos.

Nesse sentido, adotou-se como premissa a análise de quatro distintas políticas de contabilização periódica do CVaR: (i) Controle do risco a cada semestre (semestral); (ii) Controle do risco a cada ano (anual); (iii) Controle do risco global semestral; e (iv) Controle de risco global anual.

Cada uma das políticas acima destacadas é apresentada em detalhes e aplicadas em um estudo de caso no item 3.4 - Efeito da Contabilização Periódica do CVaR na Contratação.

3.2.3 Precificação de contratos com cláusulas de flexibilidade

Os contratos constituem o principal mecanismo garantidor de receita aos comercializadores e geradores, caracterizando-se também como uma forma de proteção, para os consumidores, contra elevações bruscas nos valores do PLD. Quanto maior for o período de contratação, menos expostos a essas variações os consumidores estarão; em contrapartida, estes perdem a oportunidade de receber energia a preços baixíssimos quando houver grande disponibilidade energética.

Na medida em que os contratos formam a base da estratégia de atuação dos agentes no mercado de energia elétrica, a própria evolução da atividade de comercialização de energia dá margem ao surgimento de opções de consenso entre interessados, tanto do lado do segmento de venda (geradores), quanto no de compra (consumidores e comercializadores).

Um gerador que pretenda manter-se competitivo no mercado e aproveitar as oportunidades necessita estar apto a realizar operações de venda com as modalidades de contrato praticadas no mercado.

Uma das modalidades que se trabalha na presente Tese, que frequentemente é encontrada no mercado, é a de contratos com cláusulas de flexibilidade em relação ao montante mensal a ser entregue no contrato, denominado aqui de contratos com cláusulas de flexibilidade pelo declarado.

Esse tipo de contrato apresenta grande liberdade gerencial para o agente comprador; a entrega declarada permite ao comprador a tomada de decisão em relação ao montante a ser ‘consumido’ de forma *ex-post* à publicação do PLD e condicionado às restrições contratuais, denominadas de Flexibilidade (Mínima e Máxima), caracterizada pelos extremos da faixa permitida de variação - *Take Mínimo* e *Take Máximo*.

A flexibilidade refere-se a uma margem em relação ao montante nominal do contrato, para mais ou para menos, que o agente pode consumir mensalmente.

Normalmente, um cliente (comprador) solicita ao agente vendedor a inclusão desse tipo de cláusula de flexibilidade no contrato a fim de se proteger contra oscilações em sua demanda e preços de mercado.

Isso posto, cabe ao agente vendedor (no caso em tela, o agente gerador) definir uma metodologia para a precificação do valor de flexibilidade incorporada ao contrato de venda, de forma a integralizar o risco decorrente do exercício dela pelo agente comprador.

Estudos de precificação de contratos com cláusulas de flexibilidades baseados em modelos de otimização podem ser encontrados em Bjorgan et al. (2000), que abordam a análise de contratos a termo flexíveis de forma determinística, e em Palamarchuk (2003), que estuda exercício da cláusula de flexibilidade com base em Programação Dinâmica Estocástica. No mercado nacional, tem-se o exemplo do trabalho de Takahashi (2008), que apresenta um modelo multicritério (maximizar o benefício e minimizar risco), resolvido com técnica de programação dinâmica estocástica, para auxiliar na precificação de contratos com cláusulas de flexibilidade.

Neste capítulo apresenta-se uma metodologia para a precificação do valor das cláusulas de flexibilidade tendo como suporte o modelo de otimização estocástica desenvolvido para o agente gerador, conforme se detalha no item 3.5 - Precificação de Contratos com Cláusula de Flexibilidade.

3.2.4 *Negociação de contratos ‘swap’*

No mercado de energia elétrica existe a possibilidade de realização de compra e venda de contratos por meio de uma operação denominada ‘swap’.

Contratos de “swap” são caracterizados como contratos em que as partes se comprometem a entregar uma à outra, em diferentes períodos, determinados volumes de energia, com preços negociados.

Como o nome prenuncia, esse tipo de contrato estabelece uma “troca” de volumes de energia entre partes, de tal forma a estabelecer proteção a uma ou ambas as partes em períodos de vulnerabilidade ao mercado de curto prazo.

Uma situação prática da conveniência de Contrato de “swap” surge, por exemplo, quando uma empresa geradora se encontra em patamar de contratação maior que sua GF em determinado período (déficit energético) e em outro subsequente apresenta sobras em seu balanço energético (subcontratado).

Nessa situação, pode ser conveniente para a empresa, depois de exploradas as possibilidades de sazonalização de sua Garantia Física, fixar um contrato em que se compromete a ceder energia no segundo período, desde que receba energia no primeiro período em que apresenta déficit.

A modelagem desse tipo de contrato, para permitir fixar as bases de preço para os dois períodos envolvidos e/ ou a relação entre os volumes de energia a serem cedidos / recebidos, não é trivial e impõe modelagem sofisticada para se mensurar os riscos e trabalhar com a questão de definir os parâmetros de contrato.

Nesse Capítulo, se propõem aplicar o modelo de otimização para analisar negociações de contratos “swap” para determinar os volumes adequados, em função do preço de compra e venda e aversão ao risco do agente, que devem ser celebrados na compra e venda, sob o ponto de vista do agente gerador em situação de déficit no seu balanço energético anual (sobrecontratado num semestre e subcontratado em outro).

3.2.5 *Arranjos Comerciais e de Investimento em Associações Hidro-Eólicas*

A capacidade instalada de fontes eólicas tem se expandido rapidamente, estima-se um crescimento no patamar de 10 GW em 2015 para cerca de 17 GW em

2019, sendo que mais da metade do novo potencial explorado, concentra-se na região nordeste, seguido da região Sul, conforme ABEÓLICA (2015).

Tal expansão, além do fato da característica natural do vento em território nacional, tem sido suportada tanto pelos incentivos fiscais e financeiros do governo a essa fonte, como pela diretriz nacional de planejamento da expansão e pela queda nos preços de equipamentos, a qual decorre do desenvolvimento do mercado nacional e da crise no mercado europeu no início desta década.

Nesse contexto, empresas tipicamente hidrogeradoras de energia elétrica buscam investir em projetos eólicos como forma de obterem vantagem competitiva no ambiente de mercado e, assim, adotam a estratégia de ampliação da capacidade instalada de seus parques geradores com base na diversificação hidro-eólica, sempre que haja atratividade para que os investimentos ocorram.

Esse movimento de mercado traz a necessidade dessas grandes empresas redimensionarem suas estratégias de comercialização e de viabilização de novos empreendimentos, considerando o efeito conjunto do parque gerador e não somente do novo projeto de forma individualizada.

A complementaridade da geração sazonal entre fontes renováveis é uma importante vertente a ser considerada pelos agentes que possuem em seus parques geradores ativos reais (usinas de geração) de diferentes tecnologias ou por aqueles que buscam novos arranjos comerciais com parceiros estratégicos.

Estudos sobre complementaridade entre fontes renováveis, como de Camargo et al. (2013a, 2013b), apresentam resultados que atestam ganhos financeiros provenientes de uma estratégia de comercialização conjunta da garantia física associada desses empreendimentos, ao invés de fazê-la de forma independente; ressaltam também que, além de ganhos financeiros, o risco inerente à estratégia de contratação pode ser consideravelmente reduzido.

Naturalmente, o benefício financeiro oriundo da complementaridade depende de alguns condicionantes importantes, tais como: (i) a existência de sinergia entre os projetos, sejam novos e/ou existentes; (ii) a proporção, em termos de capacidade instalada e garantia física associada de cada ativo gerador que compõe portfólio; (iii) a correlação do perfil de geração de cada fonte com o PLD; (iv) o custo operacional e de investimento de cada fonte; (v) o percentual de contratação da placa do portfólio, dentre outros fatores.

No estudo de Ramos et al. (2013a) analisa-se os benefícios financeiros decorrentes da estratégia de comercialização entre uma empresa com parque gerador hidráulico se associando com dez opções de projetos eólicos existentes, localizados em diferentes regiões do país, ou seja, com diferentes perfis de geração. Com o suporte de um modelo de otimização estocástica com métrica de risco CVaR incorporada - resolvido por técnica de algoritmo genético - determinam-se quais associações proporcionam os maiores benefícios em termos de melhora no perfil de risco do portfólio formado.

Como variante da análise de complementaridade entre fontes de geração sazonal, Camargo et al. (2013a) abordam a questão enfatizando a vertente investimento, e analisam o caso em que uma empresa tipicamente geradora de hidroeletricidade realiza investimento em novos projetos - eólico e de biomassa. Suportado por um modelo de otimização estocástica similar ao caso anterior, o estudo demonstra como o ganho adicional oriundo do efeito da complementaridade (seja pela maximização da receita ou minimização do risco), quando existente, aumenta o valor do novo projeto (biomassa e/ou eólico), viabilizando a realização do investimento mesmo em Ambiente de Contratação Livre.

Em virtude da relevância no contexto nacional do efeito complementaridade entre as fontes eólica e hidráulica, no presente trabalho dá-se enfoque a três vertentes que refletem situações reais no mercado atual, a saber:

- (i) Análise da complementaridade hidro-eólica para efeito de comercialização conjunta da produção dos ativos pertencentes a uma mesma empresa;
- (ii) Análise comercial de associação hidro-eólica, onde a empresa com parque gerador hidráulico realiza uma operação de compra da produção de parques eólicos para a revenda do *mix* da produção própria (hidro) mais a de terceiro (eólico) no mercado; e
- (iii) Análise de investimento de uma empresa com parque gerador hidráulico em projetos eólicos, contemplando a sinergia entre os projetos candidatos e o parque gerador existente.

Na primeira vertente foca-se em mensurar o retorno financeiro oriundo da comercialização conjunta de um parque gerador composto por fontes hídricas e eólicas.

Nesse caso, parte-se do pressuposto de que ambas as fontes são de propriedade da mesma empresa e define-se a estratégia ótima de contratação com base no efeito de complementaridade entre as fontes, medindo a melhoria no perfil do risco do portfólio quando tais fontes são complementares.

Na segunda vertente, busca-se analisar uma derivação do primeiro caso através da análise da associação comercial entre uma empresa com parque gerador hidráulico e um parque eólico. Assume-se que a empresa com parque gerador hidráulico deseja realizar uma operação de compra da produção de um parque eólico qualquer, para então comercializar a placa conjunta (hidro-eólica) no mercado, explorando o efeito de complementaridade para melhorar seu perfil de risco e auferir ganhos adicionais na operação de compra e venda. Tal decisão pode ocorrer em decorrência de uma estratégia onde a empresa hidro não deseja investir na participação em parque, e sim celebrar um arranjo comercial.

Por fim, a terceira vertente analisa uma operação de investimento em projetos eólicos realizado por uma empresa com parque gerador hidráulico. Nesse caso, a análise de viabilidade do projeto eólico leva em consideração a sinergia com o parque existente, isto é, o benefício financeiro que o novo projeto traz para o parque gerador.

Essas vertentes serão analisadas com o suporte do modelo de otimização estocástica com métrica de risco associada, desenvolvido neste capítulo e apresentadas detalhadamente em cada item correspondente.

3.2.6 Estruturação do capítulo

Este capítulo inicia-se com a contextualização dos principais temas abordados, conforme introduzido nas seções prévias.

Na próxima seção 3.3, apresenta-se o modelo de otimização desenvolvido para suporte à tomada de decisão do agente gerador. Com base nesse modelo principal, as seções seguintes exploram a aplicação de suas derivações nos seguintes estudos: na seção 3.4, o efeito da contabilização periódica do CVaR sobre a estratégia de contratação; na seção 3.5, a precificação de contratos flexíveis; na seção 3.6, a operação swap; na seção 3.7, a análise de complementaridade hidro-eólica; na seção 3.8, a participação comercial de empresas tipicamente hidráulicas em projetos eólicos;

e na seção 3.9, a participação de empresas tipicamente hidráulicas em investimentos em projetos eólicos. A seção 3.10, de cunho conclusivo, encerra o capítulo.

3.3 Modelagem

O modelo apresentado nessa seção tem como objetivo auxiliar o agente gerador na definição de sua estratégia ótima de contratação, tendo como base a política de gerenciamento de risco adotado pela empresa e considerando os principais condicionantes para sua tomada de decisão, tais como: características dos contratos candidatos (exemplo: volume, preço, prazo, cláusula de flexibilidade), situação existente contratual ao longo do horizonte de planejamento, balanço energético e projeções de geração e PLD.

Através da aplicação do modelo, busca-se definir a alocação ótima de energia nos contratos de venda pertencentes a um portfólio candidato, de forma a encontrar a solução que maximize a função convexa entre a Receita Esperada e o CVaR, ponderados pelo nível de aversão ao risco do agente gerador.

Os tipos de unidades geradoras consideradas são usinas hidráulicas e eólicas. As fontes de incerteza no modelo estão atreladas aos cenários futuros de PLD e de geração (no caso de usinas hidráulicas, a incerteza refere-se aos cenários de alocação de energia em razão das projeções do Mecanismo de Realocação de Energia. No caso de plantas eólicas, a incerteza está associada aos cenários de geração).

Assume-se como premissa que o agente gerador possui a alternativa de comercialização de sua produção através da realização de contratos bilaterais e da liquidação direta no mercado de curto prazo (MCP).

A estrutura do modelo permite a inserção de contratos existentes ou futuros no portfólio da empresa, de forma a permitir a simulação da situação contratual do agente gerador, estando este sob as mais diversas configurações ao longo do horizonte de estudo, como por exemplo, a situação de totalmente descontratado ou a de múltiplos contratos expirando ao longo do tempo. Ademais, é possível definir a sazonalidade do volume de entrega de cada contrato, seja existente ou novo.

Os contratos passíveis de inserção nesse modelo apresentam as seguintes características: (i) preço fixo, entrega fixa; (ii) preço fixo, entrega pelo declarado (com cláusula de flexibilidade); (iii) preço variável, entrega fixa (com cláusula de flexibilidade).

Nos contratos candidatos, dos quais se busca obter os volumes ótimos, são pré-definidos os atributos de: preço, perfil de entrega e prazo (início/término).

A Figura 4 ilustra o conceito geral do modelo para o agente gerador; as informações de entrada são inseridas em planilha do MS-Excel, a programação realizada em linguagem Mosel e o modelo otimizado pelo programa *FICO-Xpress*⁴.

Figura 4 - Esquema do Modelo Gerador

Fonte: Autoria própria

Em linhas gerais, o modelo requer a definição dos seguintes dados de entrada:

- Nível de confiança para o CVaR;
- Nível da aversão ao risco (*trade-off* entre expectativa de receita e CVaR);
- Cenarização da projeção futura de PLD e de geração;
- Garantia física total do parque gerador;
- Contratos existentes: volume, perfil de entrega, preço e prazo;
- Contratos candidatos: perfil de entrega, preço e prazo.

⁴ Conferir <www.fico.com>. Acesso em: 12 nov. 2014.

Os dados para análise de risco são definidos com base no nível de confiança que se deseja adotar para o CVaR (exemplo: 5%) e na faixa do peso da aversão ao risco para a tomada de decisão (exemplo: entre 0-100%).

Os cenários com as projeções de PLD e geração do sistema são oriundos do *deck* do Newave. Com as informações da geração total do sistema (por cenário) e a projeção da expansão da garantia física total do sistema no horizonte, calcula-se o ‘fator MRE’ pela divisão de um pelo outro. A multiplicação do fator MRE pela garantia física da usina hidráulica (UHE ou PCH) participante do mecanismo determina o cenário de alocação de energia dessa usina.

No caso de usinas eólicas, são utilizados cenários projetados de geração (no presente estudo, conforme verificar-se-á nos casos ilustrativos, utilizou-se cenários históricos de geração para essa fonte).

O lastro disponível para comercialização é limitado pela garantia física total do parque gerador, composto por uma ou mais usinas.

Os contratos existentes e candidatos são configurados conforme seus preços, prazos, perfis de entrega e, somente no caso dos existentes, volumes contratados.

Com as informações de entrada configuradas, o modelo de otimização é processado, auferindo-se como saída os resultados financeiros (expectativa de receita e CVaR) da carteira e o volume ótimo alocado em cada contrato candidato selecionado.

As usinas do portfólio seguem as regras usuais de comercialização quanto aos critérios sobre os montantes gerados e contratados e a contabilização das diferenças ao valor de PLD (exposição ao MCP).

Apresenta-se a seguir o descritivo matemático do modelo desenvolvido para o caso do agente Gerador, cujas principais equações são esclarecidas na sequência.

Conjuntos:

K^H Conjunto de plantas hidrelétricas

K^W Conjunto de plantas eólicas

T Conjunto dos meses no horizonte de planejamento

S Conjunto de cenários para preço spot e geração hidro e eólica.

$C^{vff'}$ Conjunto de contratos candidatos, tipo venda por preço fixo e entrega fixa

C^{vff} Conjunto de contratos existentes, tipo venda por preço fixo e entrega fixa

C^{vfd} Conjunto de contratos existentes, tipo venda por preço fixo e entrega declarada

C^{vff} Conjunto de contratos existentes, tipo venda por preço variável e entrega fixa

Parâmetros:

VP	Valor Presente do Portfólio	[R\$]
$R_{t,s}$	Receita em $t \in T$ e $s \in S$	[R\$]
$\pi_{t,s}^E$	PLD no mês $t \in T$ no cenário $s \in S$	[R\$/MWh]
$P_{t,c}^C$	Preço nominal contrato $c \in C^{vff'} \cup C^{vff} \cup C^{vfd}$ no mês $t \in T$	[R\$/MWh]
$P_{t,s,c}^C$	Preço nominal contrato $c \in C^{vff}$ no mês $t \in T$ no cenário $s \in S$	[R\$/MWh]
$P_{t,c}^+$	Preço teto (cap) do contrato de $c \in C^{vff}$ no mês $t \in T$	[R\$/MWh]
$P_{t,c}^-$	Preço piso (floor) do contrato de $c \in C^{vff}$ no mês $t \in T$	[R\$/MWh]
ω_c	Prêmio do contrato $c \in C^{vff}$	[R\$]
$V_{t,c}$	Volume nominal do contrato $c \in C^{vff'} \cup C^{vfm} \cup C^{vff}$ no mês $t \in T$	[MWm]
$G_{t,s,k}$	Geração da planta $k \in K^W \cup K^H$ no mês $t \in T$ no cenário $s \in S$	[MWh]
$GF_{t,k}$	Garantia Física da planta $k \in K^H \cup K^W$ no mês $t \in T$	[MWm]
$\varphi_{t,c}$	Coefficiente do perfil de entrega do volume do contrato $c \in C^{vff'}$ no mês $t \in T$	[—]
$V_{t,c}^+$	Volume máximo (flexibilidade) do contrato $c \in C^{vfd}$	[MWm]
$V_{t,c}^-$	Volume mínimo (flexibilidade) do contrato $c \in C^{vfd}$	[MWm]
$V_{t,s,c}$	Volume em contratos $c \in C^{vfd}$ no mês $t \in T$ no cenário $s \in S$	[MWm]
ρ	Parâmetro de aversão ao risco ($0 \leq \rho \leq 1$)	[%]
α	Nível de confiança para cálculo do CVaR	[%]
p_s	Probabilidade de ocorrência do cenário $s \in S$	[%]
h_t	Número total de horas do período t	[h]
r	Taxa de retorno	[%]

Variáveis de Decisão:

v_c	volume alocado no contrato $c \in C^{vff'}$ em $t \in T$	[MWm]
A_t	Variável auxiliar cujo valor corresponde ao VaR em $t \in T$	[R\$]
$a_{t,s}$	Variável auxiliar utilizada para o cálculo do CVaR em $t \in T$ e cenário $s \in S$	[R\$]

Função Objetivo:

Maximizar

$$VP = \sum_{t \in T} \frac{1}{(1+r)^t} \cdot \left[(1-\rho) \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot R_{t,s}) + \rho \cdot \left(A_t - \frac{1}{\alpha} \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot a_{t,s}) \right) \right] \quad (1)$$

Sujeito a:

Receita Líquida Mensal (incluindo contabilização da exposição ao MCP):

Contrato Candidato de Venda (preço fixo, entrega fixa) + Contrato Existente de Venda (preço fixo, entrega fixa) + Contrato Existente de Venda (preço fixo, entrega declarada) + Contrato Existente de Venda (preço variável, entrega fixa) + “Venda” da Geração no MCP.

$$R_{t,s} = \left\{ \sum_{c \in C^{vff}} [(v_c \cdot \varphi_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^C - \pi_{t,s}^E)] + \sum_{c \in C^{vff}} [(V_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^C - \pi_{t,s}^E)] + \sum_{c \in C^{vfd}} [(V_{t,s,c}) \cdot h_t \cdot (P_{t,c}^C - \pi_{t,s}^E)] + \sum_{c \in C^{vff}} [(V_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,s,c}^C - \pi_{t,s}^E)] + \sum_{k \in K^W \cup K^H} (G_{t,s,k} \cdot \pi_{t,s}^E) \right\} \quad (2)$$

Regra para o Exercício da Opção de Flexibilidade do Contrato Existente de Venda (preço fixo, entrega declarada):

Para $c \in C^{vfd}$:

$$V_{t,s,c} = \begin{cases} V_{t,c}^{+C} & , \quad se (\pi_{t,s}^E + \omega_c) > \pi_{t,c}^C \\ V_{t,c}^C & , \quad se (\pi_{t,s}^E + \omega_c) = \pi_{t,c}^C \\ V_{t,c}^{-C} & , \quad se (\pi_{t,s}^E + \omega_c) < \pi_{t,c}^C \end{cases} \quad (3)$$

Regra para o Exercício da Opção sobre o Preço do Contrato Existente de Venda (preço variável, entrega fixa):

Para $c \in C^{vff}$:

$$P_{t,s,c}^C = \begin{cases} P_{t,c}^+ & , \quad se (\pi_{t,s}^E + \omega_c) \geq P_{t,c}^+ \\ P_{t,s}^E + \omega_c & , \quad se P_{t,c}^- < (\pi_{t,s}^E + \omega_c) < P_{t,c}^+ \\ P_{t,c}^- & , \quad se (\pi_{t,s}^E + \omega_c) \leq P_{t,c}^- \end{cases} \quad (4)$$

Restrições para Cômputo do CVaR:

Para $t \in T$ e $s \in S$:

$$\begin{aligned} a_{t,s} &\geq A_t - R_{t,s} \\ a_{t,s} &\geq 0 \end{aligned} \quad (5)$$

Restrição Atendimento do Lastro Comercial:

Para todo $c \in C^{vff'} \cup C^{vff} \cup C^{vfd} \cup C^{vfv}$ e $k \in K^W \cup K^H$ no mês t

$$\begin{aligned} &\in T \\ \sum_{k \in K^W \cup K^H} (GF_{t,k}) &\geq \sum_{c \in C^{vff'}} (v_c) + \sum_{c \in C^{vff}} (V_{t,c}) + \sum_{c \in C^{vfd}} (V_{t,c}) \\ &+ \sum_{c \in C^{vfv}} (V_{t,c}) \end{aligned} \quad (6)$$

A função objetivo, equação (1), visa à maximização da função convexa entre a expectativa de receita (primeiro termo dentro dos colchetes) e o CVaR (segundo termo dentro dos colchetes), ponderados pelo parâmetro de aversão ao risco e trazidos ao valor presente.

O parâmetro de aversão ao risco representa o *trade-off* entre a receita esperada e o risco associado, isto é, define o peso dado à receita e ao CVaR na decisão do agente.

No caso de um agente neutro ao risco, o peso do parâmetro de aversão é zero, assim, para esse agente o CVaR não é levado em conta na decisão; em situação oposta, de total aversão ao risco, o agente toma a decisão baseado no CVaR, atribuindo um peso máximo (100%) à aversão ao risco. Dessa forma, permite-se trabalhar na faixa entre 0-100% de aversão.

A equação (2) refere-se à receita mensal advinda da comercialização dos contratos de venda e contabilização no mercado de curto prazo. Nela constam a variável de decisão (volume a ser alocado em contratos candidatos), a regra para contabilização da exposição ao mercado de curto prazo para todos os contratos (candidatos e existentes), bem como a geração total do portfólio. Perceba-se que essa equação é similar à clássica da receita de uma empresa descrita por uma parcela de receita fixa oriunda da venda do contrato mais outra parcela variável dependendo do volume liquidado no MCP (geração menos volume alocado em contratos) ao valor do PLD.

Nas equações agrupadas em (3), são modeladas as regras para cômputo do exercício de cláusulas contratuais de flexibilidade máxima e mínima para o caso

contratos por preço fixo e entrega declarada (vfd); e nas equações agrupadas em (4), as de exercício dos contratos por preço variável e entrega fixa (vvf) do contrato tipo *collar*.

Nesses dois tipos de contratos, considera-se a regra mais impactante ao agente vendedor desse tipo de contrato (gerador), ou seja, será considerada a regra na qual a opção da declaração do volume máximo/mínimo será exercida em função da relação entre o PLD e o preço de contrato, com o detentor do contrato (agente comprador), especulando contra o vendedor (gerador).

A equação (7), a seguir, ilustra a regra para o caso do contrato com preço fixo e entrega variável, cujo efeito pode ser visualizado na

As equações representadas em (5) são as restrições necessárias para o cálculo do CVaR. Essas equações garantem que a variável auxiliar ($a_{t,s}$) seja positiva e represente o máximo valor entre zero e o relativo à diferença entre a variável que representa o VaR (A_t) e a receita de cada cenário em cada período.

As restrições da equação (5) e a equação (1) formam as equações para o cálculo do CVaR, conforme apresentado em Rockfellar e Uryasev (2000).

Figura 5. Caso o PLD esteja em um patamar acima do preço do contrato, o agente comprador declara a flexibilidade máxima, já que nessa condição, o volume excedente em relação ao volume nominal, pode ser vendido no MCP a um preço maior do que o de compra. Em situação oposta, onde o PLD esteja menor que o preço do contrato, o agente comprador declara a flexibilidade mínima e compra no MCP a diferença em relação ao volume nominal. Nessas condições, o agente comprador obterá ganhos, enquanto o agente vendedor realizará perdas.

$$\begin{aligned} &Montante_{s,t} \\ &= \begin{cases} se\ PLD_{s,t} < P_t \Rightarrow Montante\ Nominal * (1 - Flex_{min}) * horas_t \\ se\ PLD_{s,t} > P_t \Rightarrow Montante\ Nominal * (1 + Flex_{max}) * horas_t \end{cases} \end{aligned} \quad (5)$$

As equações representadas em (5) são as restrições necessárias para o cálculo do CVaR. Essas equações garantem que a variável auxiliar ($a_{t,s}$) seja positiva e represente o máximo valor entre zero e o relativo à diferença entre a variável que representa o VaR (A_t) e a receita de cada cenário em cada período.

As restrições da equação (5) e a equação (1) formam as equações para o cálculo do CVaR, conforme apresentado em Rockfellar e Uryasev (2000).

Figura 5 - Exemplo de Exercício da Flexibilidade pelo Declarado

Fonte: Autoria própria

As equações representadas em (5) são as restrições necessárias para o cálculo do CVaR. Essas equações garantem que a variável auxiliar ($a_{t,s}$) seja positiva e represente o máximo valor entre zero e o relativo à diferença entre a variável que representa o VaR (A_t) e a receita de cada cenário em cada período.

As restrições da equação (5) e a equação (1) formam as equações para o cálculo do CVaR, conforme apresentado em Rockfellar e Uryasev (2000).

A equação (6) representa a restrição do lastro comercial, onde se impõe que o montante correspondente à garantia física do parque gerador não seja excedido pelo montante total alocado nos contratos de venda. Nessa hipótese, não há possibilidade de realização de operação alavancada.

No modelo, para efeitos de simplificação, considera-se a contratação de energia ocorrendo em um mesmo submercado (geração, compra e entrega), não sendo modelada a ocorrência de operações em submercados diferentes; como premissa para todas as simulações considera-se os dados do Submercado Sudeste.

Embora o modelo permita a inserção da taxa de retorno, trabalhar-se-á em moeda constante, não assumindo nenhuma indexação monetária para corrigir valores nominais de parâmetros expressos em unidade de moeda nos fluxos de caixa para o cálculo de valor presente. Alternativamente, pode-se desconsiderar a parcela para o 'desconto no tempo' das receitas, para que o efeito dos juros compostos não interfira no processo de otimização (maximização) ao atribuir 'pesos' distintos para as parcelas, sobretudo, do começo e término do horizonte de planejamento.

É importante salientar que para validar a modelagem desenvolvida no âmbito dessa pesquisa e o equacionamento algébrico correspondente, desenvolveu-se um modelo a partir de algoritmo genético (com performance muito inferior que a técnica de solução adotada), tendo sido feitos inúmeros testes de consistência de resultados, com total aderência. Além disso, para reduzir ainda mais a possibilidade de se preservar algum erro de equacionamento e / ou de programação “embutido” no modelo em versão para produção de resultados, realizou-se também testes a partir de combinação exaustiva e varredura de cenários, com testes que chegavam a levar dias em processamento, mas que resultaram na mesma solução que o método adotado, dando total segurança nos resultados compilados nesse Documento.

3.4 Efeito da Contabilização Periódica do CVaR na Contratação

Nesta seção estuda-se o modo pelo qual determinadas políticas de gerenciamento do risco - em relação à premissa de contabilização periódica do CVaR - influenciam na definição da estratégia ótima de contratação do agente gerador.

Conforme salientado anteriormente, o CVaR, por se tratar de uma medida que computa o risco a partir de uma distribuição de cenários estatísticos de resultados possíveis, permite ser modelado de forma que seu cômputo seja realizado sobre curva de distribuição de resultados acumulados em diferentes períodos (exemplo: mensal, semestral, anual, todo o período, etc.).

Nesse caso, a curva de distribuição sob a qual o CVaR será calculado representará a soma dos resultados de todos os períodos dentro do horizonte. Esse fato pode produzir um efeito que impossibilite a adequada captura do risco de um resultado indesejável que possa ocorrer em um ou mais períodos de tempo dentro do horizonte, cujo efeito negativo dilui-se quando ocorre a agregação dos resultados de todos os períodos para os quais o CVaR do horizonte seja contabilizado.

Deriva desse fato, o interesse de analisar as políticas de gerenciamento de risco com emprego do CVaR em múltiplos períodos, para verificar sua aplicação em diferentes situações nas quais a contabilização deva ser mais restritiva ou não, já que há implicações sobre a decisão ótima de alocação de energia em contratos.

3.4.1 Políticas de gerenciamento de risco (CVaR)

Este estudo assume a adoção de quatro políticas distintas de contabilização periódicas do CVaR, onde se prevê:

- (i) Controle do risco a cada semestre (semestral);
- (ii) Controle do risco a cada ano (anual);
- (iii) Controle do risco global semestral;
- (iv) Controle de risco global anual.

As definições dos conceitos de cada uma das políticas adotadas são descritas mais detalhadamente conforme segue:

Política (i) - Controle do risco a cada semestre (semestral): nessa política, a empresa busca uma solução que mantenha o risco sob o controle em cada período de duração semestral.

Dessa forma, o controle do risco ocorre pelo cômputo do CVaR em cada semestre do horizonte. Por exemplo, em um horizonte de um ano são calculados dois valores de CVaR, um para cada semestre correspondente. O CVaR de cada semestre é calculado a partir da curva de distribuição dos resultados (cenários) acumulados no período correspondente.

Política (ii) - Controle do risco a cada ano (anual): nesse caso a empresa objetiva controlar o risco em cada período, cobrindo o horizonte contábil anual.

Essa política possui concepção similar ao do caso (i), ajustado para o controle do risco em base anual, isto é, calcula-se o valor do CVaR anual referente à distribuição dos resultados acumulados (cenários) no período de um ano correspondente.

Política (iii) - Controle do risco global semestral: nessa abordagem, a empresa busca uma solução global para o controle do risco de tal modo que, em todos os períodos, ele seja controlado de forma única e não individualizada a cada período, conforme proposto em (i) e (ii).

Nessa política, procura-se calcular o valor de CVaR que represente o risco global de todos os semestres. Para tanto, gera-se uma curva de distribuição dos resultados em cada semestre do horizonte. Essas distribuições semestrais são unidas formando uma única distribuição que contém todos os cenários de resultados possíveis em cada semestre, mesclando os períodos de ocorrência de cada um deles.

Dessa distribuição unificada, calcula-se o CVaR, que contabilizará os piores cenários de retornos semestrais, independentemente dos períodos de ocorrência.

Política (iv) - Controle de risco global anual: essa política possui conceito similar ao do item anterior (iii), diferenciando-se pelo fato de que neste, o controle de risco global é ajustado para o período anual. Ou seja, gera-se uma distribuição unificada a partir de todos os resultados anuais do horizonte, donde se calcula o CVaR global anual.

As políticas de gerenciamento de risco descritas acima foram customizadas e incorporadas no modelo de otimização estocástica desenvolvido para a gestão de portfólio de contratos do agente gerador. Suas formulações e devidos esclarecimentos são apresentados na sequência dessa seção.

3.4.2 Modelagem das políticas de gerenciamento de risco (i) e (ii)

Nas políticas de gerenciamento de risco (i) e (ii), a estratégia da empresa segue a regra básica de que o risco deve ser controlado em múltiplos períodos (em base semestral e anual) ao longo do horizonte de estudo.

Na estratégia de controle de risco em cada semestre, política (i), o CVaR é calculado a partir de uma distribuição dos cenários de retornos semestrais. Isto significa que os cenários mensais de retornos dentro do semestre são somados (descontados no tempo), compondo uma curva de distribuição semestral donde o CVaR é calculado. Esse processo é realizado para cada semestre dentro do horizonte de planejamento, ou seja, o CVaR é calculado em cada semestre, controlando o risco em base semestral.

A estratégia de controle do risco em cada ano, política (ii), segue conceito análogo ao do caso anterior, ajustada para período anual.

Nas equações (8) e (9) são descritos os ajustes requeridos para contabilização do CVaR em cada semestre.

Na equação (8) ajusta-se a função objetivo do modelo e na equação (9) as restrições auxiliares para computo do CVaR de cada semestre. Para organização da apresentação dos equacionamentos, omitiu-se os ajustes para a política (ii), com base anual, já que seguem o mesmo princípio que o da política (i).

$$\max \sum_{z \in Z} \frac{1}{(1+r)^z} \cdot \left[(1-\rho) \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot R_{z,s}) + \rho \cdot \left(A_z - \frac{1}{\alpha} \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot a_{z,s}) \right) \right] \quad (8)$$

$$a_{z,s} \geq A_z - R_{z,s} \quad (9)$$

$$a_{z,s} \geq 0$$

A diferença principal na modelagem da política (i) e (ii) é que os retornos de cada semestre, equação (10), e os de cada ano, equação (11), são ajustados conforme segue abaixo:

$$R_{z,s} = \sum_{i=1}^6 R_{[(z-1) \cdot 6 + i],s} \quad (10)$$

$$R_{y,s} = \sum_{i=1}^{12} R_{[(y-1) \cdot 12 + i],s} \quad (11)$$

Onde: $R_{z,s}$ e $R_{y,s}$ representam, respectivamente, o retorno no cenário $s \in S$ do semestre $z \in Z$ e ano $y \in Y$ do horizonte de planejamento.

3.4.3 Modelagem das políticas de gerenciamento de risco (iii) e (iv)

As políticas de gerenciamento baseadas no controle de risco global de todos os semestres e de todos os anos do horizonte de planejamento, respectivamente, políticas (iii) e (iv), condicionam que a empresa busque uma solução global para todo o horizonte, sem diferenciar os períodos entre os mesmos, objetivando controlar o risco dos piores cenários, independentemente de quais períodos estejam.

Para tanto, tomando-se como exemplo o caso da política (iii), primeiramente, o modelo computa os cenários de retorno de cada semestre do horizonte, formando as distribuições semestrais de forma similar ao da política (i). Entretanto, no caso da política (iii), como se busca o controle de risco global, no segundo momento, as distribuições de cada semestre são unidas (e não somadas), formando uma única distribuição de cenários composta pelo *mix* dos cenários dos resultados de todos os semestres, donde o CVaR será calculado.

A união das distribuições de cada semestre implica que os piores cenários de cada semestre serão analisados de forma única e a solução global obtida será aquela que controla esses piores cenários, independentemente do período onde ocorrem. A política de controle global anual (iv) segue o mesmo conceito.

Para as políticas propostas (iii) e (iv), a função objetivo e as restrições para o CVaR são modeladas conforme as equações (12) e (13):

$$\max \quad (1 - \rho) \cdot \sum_{j \in J} \left(\frac{1}{nT \cdot nS} \cdot R_j \right) + \rho \cdot \left(A - \left(\frac{1}{\alpha} \right) \cdot \sum_{j \in J} \left(\frac{1}{nT \cdot nS} \cdot a_j \right) \right) \quad (12)$$

$$\begin{aligned} a_j &\geq A - R_j \\ a_j &\geq 0 \end{aligned} \quad (13)$$

Onde: J é o conjunto dos cenários pertencentes a $\{1 \dots nT \cdot nS\}$; nT é o número de períodos (exemplo: semestre ou ano); nS é o número de cenários $s \in S$; R_j é o retorno do cenário $j \in J$ de todos retornos $R_{z,s}$ e $R_{y,s}$ do período correspondente (semestral ou anual).

Por exemplo, assumindo-se que o CVaR contabiliza o risco global de todos os anos em um horizonte de planejamento de 5 (cinco) anos, e que se trabalha com séries estocásticas formada por 2000 (dois mil) cenários, os retornos de todos os cenários $j \in J$ (R_j) representam uma distribuição de 10.000 (dez mil) cenários (5 anos x 2000 cenários), de onde será calculado o CVaR global anual.

Na próxima seção analisa-se a aplicação das quatro políticas de gerenciamento através de um estudo de caso investigativo sobre a contratação ótima de um gerador tipicamente hidroelétrico, onde o modelo de otimização com a modelagem do CVAR customizada será empregado.

3.4.4 Estudo de Caso: Análise de Contratação Ótima

A análise das políticas de gerenciamento de risco com contabilização periódica do CVaR e seus efeitos sobre a estratégia de contratação ótima se dá por

meio de um estudo de caso para um agente gerador hidráulico comercializando parte de sua placa disponível para venda.

Primeiramente, analisa-se em detalhe a política de gerenciamento de risco com base no controle do CVaR em cada semestre – política (i). Nessa análise, definem-se as premissas e as condições de contorno do estudo para as demais políticas.

Como organização dos resultados, somente na primeira análise são apresentados em detalhe os resultados da política (i), com o duplo propósito de ilustrar a aplicação do modelo de otimização em um caso típico de definição da estratégia de contratação e de analisar o efeito da contabilização do CVaR a cada semestre. Na segunda análise, parte-se diretamente para a comparação dos resultados da análise da política (i) com os das demais políticas (ii), (iii) e (iv).

3.4.4.1 Premissas

Neste estudo de caso, aplicar-se-á o modelo de otimização para o diagnóstico da situação contratual de um agente gerador hidráulico e a definição da estratégia para venda do montante disponível para comercialização.

A definição da estratégia de contratação decorre do perfil de aversão ao risco do gerador analisado, contemplando desde um perfil neutro ($\rho = 0\%$) a um perfil totalmente avesso ao risco ($\rho=100\%$).

Adota-se como premissa básica que o horizonte de planejamento do agente é de 4 anos (2016-2019) e que sua política de gerenciamento do risco baseia-se na contabilização periódica do CVaR a cada semestre - política (i) -, com nível de confiança de 5%.

Com intuito de explorar o potencial do modelo desenvolvido em relação à incorporação de diferentes tipos de contratos em um mesmo portfólio, assume-se um portfólio de contratos existentes de venda do tipo por quantidade (com e sem cláusulas de flexibilidade) e do tipo *collar*, cujas características detalhadas são apresentadas, respectivamente, nas Tabela I - e Tabela II -.

Tabela I - Contratos por quantidade com e sem flexibilidade – Portfólio Existente.

Índice	Preço (R\$/MWh)	Prêmio (R\$/MWh)	Flexibilidade		Volume (MWmed)	Período de Entrega		Duração (Meses)
			Mín	Máx		Inicial	Término	
CE1	240.00	5.00	5%	5%	100.00	jan-16	dez-16	12
CE2	225.00	5.00	5%	5%	100.00	jan-17	dez-17	12
CE3	170.00	5.00	5%	5%	100.00	jan-18	dez-18	12
CE4	166.00	5.00	5%	5%	100.00	jan-19	dez-19	12
CE5	186.00	-	-	-	50.00	jan-16	dez-19	48
CE6	200.00	10.00	5%	10%	150.00	jan-16	dez-19	48

Fonte: Autoria própria

Tabela II - Contratos *collar* – Portfólio Existente.

Índice	Preço (R\$/MWh)			Volume (MWmed)	Período de Entrega		Duração (Meses)
	Teto	Piso	Prêmio		Inicial	Término	
CC1	200.00	170.00	10.00	150.00	jan-16	dez-19	48
CC2	220.00	200.00	5.00	50.00	jan-16	dez-17	24
CC3	170.00	150.00	5.00	50.00	jan-18	dez-19	24

Fonte: Autoria própria

Na Tabela III - são detalhadas as características dos contratos candidatos para venda, cujos preços foram estimados através do modelo de precificação de contratos conforme apresentado em Nakano (2011) e Camargo et al. (2015b), que pondera o efeito das condições conjunturais em curto prazo com o custo marginal de expansão em longo para a precificação de contratos. *Deck* oficial de fevereiro de 2015.

O portfólio candidato para venda é composto somente por contratos do tipo por quantidade, com preços e prazos distintos, que cobrem o horizonte de análise. Todos os contratos iniciam no mês de janeiro e se encerram no mês de dezembro do respectivo ano. Destaca-se nesse portfólio a inclusão de um contrato quadrienal (2016-2019) com preço escalonado ao longo de sua vigência (índice V10).

A garantia física do parque do gerador foi arbitrada em 1000,00 MWm. Embora seja possível sazonalizar a garantia física no modelo, nesse caso adotou-se uma conjuntura na qual ela esteja uniformemente distribuída ao longo dos anos do horizonte (perfil *flat*), assumindo que a sazonalização da empresa é a mesma de todos participantes do MRE.

Tabela III - Contratos por quantidade - Portfólio Candidato.

Índice	Preço (R\$/MWh)	Período de Entrega		Duração (Meses)
		Início	Fim	
V1	233,00	jan-16	dez-16	12
V2	176,00	jan-17	dez-17	12
V3	164,00	jan-18	dez-18	12
V4	162,00	jan-19	dez-19	12
V5	206,00	jan-16	dez-17	24
V6	193,00	jan-16	dez-18	36
V7	186,00	jan-16	dez-19	48
V8	170,00	jan-17	dez-18	24
V9	168,00	jan-17	dez-19	36
V10	222,00	jan-16	dez-16	48
V10	167,00	jan-17	dez-17	
V10	156,00	jan-18	dez-18	
V10	154,00	jan-19	dez-19	

Fonte: Autoria própria

As projeções de GSF e PLD, fontes de incerteza do problema, foram obtidas com base no *deck* de fevereiro de 2015. A Figura 6 ilustra as projeções médias do PLD e da energia alocada decorrente do GSF, onde se observa períodos alternantes com tendência de maior e menor alocação do que o equivalente à garantia física da empresa, sendo que no horizonte 2015 e 2016 há forte tendência de geração abaixo da garantia física. Em relação ao PLD, tem-se a tendência de diminuição gradativa do valor no horizonte à medida que há uma melhora no sistema, sendo que no horizonte 2015 e 2016 há tendência de preços elevados.

O volume nominal dos contratos existentes totaliza 500 MWm ao longo do horizonte, sendo 300 MWm representado pelos contratos por quantidade (com e sem flexibilidade) e 200 MWm pelos contratos *collar*. Assim, comparando-se o volume nominal contratado com a garantia física do gerador, há uma folga livre para contratação de 500 MWm, isto é, a situação contratada inicial do agente é de 50% ao longo do horizonte.

Dado que o agente tem como opção a realização dos contratos candidatos citados (Tabela III -) e que este não deseja ficar em um nível de contratação de 50%, analisa-se a seguir qual estratégia deve ser seguida, de forma a maximizar a expectativa de retorno e o CVaR do portfólio, ponderado pela aversão ao risco (lembrando-se que, ao maximizar o CVaR do retorno, implicitamente minimiza-se o risco).

Figura 6 - Projeção média de PLD e Despacho hidráulico no horizonte de estudo

Fonte: Autoria própria

O modelo de otimização foi executado para diferentes níveis de aversão ao risco do agente gerador e a discussão dos resultados apresentada conforme segue nos próximos parágrafos.

3.4.4.2 Resultados da política de gerenciamento de risco (i)

Na primeira análise, investiga-se a estratégia de contratação ótima do agente gerador com base na premissa do gerenciamento de risco via contabilização do CVaR a cada semestre – política (i).

Nesse primeiro caso, além de se analisar a política de gerenciamento de risco, dá-se ênfase na aplicação do modelo de otimização para suporte à tomada de decisão do agente, com base em diferentes níveis de aversão ao risco.

A Tabela IV a seguir apresenta os resultados do processamento do modelo e evidencia as alterações na alocação ótima em cada contrato candidato selecionado em função do nível de aversão ao risco, aqui representado pela palavra ‘rho’ (variando de 0% a 100%, ao passo de 10% para efeito de organização dos resultados).

Os resultados mostram que, no caso do agente totalmente neutro ao risco ($\rho=0\%$), o qual não considera o risco na tomada de decisão, a indicação é pela

contratação de 500 MWm (total da folga disponível) no horizonte de 2016-2019, via contrato de igual duração e preço fixo (186,00 R\$/MWh).

Quando o peso da aversão ao risco ganha importância na tomada de decisão do agente - valores maiores de ρ -, ocorre a seleção de outros contratos, tais como os anuais 2018 e 2019, bem como o trienal 2017-2019, produzindo uma maior diversificação do portfólio dos contratos de venda. Observe-se que nesse caso, quanto maior a aversão ao risco, menor o montante alocado em cada contrato selecionado.

Tabela IV - Alocação ótima - Portfólio Candidato.

Índice	Período		Aversão ao Risco (ρ)												Preço (R\$/MWh)
	Início	Fim	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%		
V 1	jan-16	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	233.00	
V 2	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	176.00	
V 3	jan-18	dez-18	-	-	121.9	107.0	87.7	66.9	50.5	46.8	46.0	45.7	42.7	164.00	
V 4	jan-19	dez-19	-	-	121.9	134.2	109.4	101.6	85.8	76.5	71.8	67.8	65.8	162.00	
V 5	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206.00	
V 6	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193.00	
V 7	jan-16	dez-19	500.0	390.7	363.1	344.9	339.8	330.8	326.4	324.2	319.2	318.6	316.9	186.00	
V 8	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170.00	
V 9	jan-17	dez-19	-	109.3	14.9	20.9	18.3	22.1	22.1	22.7	25.5	25.2	25.9	168.00	
V 10	jan-16	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	222.00	
V 10	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167.00	
V 10	jan-18	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	156.00	
V 10	jan-19	dez-19	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	154.00	

Fonte: Autoria própria

Note-se também que a seleção do contrato com preço escalonado não ocorre em nenhum nível de aversão ao risco, evidenciando-se que seu preço não traria melhor resultado do que aquele auferido pela composição dos demais contratos. O preço do contrato com preço fixo e de igual duração é mais vantajoso do que o de contrato com preços escalonados.

A Figura 7 apresenta o comportamento do binômio Risco (CVaR) x Retorno (Expectativa) em função do nível de aversão ao risco (ρ), onde é possível visualizar que o aumento no nível de aversão implica em um ganho em CVaR, em detrimento de uma diminuição na expectativa de receita.

Em termos relativos, até o nível de 60% de aversão ao risco, há um aumento maior no valor do CVaR em relação à diminuição na expectativa de retorno. A partir desse patamar, ganha-se menos na melhora do CVaR do que se perde em relação à expectativa de receita, sendo esse o nível de maior eficiência na relação do binômio risco x retorno.

Figura 7 - Resultado Financeiro: Risco x Retorno

Fonte: Autoria própria

A Figura 8 apresenta o perfil de contratação da empresa para a estratégia indicada, no nível de aversão de 60%. Observa-se que no início do horizonte (2016) - período no qual há tendência de GSF baixo e PLD alto - indica-se um nível de contratação menor (maior parcela descontratada) em relação aos demais períodos, como forma de minimizar os efeitos caso ocorra uma exposição negativa ao MCP.

Figura 8 - Volume alocado para o nível de aversão de 60% (ρ).

Fonte: Autoria própria

Para o mesmo nível de aversão em foco, $\rho=60\%$, tem-se na Figura 9 os Resultados Financeiros Semestrais, onde é possível verificar as oscilações no valor do CVaR e na expectativa de receita em cada semestre. A maior expectativa de receita é projetada para o primeiro semestre de 2016, ao passo que o menor valor de CVaR, no segundo semestre do mesmo ano. Observa-se grandes oscilações entre os períodos, decorrentes dos cenários projetados (PLD e GSF) e das condições dos contratos selecionados (volume, preço e prazo).

Esse mapeamento do fluxo financeiro esperado (e risco associado) ao longo do horizonte é fundamental para o agente gerenciar seu fluxo de caixa, por exemplo, no caso em que em algum período os valores atinjam patamares que não atendam a um determinado critério de risco pré-estabelecido pela empresa.

Figura 9 - Resultados Financeiros Semestrais: nível de aversão ao risco de 60%.

Fonte: Autoria própria

3.4.4.2.1 Conclusão – Política (i)

Nesse estudo de caso, primeiramente procurou-se apresentar o potencial de aplicação do modelo de otimização desenvolvido para a definição da estratégia de contratação de um agente gerador e, para tanto, utilizou-se como base de premissa um portfólio de contratos de venda composto por contratos candidatos de diferentes

preços, durações e prazos de entrega, bem como a existência de contratos de venda já celebrados dos tipos *collar* e com cláusula de flexibilidade pelo declarado.

A aceitação do modelo para a incorporação de diferentes tipos de contratos, existentes e candidatos, permite análises mais realistas e alinhadas a situações usualmente encontradas pelo agente gerador no mercado, sendo assim, o modelo desenvolvido preenche essa lacuna.

Adicionalmente, a modelagem da função objetivo do modelo, ponderada pela aversão ao risco do agente, tendo como base o CVaR como métrica de risco, apresenta-se como importante fator para balizamento de decisões de contratação.

No caso em tela, aplicou-se o conceito de gerenciamento do risco com base de contabilização do CVaR a cada semestre, de acordo com a política de gerenciamento (i) definida nesse capítulo.

A diversificação na seleção dos contratos e as correspondentes alocações auferidas nos resultados desse caso particular estão relacionadas às distribuições dos cenários de PLD e GSF (despacho) do *deck* utilizado e às condições contratuais (existente e candidato) estabelecidas, como preço, prazo e cláusulas contratuais.

Não foi objeto deste estudo - embora seja possível através da aplicação do modelo - analisar os impactos dos contratos existentes sobre os resultados finais, no sentido de explorar variações nas características dos contratos flexíveis e *collar*.

O próximo item dedica-se à apresentação e discussão dos resultados oriundos da aplicação das outras políticas de gerenciamento citadas nesse item, com base nas premissas deste estudo de caso.

3.4.4.3 Resultados comparativos das políticas de gerenciamento de risco

Nesse item são analisados os resultados consolidados oriundos das simulações das quatro políticas de gerenciamento de risco adotadas: *contabilização do CVaR a cada (i) semestre e (ii) ano e do CVaR global dos (iii) semestres e (iv) anos*. Para efeito de organização da apresentação, considerou-se a consolidação dos resultados das simulações realizadas para os níveis de aversão ao risco 0% (neutro ao risco), 60% (ponto de maior eficiência da política de contabilização do CVaR a cada semestre) e 100% (totalmente avesso ao risco).

Os pontos de análise concentram-se na seleção/alocação de energia em cada contrato candidato, no volume alocado em cada período e nos resultados financeiros oriundos da alocação e da contabilização do CVaR.

A primeira análise focaliza-se em comparar a seleção dos contratos - e consequente alocação para venda - sob as quatro políticas de gerenciamento de risco (CVaR) e os três patamares de aversão ao risco 0%, 60% e 100%.

A Tabela V, a seguir, apresenta os resultados consolidados em relação à alocação de energia em cada contrato candidato do portfólio, com base nos critérios estabelecidos.

Tabela V - Alocação em função da política de gerenciamento e aversão ao risco.

			Aversão ao Risco 0%				Aversão ao Risco 60%				Aversão ao Risco 100%			
Contrato		Preço	Alocação (MWm)											
			Política				Política				Política			
Índice	Entrega	R\$/MWh	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(i)	(ii)	(iii)	(iv)	(i)	(ii)	(iii)	(iv)
V 1	2016	233.00	-	-	-	-	-	-	-	10.2	-	-	61.7	6.1
V 2	2017	176.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V 3	2018	164.00	-	-	-	-	50.5	69.4	74.0	109.0	42.7	66.5	52.7	105.1
V 4	2019	162.00	-	-	-	-	85.8	78.7	74.0	144.3	65.8	78.0	106.7	143.8
V 5	2016-2017	206.00	-	-	-	-	-	-	-	47.3	-	-	-	44.3
V 6	2016-2018	193.00	-	-	-	-	-	-	-	27.7	-	-	44.0	30.6
V 7	2016-2019	186.00	500.0	500.0	500.0	500.0	326.4	312.9	317.1	234.9	316.9	311.3	194.0	231.3
V 8	2017-2018	170.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
V 9	2017-2019	168.00	-	-	-	-	22.1	40.9	108.9	48.0	25.9	33.7	100.3	41.0
V 10	2016	222.00	-				-				-			
	2017	167.00												
	2018	156.00												
	2019	154.00												

Fonte: Autoria própria

Na condição de neutralidade ao risco ($\rho=0\%$), observa-se que as quatro políticas de gerenciamento selecionam o mesmo contrato quadrienal 2016-2019 e atribuem a mesma alocação de 500 MWm.

Na aversão ao risco de 60%, tem-se a mesma seleção dos contratos para as políticas (i), (ii) e (iii), sendo que na política (iv) seleciona-se adicionalmente o contrato 2016, 2016-2017 e 2016-2018; comportamento similar ocorre para o nível de aversão de 100%, com alteração apenas na política (iii).

Comparando os resultados das políticas para as aversões ao risco de 60% e 100%, tem-se que a política de gerenciamento (iv) é a que implica em maior diversificação de contratos.

No mesmo patamar de aversão ao risco, observa-se que as seleções dos contratos em função de cada política são muito similares entre si, sendo que a

principal diferença reside no nível de alocação em cada contrato; cada política indica uma alocação diferente, ainda que entre estas ocorra seleção similar.

Por exemplo, no nível de aversão ao risco de 60%, a política (i) indica alocação de energia no contrato 2018 menor do que a da política (iv): 50,50 MWm contra 109,00 MWm. Em contrapartida, no contrato 2016-2019, a situação se inverte entre essas duas políticas, com alocação de 326,40 MWm na primeira (i) contra 234,90 MWm na quarta (iv) política. Outras relações são possíveis de se observar na tabela.

A Figura 10 e a Figura 11 ilustram, respectivamente, o volume total alocado em cada ano do horizonte por tipo de política de gerenciamento e para os níveis de aversão ao risco de 60% e 100%. Omitiu-se o gráfico com os resultados de neutralidade ao risco (0%), já que a alocação é a mesma (500MWm) em todo o horizonte, para qualquer política.

No nível de aversão ao risco de 60% (Figura 11) destaca-se a indicação da maior alocação para os anos 2017, 2018 e 2019 via política (iii). Na aversão total ao risco (Figura 12), os resultados de alocação total por período não se alteram tão significativamente entre as políticas, embora a que resulte em uma maior alocação seja a política (ii).

Figura 10 - Alocação por período em função da política e aversão ao risco 60%

Fonte: Autoria própria

Figura 11 - Alocação por período em função da política e Aversão ao risco 100%

Fonte: Autoria própria

Vale lembrar que as similaridades nas alocações totais em cada período, no patamar de aversão (100%), são oriundas de diferentes alocações em cada contrato, ou seja, diferentes estratégias de contratação ótima.

Conforme observado nos casos analisados, cada política de gerenciamento de risco implica na seleção de contratos e alocações distintas, o que naturalmente afeta os resultados financeiros projetados. Para analisar esses efeitos, a Figura 12, Figura 13 e Figura 14 apresentam os resultados financeiros para os três níveis de aversão ao risco analisados (respectivamente, 0%, 60% e 100%). Os resultados financeiros foram expressos em R\$/MWh em termos da Garantia Física (1000 MWm), para efeito de comparação dos resultados em uma mesma base e proporção.

O efeito da contabilização do CVaR em cada uma das políticas de gerenciamento de risco fica evidente no caso de neutralidade ao risco (aversão 0%), Figura 12, já que nesse patamar, todas políticas indicam a mesma alocação de 500 MWm no contrato quadrienal 2016-2019, o que implica na mesma expectativa de receita de 182,80 R\$/MWh para todas as políticas, mas com diferentes valores de CVaR.

Figura 12 - Resultado Financeiro em função da política e aversão ao risco 0%

Fonte: Autoria própria

O valor equivalente obtido para a expectativa de receita em todas as políticas se justifica pelo fato de que seu cômputo ocorre sobre o valor médio de todos os cenários, de forma que, independentemente do período de contabilização, os resultados financeiros serão os mesmos quando resultarem na mesma alocação.

A diferença ocorre na contabilização periódica do CVaR. Como o cálculo do CVaR é realizado sobre a curva de distribuição dos cenários de resultados, o período de contabilização (e a formação das curvas de distribuição) pode alterar o seu valor calculado.

Embora o resultado da expectativa de receita apresentado na Figura 12 seja o mesmo para todas as políticas, o CVaR contabilizado em cada uma foi diferente. Na política (i) tem-se o CVaR de 138,50 R\$/MWh, na (ii) de 140,20 R\$/MWh, na (iii) de 125,30 R\$/MWh e na (iv) de 134,10 R\$/MWh.

Cabe observar que a expectativa de receita no período (receita média) é sempre a mesma, para qualquer política de contabilização do CVaR, pois depende somente da hidrologia e PLD's associados, assim como da política de contratação, que são iguais em qualquer política de contabilização do CVaR.

Já o CVaR, existe diferenciação de uma política para outra, justamente porque o CVaR de cada período de contabilização reflete a média dos $\alpha\%$ piores resultados (nível de confiança 5% nesse caso), que são valores diferentes quando se observa semestre a semestre, ano a ano, ou então o período de observação todo de uma só

vez, pois nesse último caso, por exemplo, pode haver compensação de resultados ruins de um ano ou semestre com resultados bons de um ano ou semestre cronologicamente distintos.

Evidencia-se que as políticas de gerenciamento global *(iii)* e *(iv)* capturam os piores cenários, resultando em menores valores para o CVaR em comparação com as políticas *(i)* e *(ii)*. Ademais, observa-se que as análises com contabilização em período semestral, *(i)* e *(iii)*, apresentam valores menores de CVaR em comparação com as políticas correspondentes de período anual *(ii)* e *(iv)*.

As figuras Figura 13 e Figura 14 ilustram, respectivamente, os resultados financeiros para os níveis de aversões de 60 e 100%, em que os resultados de alocação se diferem entre as políticas.

Embora haja diferenciação entre as alocações em função da política empregada, o comportamento relativo é similar ao observado na Figura 12, em que as políticas de gerenciamento a cada ano *(ii)* e global dos anos *(iv)* levam a estimativa de valor de CVaR maior do que as correspondentes ao gerenciamento a cada semestre *(i)* e global dos semestres *(iii)*.

Figura 13 - Resultado Financeiro em função da política e aversão ao risco 60%

Fonte: Autoria própria

Figura 14 - Resultado Financeiro em função da política e aversão ao risco 100%

Fonte: Autoria própria

Por exemplo, na Figura 13 tem-se como resultado o CVaR de 154,00 R\$/MWh para a política (i) contra 158,20 R\$/MWh para a política (ii) e de 152,50 R\$/MWh para a política (iii) contra 158,00 R\$/MWh para a política (iv). A saber, a expectativa de receita para cada política de (i) a (iv) é, respectivamente, de 178,30 R\$/MWh, 178,60 R\$/MWh, 177,70 R\$/MWh e 178,40 R\$/MWh.

A resposta da alocação obtida em cada política refere-se também à influência da sazonalidade anual ilustrada nas projeções de GSF e PLD, além do período de entrega dos contratos (maiores que 1 ano).

Ao considerar um horizonte mais curto (semestre) ao invés do anual, o CVaR captura o risco interanual, implicando em resultados com valores menores do que quando se analisa o horizonte anual, o qual sofre influência do valor agregado ao longo do ano; essa constatação é justamente uma das investigações que pretender-se-ia apresentar neste estudo, ou seja, o controle de risco resulta bastante distinto quando se permite ou não, por exemplo, compensações entre resultados ruins de um determinado mês de um semestre, sendo compensados por resultados de mês localizado em outros semestres.

Em conclusão, os resultados apresentados nessa seção comprovam a veracidade da hipótese de que diferentes políticas de gerenciamento de risco - via contabilização periódica do CVaR - levam a diferentes estratégias de contratação e reforçam a afirmação de que esse fator deve ser levado em consideração nas análises.

3.4.4.3.1 Conclusão – Políticas (i)-(iv) de Gerenciamento de Risco

Nesta seção focou-se em ilustrar a aplicação do modelo de otimização como suporte à decisão do agente gerador considerando-se quatro possibilidades de políticas de gerenciamento de risco: contabilização do CVaR a (i) cada semestre e (ii) a cada ano e a contabilização do CVaR global dos (iii) semestres e (iv) anos.

A motivação para a escolha dessas políticas reside no interesse em demonstrar a influência de cada uma delas sobre a tomada de decisão dos agentes em relação à estratégia ótima de contratação e, dessa forma, ressaltar a importância da adequada consideração quando se utiliza a medida de risco CVaR para gerenciamento de risco.

A escolha de cada política a ser adotada é uma decisão particular do agente, assim como o nível de confiança a se adotar no CVaR e o nível de aversão ao risco. Ademais, a adoção da política mais adequada depende do propósito da operação a ser estruturada pelo agente bem como de sua situação financeira.

Por exemplo, se a operação visa à elaboração de uma estratégia de investimento de longo prazo, a contabilização com base semestral do CVaR aplicada nas políticas (i) e (iii) não faz muito sentido, pois estas implicam em um maior rigor no critério de risco do que as políticas (ii) e (iv) de base de análise anual. No caso de uma operação comercial em um horizonte mais reduzido, como o de uma operação de venda de até 5 anos, as políticas de contabilização semestrais (i) e (iii) passam a fazer mais sentido.

Adicionalmente, entende-se que as políticas (i) e (iii) são adequadas para empresas de menor porte - ou com restrições financeiras mais rigorosas - e as políticas (ii) e (iv) para empresas maiores, com melhor capacidade financeira.

Empresas menores tendem a ter a necessidade de gerenciar seu fluxo de caixa em períodos menores (por exemplo, a cada semestre), dado o fato que estas devem se proteger contra perdas que talvez não tenham condições financeiras para suportar se a compensação ocorresse apenas em um período maior de tempo, pois nesse último caso a exigência de capital de giro poderia ser muito superior. Ao passo que grandes empresas tendem a ter um planejamento financeiro de maior prazo, já que possuem uma capacidade maior para gerenciar situações de oscilação no fluxo de caixa durante o período contábil de um ano, embora essa situação não seja desejável pelo departamento financeiro.

Em relação ao controle de risco global, as políticas (iii) e (iv) são mais indicadas para empresas que estejam em situação que demande um maior rigor no controle da ocorrência de cenários adversos decorrentes da definição da estratégia da operação, mesmo implicando em uma sinalização de contratação mais conservadora do ponto de vista de resultados financeiros.

Em resumo, embora as empresas possuam sua política própria de gerenciamento de risco para cada situação e propósito específico, em alguns casos recomenda-se a análise adicional das demais políticas para um entendimento maior sobre a decisão final da empresa em função de suas particularidades e condições de mercado. Juntas, essas políticas podem oferecer mais de uma possibilidade de contratação ótima, prevenindo o agente de uma decisão no presente que pode resultar em perdas significativas no futuro.

Na próxima seção será apresentada uma aplicação do modelo de otimização desenvolvido nesse capítulo para a precificação de cláusulas de flexibilidade contidas em contratos por quantidade.

3.5 Precificação de Contratos com Cláusula de Flexibilidade

Neste estudo de caso se apresenta uma ilustração de como o modelo desenvolvido pode ser utilizado para a precificação das cláusulas de flexibilidade pertencentes a contratos de venda, no sentido de se buscar definir o valor da “flexibilidade” de um contrato, considerando: (i) o preço do contrato com e sem flexibilidade em relação ao volume de entrega; a exposição do gerador ao MCP em decorrência (ii) do exercício da cláusula de flexibilidade por parte do agente comprador e (iii) da relação entre o volume alocado em contratos flexíveis versus alocação GSF (gerador hidráulico) simultaneamente com o PLD versus preço de contrato; e o (iv) atendimento do critério de risco de referência (CVaR).

Geralmente, há no mercado dois principais tipos de contratos com cláusula de flexibilidade na entrega, a saber: flexibilidade pelo medido e pelo declarado.

A cláusula de flexibilidade pelo medido vincula o volume de entrega (pelo agente de venda) à medição do consumo (do agente detentor do contrato), dentro de uma “banda” pré-estabelecida (*Take Máximo* e *Take Mínimo*).

A cláusula de flexibilidade pelo declarado vincula o volume de entrega (pelo agente de venda) ao declarado pelo agente comprador do contrato.

Cabe observar, por oportuno, que a opção de exercício da flexibilidade pelo valor declarado, independente do consumo físico do agente comprador, é sempre mais desfavorável para o agente gerador e por isso se optou em explorar essa premissa no exercício que se segue.

Neste estudo foca-se nos contratos com cláusula de flexibilidade pelo declarado, cuja entrega permite ao agente comprador a tomada de decisão em relação ao montante a ser 'entregue' de forma *ex-post* à publicação do PLD, condicionada às restrições contratuais de flexibilidade (mínima e máxima) em relação ao volume de entrega.

O exercício da cláusula de flexibilidade por parte do agente comprador impacta o retorno do contrato para o agente gerador (venda). Sendo assim, ao ser inserida em um contrato, essa cláusula deve ser adequadamente precificada; uma das formas de se precificar é comparar os resultados financeiros que o contrato produz quando este possui tal cláusula e quando não possui.

Neste estudo de caso, a regra do exercício da flexibilidade segue conforme explicado na descrição matemática do modelo, ou seja, o agente comprador especulando contra o agente vendedor (gerador). Caso o PLD esteja em um patamar acima do preço do contrato, o agente comprador declara a flexibilidade máxima - já que poderá vender o excedente - em relação ao volume nominal, no MCP a um preço maior do que o de compra.

Em situação oposta, se o PLD estiver menor que o preço do contrato, o agente comprador declara a flexibilidade mínima, comprando no MCP a diferença em relação ao volume nominal. Nessas condições, o agente comprador obterá ganhos, enquanto o agente vendedor terá seus ganhos comprometidos.

A rotina para a precificação da flexibilidade segue os seguintes passos:

1º Passo: Para um determinado contrato de venda sem cláusula de flexibilidade, aplica-se o modelo de otimização para a obtenção do volume ótimo a ser alocado (dado um montante máximo para tanto) e os correspondentes resultados financeiros (Expectativa de Receita e CVaR) em função de um certo nível de aversão ao risco;

2º Passo: No passo seguinte, configura-se novamente o modelo de otimização, mas agora considerando a opção pelo contrato com cláusula de flexibilidade, cujo volume nominal é equivalente ao volume ótimo do contrato sem cláusula de flexibilidade, obtido no 1º passo. Nesse passo, o contrato é configurado como existente, para efeito de simulação;

3º Passo: Roda-se o modelo de otimização alterando o preço do contrato com cláusula de flexibilidade - 2º passo - (análise de sensibilidade) até que se obtenha o resultado financeiro equivalente ao auferido para o caso do contrato sem flexibilidade (1º passo). Nesse caso, o processo busca obter os resultados financeiros através da simulação do contrato configurado no 2º passo, em que a otimização é realizada com base em um contrato candidato *fake* com restrição de volume mínimo (exemplo, 0,001 MWm) para se viabilizar a contabilização dos resultados financeiros pelo modelo, apenas com base no contrato com flexibilidade (2º passo);

4º Passo: O valor da flexibilidade do contrato é obtido pela diferença entre o preço do contrato sem flexibilidade e o preço do contrato com flexibilidade.

Para ilustrar a precificação da flexibilidade em contratos de venda, admite-se como premissas as projeções de PLD e GSF do *deck* oficial de janeiro de 2015. Assume-se também que o agente possui uma garantia física equivalente de 100 MWm e que o contrato a ser precificado possui 4 anos de duração (2015-2018), cujo preço sem cláusula de flexibilidade é de 236,00 R\$/MWh. Os contratos a serem precificados possuem duas faixas de flexibilidade sobre o volume nominal, de 5% e 10%, para mais e para menos em relação ao montante face (nominal) do contrato. O gerenciamento do risco é realizado através do CVaR a cada semestre, com nível de confiança de 5%.

A Figura 15 ilustra o resultado da alocação ótima no contrato quadrienal para cada patamar de aversão ao risco (1º passo). Para efeito de organização dos resultados, trabalha-se com uma aversão ao risco de $\rho = 80\%$ (referência), onde tem-se a indicação pela alocação de 85.57 MWm. Os resultados financeiros para esse nível de aversão ao risco são de R\$ 745.91 milhões como Expectativa de Receita, R\$ 648.36 milhões como CVaR e de R\$ 667.87 milhões da Função Objetivo (20% da Expectativa de Receita e 80% do CVaR); esses são os valores de referência para a precificação da flexibilidade.

Figura 15 - Volume Alocado no Contrato '2015-2018' sem cláusula de flexibilidade

Fonte: Autoria própria

Na sequência da análise (2º passo), configura-se o modelo com base no resultado obtido previamente, definindo o volume alocado no contrato com flexibilidade, e realiza-se a simulação para diversos patamares de preços (3º passo). A Figura 16 ilustra os resultados obtidos para a cláusula de flexibilidade de 5%, enquanto a Figura 17, para cláusula de 10%; as intersecções entre as retas dos resultados (3º passo) e as de referências (1º passo) indicam o preço onde o critério é atendido.

Em ambos os casos, de flexibilidade 5% e 10%, para o preço inicial de 236,00 R\$/MWh, observa-se que a inclusão da cláusula de flexibilidade resultaria em resultados financeiros (Expectativa de Receita, CVaR e Função Objetivo) menores do que aqueles obtidos quando o contrato não tinha cláusula de flexibilidade; fato este coerente com a percepção teórica discutida anteriormente.

Adotando o critério de referência de igualdade entre os resultados financeiros dos contratos com e sem flexibilidade, apresenta-se a seguir, no quadro resumo (Tabela VI), os patamares de preços nos quais os critérios de igualdade são atendidos em cada caso, e calcula-se o preço da flexibilidade correspondente (4º Passo:).

Figura 16 - Resultados Financeiros - Contrato Flexível 5%

Fonte: Autoria própria

Figura 17 - Resultados Financeiros - Contrato Flexível 10%

Fonte: Autoria própria

Tabela VI - Precificação da Flexibilidade dos Contratos [R\$/MWh].

Critério de Referência	Preço Contrato Flexibilidade			Preço Flexibilidade Flexibilidade	
	Sem	± 5%	± 10%	± 5%	± 10%
Exp. de Receita	236.00	243.00	250.50	7.00	14.50
CVaR	236.00	244.50	253.50	8.50	17.50
F. Obj. (rho 80%)	236.00	244.23	252.66	8.23	16.66

Fonte: Autoria própria

Da tabela tem-se a precificação da flexibilidade dos contratos em análise; percebe-se que para cada critério, tem-se um preço distinto. Note-se também que, quanto maior for a banda da flexibilidade, maior impacto na precificação, traduzido por uma maior elevação do preço para o contrato flexível com banda de variação mais larga.

Por exemplo, pelo critério da Função Objetivo ($\rho = 80\%$), o preço da flexibilidade aumenta de 8,23 para 16,66 R\$/MWh, em relação à flexibilidade de 5% para 10%, o que representa um acréscimo, respectivamente, de 3,37% e 7,06% no preço do contrato sem cláusula. Observe-se também que, ao aumentar a banda de flexibilidade em duas vezes, a precificação da flexibilidade não dobrou de valor, haja vista que essa variação não é linear.

O melhor critério a ser adotado é uma decisão particular da empresa, entretanto, julga-se como o mais adequado o da função objetivo, uma vez que ele pondera a expectativa de receita e o CVaR com base no nível de aversão ao risco do agente.

3.5.1 Conclusão

Com base no estudo de caso apresentado, mostra-se que é possível aferir o valor 'justo' da flexibilidade com o auxílio do modelo de otimização desenvolvido, permitindo-se assim que o agente vendedor possa definir sua estratégia comercial minimizando sua exposição ao risco do MCP, mas atendendo ao interesse do cliente (flexibilidade) e obtendo retornos financeiros, no mínimo, equivalentes àqueles que seriam obtidos por contratos sem cláusulas de flexibilidade.

Por fim, mostra-se também que, ao aumentar a banda de flexibilidade, o comportamento não é linear; isso ocorre porque a distribuição de eventos desfavoráveis certamente não é uniforme em torno do valor de face do contrato, de modo que, quando se amplia a banda de flexibilidade, pode-se capturar muito mais do que a simples variação da banda em termos de eventos desfavoráveis, aumentando de forma não linear a precificação da flexibilidade.

3.6 Análise de Operação Swap

Conforme se mencionou na introdução do Capítulo, contratos do tipo “swap” são contratos em que as partes se comprometem a entregar uma à outra, em diferentes períodos, determinados volumes de energia, com preços negociados.

As negociações do tipo swap permitem a um agente tipicamente vendedor mitigar riscos de exposição verificados em determinado período adquirindo energia de um agente com disponibilidade e fazendo o ressarcimento também em energia, em outro período, pautando-se pelo equilíbrio dos preços durante a vigência dos contratos de compra e venda.

Este estudo foca na análise desse tipo de operação, tendo como suporte a aplicação do modelo de otimização estocástica desenvolvido. Toma-se como premissa principal a situação de um agente gerador que, por não desejar ficar sujeito a penalidade por falta de lastro e aos riscos de liquidação no MCP num determinado semestre, busca realizar uma operação “swap” entre o primeiro e segundo semestres do mesmo ano.

Nesse desenho, tem-se a situação hipotética descrita nos próximos parágrafos a seguir:

- ✓ Uma determinada empresa geradora hidráulica em situação de folga no primeiro semestre do período, ou seja, possui montante contratado no período menor do que sua garantia física; entretanto, no segundo semestre do mesmo ano, a situação inverte-se, isto é, o volume contratado é maior do que a garantia física, ocorrendo uma situação de déficit em decorrência da sobrecontratação (Por exemplo, este é o caso de uma empresa cuja concessão de uma Usina expira, sem renovação, mas os contratos ficam vinculados à empresa).
- ✓ Portanto, pretende-se realizar uma operação casada de venda no primeiro semestre em “troca” da compra no segundo semestre, de tal forma que não haja violação à regra de lastro comercial e siga a premissa de que o volume de venda (1º Semestre) seja em igual monta que o volume de compra (2º Semestre).

A Tabela VII abaixo representa o balanço contratual da empresa, com dados do volume contratado no período e a garantia física correspondente. Assume-se o preço de 155,00 R\$/MWh para os contratos existentes (volume de 400,00 MWm).

Tabela VII - Balanço Contratual.		
[MWm]	1º Sem	2º Sem
Garantia Física	550	350
Volume Contratado	400	400
Balanço	150,00	-50,00
Fonte: Autoria própria		

O balanço contratual acima permite concluir que no primeiro semestre o agente ficará com um percentual contratado entre 81,82%-100,00%, enquanto no segundo semestre entre 80,00%-100,00%, pois o mínimo volume a ser contratado na operação é de 50,00 MWm e no máximo 150,00 MWm, uma vez que a premissa adotada é de não alavancagem na operação em relação ao volume contratado versus a garantia física.

A Figura 18 apresenta as projeções de PLD e a Figura 19 as do Fator MRE (GSF) utilizadas na análise com horizonte de planejamento de anual.

Observa-se no gráfico que o PLD médio tem tendência de leve diminuição, entretanto, os percentis 10% e 90%, indicam uma concentração de valores extremos durante o horizonte, principalmente em relação a possibilidade de preço no teto, que impacta mais no risco da operação comercial. Em relação ao Fator MRE, tem-se a tendência de maior alocação de energia (GSF) no primeiro semestre e forte queda no segundo semestre. Esse quadro impacta diretamente na operação do agente, pois no período de baixa alocação coincide com o período de sobrecontratação, aumentando a exposição ao MCP.

No estudo adota-se o CVaR a cada semestre, com nível de confiança de 5%, como política de gerenciamento de risco da operação 'swap', uma vez que se trabalha com compra e venda de contratos semestrais.

Para a resolução do problema desenhado necessita-se customizar o modelo do gerador, conforme explica-se a seguir.

Figura 18 - Projeção de PLD para horizonte de estudo

Fonte: Autoria própria

Figura 19 - Projeção de Fator MRE (GSF) para horizonte 2015

Fonte: Autoria própria

Para a representação das operações, separa-se as equações de formação de receita e restrição de lastro comercial do modelo em função dos dois semestres do horizonte, o primeiro em que ocorre a venda e o segundo a compra.

Para a contabilização financeira da operação de compra, ocorrida no segundo semestre, faz-se necessário ajustar a equação da formação da receita mensal (modelo principal, equação 2), que pode ser reescrita da seguinte forma (eq. 14):

$$\begin{aligned}
R_{t,s} = & - \sum_{c \in C^{vff'}} [(v_c \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^c)] + \sum_{c \in C^{vff}} [(V_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^c)] \\
& + \left(\sum_{k \in K^H} (G_{t,s,k}) \right. \\
& \left. - \left(- \sum_{c \in C^{vff'}} (v_c \cdot h_t) + \sum_{c \in C^{vff}} (V_{t,c} \cdot h_t) \right) \right) \cdot \pi_{t,s}^E
\end{aligned} \tag{14}$$

, $\forall t \in \{7..12\}$.

A atribuição do sinal negativo que antecede a variável de decisão, volume a alocar no contrato candidato (v_c), deve-se ao fato que no segundo semestre ocorre a operação de compra, sendo assim, o contrato candidato implica em custo de aquisição, similar a um contrato de compra.

O equacionamento para o primeiro semestre, operação de venda, segue o mesmo formulado na equação do modelo principal, cujo descrição simplificada pode ser reescrita conforme a eq. (15) abaixo:

$$\begin{aligned}
R_{t,s} = & \sum_{c \in C^{vff'}} [(v_c \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^c)] + \sum_{c \in C^{vff}} [(V_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^c)] \\
& + \left(\sum_{k \in K^H} (G_{t,s,k}) - \left(\sum_{c \in C^{vff'}} (v_c \cdot h_t) + \sum_{c \in C^{vff}} (V_{t,c} \cdot h_t) \right) \right) \\
& \cdot \pi_{t,s}^E
\end{aligned} \tag{15}$$

, $\forall t \in \{1..6\}$.

Percebe-se que na equação, a principal alteração é a remoção do sinal negativo que antecede a variável de decisão, pois no primeiro semestre o contrato implica em receita de venda.

Da mesma forma que se necessita alterar a equação de formação da receita mensal, a restrição ao lastro comercial também sofre alteração, sendo reescrita conforme eq. (16), que representa a alteração para o equacionamento do 2º Semestre.

$$\sum_{k \in K^H} (GF_{t,k}) + \sum_{c \in C^{vff'}} (v_c) \geq \sum_{c \in C^{vff}} (V_{t,c}), \forall t \in \{7..12\}. \tag{16}$$

Nota-se que neste caso, como trabalha-se com a premissa de que o volume de compra e venda são iguais, na restrição do lastro comercial de compra (2ºSemestre) soma-se o volume adquirido na operação (variável de decisão) à GF, compondo o lastro comercial. Para a situação do 1º semestre, o equacionamento não sofre alteração em relação ao enunciado na eq. (6) do modelo principal.

Outra modificação no modelo principal refere-se à restrição de igualdade entre o volume dos contratos de compra e os de venda, cuja formulação por ser elementar não se transcreve aqui. Os demais equacionamentos do modelo principal (por exemplo, função objetivo e restrições do CVaR) seguem os mesmos.

3.6.1 *Análise de resultados*

Com base nas premissas enunciadas e customizações do modelo, analisa-se duas situações de compra e venda. Na primeira, fixa-se o valor do contrato de compra e realiza-se uma sensibilidade no preço do contrato de venda, determinando o montante ótimo a ser celebrado na operação 'swap', em face ao nível de aversão ao risco do agente. Na segunda simulação, inverte-se a situação, fixa-se o valor de venda e sensibiliza-se o de compra.

A Figura 20 representa o montante alocado na primeira análise, considerando a aversão ao risco do agente em 0%, 25%, 50%, 75% e 100% e o preço de compra fixo em 160,00 R\$/MWh.

Nota-se que o nível de aversão ao risco e a variação do preço de venda influenciam na alocação ótima. Para situação de neutralidade ao risco (0%), até o preço de venda de 180,00 R\$/MWh indica-se contratar o mínimo (50 MWm) e para patamares de preço maiores, o máximo (150 MWm). Na situação oposta, aversão total ao risco (100%), indica-se alocar o volume máximo a partir do preço de venda de 170,00 R\$/MWh. Situações intermediárias são passíveis de serem observadas.

A decisão ótima de alocação dependerá dos preços de compra e venda e da aversão ao risco assumida. Dessa relação, tem-se os resultados financeiros que podem ser auferidos, já com base no controle do risco via CVaR.

Figura 20 - Operação Swap: Sensibilidade ao Preço Venda x Volume Contratado

Fonte: Autoria própria

Na Figura 21 apresenta-se os resultados financeiros (função objetivo) e o volume alocado na análise de sensibilidade ao preço de venda, para o nível de aversão ao risco de 75%. Quanto menor o preço de venda, menor os retornos financeiros e menor o volume alocado.

De forma similar à primeira análise, na segunda buscou-se sensibilizar o preço de compra na situação em que o agente determina a *ex-ante* o preço de venda na operação e negocia na outra ponta o preço de compra e com base nessa informação, ajusta o volume ótimo a ser celebrado para cada situação, de forma a maximizar os resultados.

A Figura 22 apresenta os resultados obtidos para cada nível de aversão ao risco e partindo-se da premissa do preço de venda ser fixo em 190,00 R\$/MWh. Neste caso, quanto maior a aversão ao risco, maior será o preço de compra onde deixa-se de indicar a contratação do limite máximo de 150 MWm. Por exemplo, para rho=75%, somente após o preço de compra de 180,00 R\$/MWh que se indica contratar menos do que o limite.

Figura 21 - Resultados Financeiros e Volume Alocado ($\rho=75\%$). Sensibilidade Preço de Venda

Fonte: Autoria própria

Figura 22 - Operação Swap: Sensibilidade ao Preço Compra x Volume Contratado

Fonte: Autoria própria

Na Figura 23 apresentam-se os resultados financeiros (função objetivo) e o volume alocado na análise de sensibilidade ao preço de compra, para o nível de aversão ao risco de 75%. Quanto maior o preço de compra, menor é a indicação para contratação e os resultados financeiros.

Figura 23 - Resultados Financeiros e Volume Alocado ($\rho=75\%$). Sensibilidade Preço de Compra

Fonte: Autoria própria

3.6.2 Conclusões

Conforme demonstra-se através dos resultados das simulações, o modelo de otimização ora customizado possui grande potencial para análise de operações 'swap' de compra e venda de contratos. Em face a esta constatação, algumas considerações se fazem necessárias.

Embora no estudo de caso parta-se da premissa da situação em que há uma alteração no balanço contratual devido à redução no valor da garantia física da empresa, salienta-se que o modelo se aplica também para outras situações distintas, por exemplo, na situação em que a sobrecontratação decorre de condições dos contratos existentes e não por conta da alteração na garantia física e também da situação onde não ocorre uma sobrecontratação, mas a empresa deseja fazer tal operação, por esta estar em um patamar de contratação elevado, onde vislumbra-se uma iminente exposição involuntária ao MCP.

Em relação aos preços, como premissa para as análises realizadas fixa-se os preços de compra e venda e sensibiliza-se os preços dos contratos opostos (venda/compra). Entretanto, ressalta-se que outras análises de sensibilidade aos preços fixados, sejam de venda como de compra, são passíveis de serem realizadas,

de forma a subsidiar com mais informações o tomador de decisão no ato das negociações. Devido à limitação de escopo, neste estudo limitou-se a realizar uma análise partindo-se da premissa de dois preços (compra e venda) como forma de ilustração da aplicação do modelo para suporte ao tipo de operação em análise.

Por fim, a modelagem desse tipo de operação 'swap', com suporte do modelo de otimização estocástica com métrica de risco CVaR incorporada, apresenta-se como um arranjo inédito e de alta potencialidade para operações reais.

De fato, oportuno salientar que tal modelo submeteu-se a testes de consistência em situação real de estudo aplicado para uma empresa geradora que realizou um leilão 'swap' em que o agente fixou o preço de venda e o preço teto de compra, sob a premissa de 1:1 na relação entre o volume de compra e o de venda. Nesse desenho, os resultados da aplicação do modelo subsidiaram os tomadores de decisão durante o processo negocial com partes interessadas, atingindo resultados relevantes para a empresa, que mitigaram sua exposição involuntária ao MCP, em decorrência de déficit previsto para o período de cobertura da operação.

3.7 Análise de Complementaridade Hidro-Eólica

No Brasil, as fontes hidráulica e eólica possuem forte característica de geração complementar, o que denota a existência de uma correlação negativa significativa entre os perfis de geração dessas fontes (CAMARGO et al., 2015a).

Em geral, as fontes hidráulicas tendem a gerar mais entre dezembro e abril - período de estação chuvosa -, ao passo que as fontes eólicas, principalmente no Nordeste, tendem a gerar mais durante os meses de junho a novembro. Dessa forma, quando há maior tendência de chuva em um submercado, há tendência de ventos mais amenos, e vice-versa.

Devido ao fato do Sistema Interligado Nacional - SIN ter sua operação otimizada através de um despacho hidrotérmico centralizado, o valor do preço *spot* de energia PLD (preço de liquidação das diferenças) tende a ser negativamente correlacionado à geração hidráulica. Por conseguinte, quando há maior tendência de geração alta para essa fonte, o preço tende a ser baixo, e vice-versa.

O mesmo não ocorre, no entanto, para a fonte eólica, cujo período de maior geração anual média ocorre enquanto há tendência de alta no PLD.

Os perfis que caracterizam essas tendências sofrem influência das incertezas oriundas da característica estocástica da geração de cada fonte e do próprio processo de formação do PLD (cf. TOLMASQUIM, 2011; SILVA, 2001; PEREIRA et al, 1998; PEREIRA; PINTO, 1991).

As incertezas sobre a geração esperada e preço de PLD aumentam o risco dos geradores em comercializar grandes volumes da placa equivalente a sua garantia física (GF) através de contratos anuais com entrega fixa, tornando-se necessário o desenvolvimento de estratégias de comercialização a fim de se evitar o risco de perdas em função da exposição aos preços do Mercado de Curto Prazo (MCP).

Uma estratégia viável reside na exploração da complementaridade entre os perfis de geração hidro e eólica, de forma a comercializar uma placa mais estável, formada pelo *mix* desses dois perfis, baseando-se no fato de que a produção total do portfólio poder ser comercializada em conjunto conforme regulação vigente (RAMOS et al., 2013a).

Nesse contexto, o presente estudo de caso objetiva analisar a estratégia de contratação de um portfólio composto por fontes hidro e eólica, auferindo os benefícios financeiros resultantes da exploração do efeito da complementaridade entre o perfil sazonal de geração dessas fontes, em relação ao nível ótimo de contratação e aferição da proporção de cada fonte na composição de um portfólio hidro-eólico. Para tanto, aplica-se o modelo de otimização do caso gerador como suporte às análises pretendidas; a política de gerenciamento de risco será a do CVaR com contabilização anual e nível de confiança 5%.

No estudo, considera-se um agente gerador tipicamente hidrelétrico e sua associação com três Usinas Eólicas: na localidade de Morro do Chapéu (interior da Bahia), em Coxilha Negra (interior do Rio Grande do Sul) e em Macau (litoral do Rio Grande do Norte).

O propósito é analisar o efeito da complementaridade hidro-eólica, comparando uma usina hidráulica típica no submercado sudeste e tendo como base usinas eólicas com perfis de geração distintos.

Para efeito de simulação, assume-se que as usinas em análise (a hidráulica e as eólicas) estão totalmente descontratadas. Desconsidera-se, neste momento, o custo de investimento nas usinas eólicas; o preço do contrato de venda é fixado em 150,00 R\$/MWh, com perfil de entrega *flat* e período de vigência cobrindo o horizonte de planejamento, a saber, de 2015 a 2019.

Os cenários de geração e PLD foram construídos a partir de séries históricas de 1948 a 2012 (horizonte de dados disponível na época da simulação). A Figura 24 ilustra as projeções de PLD para o horizonte de planejamento, onde é possível analisar a tendência de queda nos preços ao longo do horizonte, embora o percentil 90% indique a possibilidade de preços extremos que podem potencializar as perdas com exposições negativas ao MCP.

Assume-se como premissa que o agente gerador possui um parque hidrelétrico com garantia física total de 200 MWm. A Figura 25 ilustra a cearização da energia alocada para a hidrelétrica ao longo do horizonte. Repare-se que há uma forte tendência de alocação abaixo da GF, fruto de uma projeção futura de GSF em patamares baixos.

Os cenários de geração das usinas eólicas foram simulados com séries históricas de geração (1948-2012) em cada ponto: Morro do Chapéu-BA, Coxilha Negra-RS e Macau-RN. Tais séries foram calculadas a partir de sequências de velocidade de vento cruzadas contra a curva de potência da turbina eólica comercial (Vestas V 100, 2.0 MW), conforme detalhado em Witzler (2014).

Como os cenários de geração das usinas eólicas e da hidrelétrica foram construídos com base em séries históricas de mesmo período (1948-2012), as séries

de geração hidro e eólica foram emparelhadas de forma que, no modelo, a série de geração eólica número 1 corresponda à série de geração hidro número 1, que por sua vez corresponda à série de PLD número 1, e assim por diante.

Ao todo, nessa simulação trabalha-se com 65 cenários, para cada fonte de incerteza (PLD, geração hidro e eólica). Tais cenários foram organizados de forma similar ao que ocorre na simulação do *Newave* com sequências históricas, onde a série número 1 inicia-se, nesse caso, com a série do ano 1948. Como a série número 1 cobre cinco anos do horizonte (2015-2019), tem-se que essa série é composta pelos resultados dos anos 1948, 1949, 1950, 1951 e 1952; as demais séries dos cenários seguem o mesmo raciocínio.

A Figura 26 apresenta a cenarização de geração da Usina Eólica Morro do Chapéu com potência instalada de 200 MW e GF de 93,06 MWm. A Figura 27 apresenta a sequência temporal da Usina Eólica Coxilha Negra, com potência instalada de 200 MW e GF de 88,90 MWm; e, finalmente, a Figura 28 ilustra a sequência temporal da geração da Usina Eólica Macau no período, com potência instalada de 200 MW e GF de 97,98 MWm.

Figura 26 - Cenário de Geração – Usina Eólica Morro do Chapéu (GF: 93,06 MWm)

Fonte: Autoria própria

A garantia física de cada usina eólica foi calculada conforme regulação vigente, isto é, considerando-se o critério do P90 (vide nota técnica: EPE-DEE-NT-072/2013). Como tal critério considera a probabilidade de ocorrência igual ou maior a 90% em relação às séries de vento dos últimos 20 anos, ao se aplicar a metodologia de cálculo da GF, obteve-se valores restritivos que explicam a tendência de geração das usinas eólicas acima de sua garantia física, no caso de Morro do Chapéu e Coxilha Negra, cujos perfis de geração apresentam uma menor sazonalidade em comparação ao perfil da usina de Macau, caracterizada por forte sazonalidade, com picos de baixa e alta geração histórica.

Figura 27 - Cenário de Geração – Usina Eólica Coxilha Negra (GF: 88,90 MWm)

Fonte: Autoria própria

Figura 28 - Cenário de Geração – Usina Eólica Macau (GF: 98,97 MWm)

Fonte: Autoria própria

3.7.1 *Análise de Contratação das Usinas e Complementariedade*

Nesse caso, primeiro analisa-se individualmente o impacto da variação do percentual de contratação sobre o resultado financeiro (expectativa de receita e CVaR) de cada usina. Em seguida, analisa-se o impacto sobre as associações hidro-eólicas, isto é, hidro e eólica compondo um mesmo portfólio. Por fim, compara-se o desempenho quando estas comercializam sua placa individual e coletivamente (associação hidro-eólica), mensurando o efeito da complementaridade.

Segue como premissa que a usina hidrelétrica possui 200 MWm de garantia física e as usinas eólicas 200 MW de potência instalada. A usina Morro do Chapéu possui uma garantia física de 93,06 MWm, a usina Coxilha Negra de 88,90 MWm e Macau de 97,98 MWm.

Na análise dos resultados, adota-se o critério da 'receita de referência' (ou CVaR limite), que é aquela que seria obtida pela venda de um contrato cujo montante seja equivalente à garantia física total (individual ou do portfólio), sem a contabilização de exposição ao Mercado de Curto Prazo (sem risco de mercado) ou que o valor resultante desta interação seja nulo, quando aplicado um ajuste sobre o seu valor (margem para aceitação de risco de valores menores).

Por exemplo, para as simulações, adota-se 150,00 R\$/MWh como preço de venda de um montante equivalente à GF de 200 MWm (hidro), durante 5 anos (720 horas/mês), considerando um abatimento de 15%, resultando no valor de referência de R\$ 1,10 bilhões, um valor unitário de 127,50 R\$/MWh ($85\% \times 150,00 \text{ R\$/MWh}$).

3.7.1.1 Percentual Contratado da Hidro

A Figura 29 apresenta o impacto do percentual de contratação sobre o resultado financeiro da usina hidrelétrica. Verifica-se que até o nível de contratação 77,5%, o risco é gradativamente mitigado, uma vez que, quanto maior o percentual de contratação até esse valor, maior o CVaR. Após esse nível de contratação, há uma piora no perfil de risco associado à diminuição constante na receita esperada para qualquer percentual. Em nenhum momento o CVaR atinge o critério da receita de referência, indicando que sob as projeções de geração (despacho) da hidro e do PLD, não se atingiria o nível de risco estipulado pela empresa.

Figura 29 - Nível de Contratação da Usina Hidrelétrica (GF: 200 MWm)

Fonte: Autoria própria

Se consideradas as duas parcelas na formulação da receita para um único contrato de venda com preço fixo e entrega fixa (vide modelo, equação 2- item 3.3), existe: a parcela determinada pelo volume contratado versus a diferença entre o preço do contrato e o PLD; e outra parcela onde a geração é liquidada diretamente ao PLD. Se o PLD for maior que o preço do contrato, como no caso em questão, a primeira parcela será negativa, em contrário, positiva.

Dessa forma, quanto maior o volume contratado, maior será o montante negativo dessa parcela, que por sua vez será abatida da parcela de receita proveniente da liquidação direta da geração ao PLD. Isso explica o porquê de, nesse caso, a expectativa de receita ser decrescente em função do percentual contratado. Como se trata de expectativa de receita, o valor representa a média das distribuições, independentemente de sua simetria. Raciocínio oposto é verdadeiro para o caso em que o preço do contrato seja maior que o do PLD médio do período de análise.

Quando se aumenta o volume alocado, implicitamente há uma alteração da distribuição dos cenários de receita, onde o CVaR capturará os piores resultados. Até a alocação de 77,5% do volume disponível, a distribuição tende a concentrar-se na média, por isso, até esse ponto o CVaR aumenta de valor.

Ocorre que, a partir desse nível, há uma inflexão na distribuição de receitas que voltam a dispersar em relação à média, onde a possibilidade de receitas com

valores mais extremos volta a ser possível, fazendo com que o CVaR apresente uma piora no perfil. Ou seja, o patamar do volume alocado no contrato acima de 77,5% passa a ser prejudicial.

3.7.1.2 Percentual contratado da Usina Eólica Morro do Chapéu

No caso da usina eólica Morro do Chapéu, verifica-se na Figura 30 que, quanto maior for o percentual de contratação, maior o CVaR e menor a receita esperada. Esse comportamento do CVaR, sem ponto de inflexão, decorre do fato de a garantia física eólica ser calculada com base no critério regulatório do P90, conforme explicado anteriormente, o qual permitiu a contratação total da placa para a projeção de geração em tela.

Considerando o critério da receita de referência, seu valor é atingido a partir da contratação de 75% do volume contratado, entretanto, como a partir desse ponto o ganho relativo na melhora do risco (CVaR) é maior que a perda relativa na expectativa de receita, um tomador de decisão racional optaria pela máxima contratação.

Figura 30 - Nível de Contratação da Usina Eólica Morro do Chapéu (GF: 93,06 MWm)

Fonte: Autoria própria

3.7.1.3 Percentual contratado da Associação Hidro - Eólica Morro do Chapéu

No caso da associação entre a Hidro e a Eólica Morro do Chapéu compondo um mesmo portfólio, tem-se que essa representa uma placa total disponível para contratação equivalente à soma das garantias físicas individuais (293,06 MWm).

O comportamento do perfil dos resultados financeiros em função do percentual contratado é apresentado na Figura 31. Observa-se que, ao comercializar a placa desse portfólio, atinge-se o ponto ótimo no nível de 87,5% do volume contratado, sendo o critério da receita de referência atingida entre 76-95%.

Para efeito de comparação dos resultados, na Tabela VIII apresenta-se o quadro resumo dos resultados para os casos das usinas comercializando individualmente e em um mesmo portfólio, onde os valores dos resultados financeiros são equivalentes ao nível ótimo de contratação obtido em cada simulação individualizada e em um mesmo portfólio. Para visualização dos resultados, dividiu-se os resultados financeiros pela garantia física da usina ou portfólio, expressando-os em R\$/MWh.

Figura 31 - Nível de Contratação do Portfólio Hidro-Eólica Morro do Chapéu (GF: 293,06 MWm)

Fonte: Autoria própria

Tabela VIII - Complementaridade Hidro-Eólica Morro do Chapéu.

Composição	Exp. Receita (R\$/MWh)	CVaR (R\$/MWh)	Percentual Ótimo	Volume Alocado (MWm)
Hidro (200.00 MWm)	141.15	122.64	77.5%	155.00
Eólica (93.06 MWm)	186.49	155.21	100.0%	93.06
Hidro e Eólica (293.06 MWm)	155.55	132.98	84.6%	248.06
Portfólio Hidro-Eólico (293.06 MWm)	154.78	137.14	87.5%	256.43
Delta (Complementaridade)	-0.77	4.15		

Fonte: Autoria própria

Individualmente, observa-se que a usina eólica apresenta resultados financeiros superiores aos da hidro, em relação à garantia física correspondente.

Na Tabela VIII, a linha na qual se lê *Hidro e Eólica (293,06 MWm)* apresenta a soma dos resultados financeiros individuais ponderados pela garantia física de cada usina. Comparando esses resultados com os do portfólio hidroeólico (comercialização da placa em conjunto), tem-se que, ao associar essas duas fontes, há um ganho no CVaR de 4,15 R\$/MWh e uma perda de 0,77 R\$/MWh em relação à expectativa de receita.

Nesse caso, a associação da hidro com a usina Morro do Chapéu melhora o perfil de risco do portfólio em razão do efeito de complementaridade, resultando em ganhos no CVaR superiores à perda apontada na expectativa de receita do portfólio.

3.7.1.4 Percentual contratado da Usina Eólica Coxilha Negra

Neste item analisa-se - da mesma forma que no caso da eólica Morro do Chapéu-BA - o comportamento da usina eólica Coxilha Negra-RS, situada no submercado Sul e com perfil de geração caracterizado por maior estabilidade.

A Figura 32 apresenta os resultados financeiros em função do percentual de contratação do lastro comercial da eólica Coxilha Negra. De forma similar ao caso anterior, quanto maior o percentual contratado, maior o CVaR e menor a expectativa de receita, sendo o critério de referência atingido a partir de 70%. Entretanto, novamente tem-se que o ganho em CVaR é maior que a perda de expectativa de receita, levando o tomador de decisão racional a optar pela contratação máxima.

Figura 32 - Nível de Contratação da Usina Eólica Coxilha Negra (GF: 88,90 MWm)

Fonte: Autoria própria

3.7.1.5 Percentual contratado da Associação Hidro-Eólica Coxilha Negra

Ao associar em um mesmo portfólio a hidro (GF: 200 MWm) com a eólica Coxilha Negra (88,90 MWm), tem-se que o percentual ótimo de contratação corresponde a 90% (CVaR máximo) da placa total (288,90 MWm) e o critério de referência é atingido entre as marcas de 72-98%, conforme Figura 33.

A Tabela IX apresenta os resultados consolidados para a associação da hidro com a eólica Coxilha Negra. Os resultados individuais da eólica são superiores ao da hidro e, na análise, observa-se que a complementaridade entre as fontes resulta em um aumento do CVaR em R\$ 6,45 por MWh contratado quando a placa total é comercializada em um mesmo portfólio, e não individualmente. Ao mesmo tempo, há uma perda na expectativa de receita de 1,51 R\$/MWh. Como há um maior ganho no perfil do risco do que em relação à perda na expectativa de receita, conclui-se que tal associação é benéfica para a hidro.

Figura 33 - Nível de Contratação do Portfólio Hidro-Eólica Coxilha Negra (GF: 288,90 MWm)

Fonte: Autoria própria

Tabela IX - Complementaridade Hidro-Eólica Coxilha Negra

Composição	Exp. Receita (R\$/MWh)	CVaR (R\$/MWh)	Percentual Ótimo	Volume Alocado (MWm)
Hidro (200.00 MWm)	141.15	122.64	77.5%	155.00
Eólica (88.90 MWm)	180.15	149.32	100.0%	88.90
Hidro e Eólica (288.90 MWm)	153.15	130.85	84.4%	243.90
Portfólio Hidro-Eólico (288.90 MWm)	151.64	137.30	90.0%	260.01
Delta (Complementaridade)	-1.51	6.45		

Fonte: Autoria própria

3.7.1.6 Percentual contratado da Usina Eólica Macau

Nesse item analisa-se o comportamento da usina eólica Macau-RN - situada no submercado Nordeste - cujo perfil de geração possui forte sazonalização.

A Figura 34 apresenta os resultados financeiros em função do percentual de contratação do lastro comercial da eólica Macau. Observa-se que, novamente, quanto maior o nível de contratação, menor a expectativa de receita e que, no CVaR, há uma melhora até o ponto ótimo de 72,5% contratado, piorando a partir do referido ponto. Não se atinge o critério de referência em nenhum patamar de contratação.

Figura 34 - Nível de Contratação da Usina Eólica Macau (GF: 97,98 MWm)

Fonte: Autoria própria

3.7.1.7 Percentual contratado da Associação Hidro-Eólica Macau

Ao associar a hidro (GF: 200 MWm) com a eólica Macau (97,98 MWm) em um mesmo portfólio, tem-se que o percentual ótimo de contratação corresponde a 80% (CVaR máximo) da placa total (297,98 MWm). O critério de referência não é atingido em nenhum patamar, embora fique próximo de ser no ponto máximo correspondente ao nível de contratação de 80%, conforme Figura 35.

A Tabela X apresenta os resultados consolidados para a associação da hidro com Macau. Observa-se que a eólica sozinha resulta em uma maior expectativa de receita e menor CVaR do que a hidro sozinha, em relação às respectivas garantias físicas, caracterizando a eólica de Macau como de maior risco.

Como análise geral dos resultados, observa-se que a complementaridade entre as fontes resulta em um aumento do CVaR em R\$ 9,21 por MWh contratado, quando a placa total é comercializada em um mesmo portfólio e não individualmente. Ao mesmo tempo, há uma perda na expectativa de receita da ordem de 1,12 R\$/MWh.

Dessa forma, conclui-se que a associação é benéfica para a hidro, pois a complementaridade resulta em um ganho maior no CVaR do que a perda na expectativa de receita. Lança-se mão de uma receita maior para uma melhora mais significativa no perfil de risco.

Figura 35 - Nível de Contratação do Portfólio Hidro-Eólica Macau (GF: 297,98 MWm)

Fonte: Autoria própria

Tabela X - Complementaridade Hidro-Eólica Macau.

Composição	Exp. Receita (R\$/MWh)	CVaR (R\$/MWh)	Percentual Ótimo	Volume Alocado (MWm)
Hidro (200.00 MWm)	141.15	122.64	77.5%	155.00
Eólica (97.98 MWm)	158.53	99.56	72.5%	71.04
Hidro e Eólica (297.98 MWm)	146.87	115.05	75.9%	226.04
Portfólio Hidro-Eólico (297.98 MWm)	145.75	124.26	80.0%	238.38
Delta (Complementaridade)	-1.12	9.21		

Fonte: Autoria própria

3.7.1.8 Conclusão - Percentual contratado da Associação Hidro-Eólica

A análise dos resultados das associações mostra que, de fato, as eólicas em tela são complementares à hidro, pois a comercialização conjunta em um mesmo portfólio apresentou ganhos financeiros - em relação ao CVaR - maiores do que aqueles que seriam auferidos no caso de uma comercialização individual da hidro e da eólica.

A associação mais vantajosa é aquela na qual a eólica implica em maior ganho em relação à comercialização da hidro sozinha, isto é, aquela onde a hidro, ao associar-se com a eólica, auferir um maior incremento em relação ao seu resultado financeiro original, sem considerar a eólica.

Assim, na Tabela XI, a seguir, compara-se os resultados oriundos da comercialização, individual (soma hidro e eólica) e do portfólio, em relação aos resultados da hidro comercializando sozinha, auferindo a variação dos resultados financeiros. A eficiência é expressa pela divisão entre a variação dos resultados financeiros e a garantia física da eólica correspondente.

Tabela XI - Tabela Resultado – Complementaridade.

Associação Hidro com:	Morro do Chapéu		Coxilha		Macau	
Comercialização	Individual	Portfólio	Individual	Portfólio	Individual	Portfólio
Variação na Exp. Receita (R\$/MWh)	14.40	13.62	12.00	10.49	5.72	4.59
Variação no CVaR (R\$/MWh)	10.34	14.49	8.21	14.70	-7.59	1.62
Eficiência (GF Eólica) - Receita	0.15	0.15	0.13	0.12	0.06	0.05
Eficiência (GF Eólica) - CVaR	0.11	0.16	0.09	0.17	-0.08	0.02
GF - Eólica (MWm)	93.06		88.90		97.98	

Fonte: Autoria própria

Observa-se que as associações com Morro do Chapéu e Coxilha apresentam maiores variações dos resultados financeiros do que a associação com Macau.

A usina de Coxilha apresenta a maior eficiência em relação ao CVaR, e a de Morro do Chapéu, em relação à Expectativa de Receita; na análise conjunta, Morro do Chapéu apresenta os melhores resultados que as demais.

A associação de Macau com a hidro possui menor eficiência. Na comercialização da placa individualmente, a soma dos resultados piora em relação à hidro sozinha (sem a eólica) e, quando em um mesmo portfólio, a eficiência é muito pequena.

3.7.2 Associação Hidro-Eólica – Faixa de Potência

Nessa seção analisa-se - através da aplicação do modelo de otimização - a associação hidro-eólica variando a potência instalada das usinas eólicas em cinco patamares: 100, 200, 300, 400 e 500 MW. Para efeito de ilustração dos resultados, trabalhar-se-á com o nível de aversão ao risco de 80%. As demais premissas, incluindo os cenários de geração e PLD, seguem iguais às do caso anterior.

Na simulação, fixa-se a garantia física da hidro (200 MWm) e aumenta-se a potência instalada (e GF associada) da eólica progressivamente. Os resultados financeiros são expressos em R\$/MWh, pois contabiliza-se nos cálculos a GF total da associação, permitindo-se a comparação dos resultados dos portfólios em uma mesma base unitária.

3.7.2.1 Associação Hidro-Eólica Morro do Chapéu – Faixa de Potência

A Figura 36 apresenta um gráfico dos resultados financeiros da associação hidro-eólica em função da potência instalada da eólica Morro do Chapéu. Observa-se que a hidro sozinha não atinge o critério de referência, mas sim quando associada à eólica nas faixas de potência analisadas.

Até o nível de 400 MW instalado de eólica, há uma crescente melhora nos resultados financeiros, entretanto, quando se atinge os 500 MW, há uma significativa piora, indicando que, a partir desse patamar, a associação já não é mais benéfica.

A Tabela XII resume os resultados da associação hidro-eólica Morro do Chapéu para os patamares de potência instalada simuladas e nível de aversão ao risco de 80%. As linhas onde se lê *Variação Relativa à Hidro* referem-se à variação da receita e do CVaR do portfólio em relação ao resultado obtido para a hidro sozinha (primeira coluna, potência eólica de 0 MW).

A variação da receita no patamar da eólica com 100 MW de potência instalada é de 7,95 R\$/MWh, obtida pela diferença entre a expectativa de receita 147,06 R\$/MWh (Eólica de 100 MW) e 139,12 R\$/MWh (sem eólica).

As linhas onde se lê *Eficiência em função da GF da Eólica* referem-se à variação do resultado financeiro para cada 1 MWm da garantia física da eólica que se adiciona ao portfólio. Por exemplo, o valor da eficiência de 0,17 para a receita é obtido pela divisão de 7,95 R\$/MWh pela garantia física de 46,5 MWm da eólica.

É possível observar que a maior eficiência, tanto para expectativa de receita quanto para o CVaR, ocorre quando a eólica com 100 MW de potência instalada é inserida ao portfólio.

Figura 36 - Resultados Financeiros da Associação Hidro-Eólica Morro do Chapéu

Fonte: Autoria própria

Tabela XII - Associação Hidro-Eólica. Usina Eólica Morro do Chapéu-BA.

Exp. Receita (R\$/MWh)	139.12	147.06	152.52	156.47	159.48	142.33
CVaR (R\$/MWh)	121.31	130.04	135.63	139.63	142.67	127.32
Rec_Referência (R\$/MWh)	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50
% Ótimo Contratação (Total)	85.0%	84.0%	88.0%	91.0%	93.2%	83.2%
Contratação Ótima (MWmed)	170.00	207.03	257.98	308.94	359.91	359.91
Participação Eólica (GF)	0%	19%	32%	41%	48%	54%
Participação Hidro (GF)	100%	81%	68%	59%	52%	46%
GF Portfólio (MWmed)	200.0	246.5	293.1	339.6	386.1	432.6
GF Hidro (MWmed)	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
GF Eólica (MWmed)	0.0	46.5	93.1	139.6	186.1	232.6
Potência Eólica (MW)	0.0	100.0	200.0	300.0	400.0	500.0
Variação Relativa à Hidro: Receita (R\$/MWh)	0.00	7.95	13.40	17.36	20.36	3.21
Variação Relativa à Hidro: CVaR (R\$/MWh)	0.00	8.73	14.32	18.33	21.36	6.02
Eficiência em função da GF Eólica - Receita	0.00	0.17	0.14	0.12	0.11	0.01
Eficiência em função da GF Eólica - CVaR	0.00	0.19	0.15	0.13	0.11	0.03

Fonte: Autoria própria

A partir desse nível, tem-se uma diminuição gradativa da eficiência, embora todas apontem para benefícios da associação até o patamar analisado, observando-se que, na potência de 500 MW de eólica, a eficiência é quase nula, justamente quando a participação da eólica passa a ser majoritária (54% de eólica para 46% de hidro), em termo de garantia física.

3.7.2.2 Associação Hidro-Eólica Coxilha Negra – Faixa de Potência

A associação da hidro com a eólica Coxilha Negra foi simulada de forma similar ao caso anterior; os resultados foram plotados na Figura 37.

Nessa associação e, para a faixa de potência analisada, quanto maior a potência, maiores os resultados financeiros. O critério da receita de referência é atingido a partir da participação eólica com 100 MW de potência instalada.

A Tabela XIII apresenta os resultados consolidados para uma aversão ao risco de 80%, onde é possível constatar que a maior eficiência ocorre na associação com a eólica com 100 MW de potência, e que decresce quanto maior a participação eólica.

Dos resultados, verifica-se que a associação da hidro com a eólica Coxilha Negra é benéfica em todos os patamares, resultando em ganhos para a empresa devido à complementaridade existente.

3.7.2.3 Associação Hidro-Eólica Macau – Faixa de Potência

O mesmo procedimento anterior foi repetido para a eólica Macau, cujos resultados foram plotados na Figura 38, na qual se observa que o critério de referência não é atingido para nenhum nível de participação da eólica.

Ademais, há uma piora no CVaR quando a participação da eólica é superior a 100 MW de potência instalada, mesmo aumentando a receita esperada; ou seja, aumenta a receita, mas piora o risco.

Figura 37 - Resultados Financeiros da Associação Hidro-Eólica Coxilha Negra-RS

Fonte: Autoria própria

Tabela XIII - Associação Hidro-Eólica. Usina Eólica Coxilha Negra-RS

Exp. Receita (R\$/MWh)	139.12	145.36	149.95	153.22	156.06	158.23
CVaR (R\$/MWh)	121.31	130.29	136.10	139.53	141.21	142.44
Rec_Referência (R\$/MWh)	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50
% Ótimo Contratação (Total)	77.9%	84.8%	88.6%	91.7%	92.8%	93.9%
Contratação Ótima (MWmed)	155.77	207.24	255.86	305.59	350.65	396.71
Participação Hidro (GF)	100%	82%	69%	60%	53%	47%
Participação Eólica (GF)	0%	18%	31%	40%	47%	53%
GF Portfólio (MWmed)	200.0	244.5	288.9	333.4	377.8	422.3
GF Hidro (MWmed)	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
GF Eólica (MWmed)	0.0	44.5	88.9	133.4	177.8	222.3
Potência Eólica (MW)	0.0	100.0	200.0	300.0	400.0	500.0
Variação Relativa à Hidro: Receita (R\$/MWh)	0.00	6.25	10.83	14.11	16.94	19.11
Variação Relativa à Hidro: CVaR (R\$/MWh)	0.00	8.98	14.80	18.23	19.91	21.14
Eficiência em função da GF Eólica - Receita	0.00	0.14	0.12	0.11	0.10	0.09
Eficiência em função da GF Eólica - CVaR	0.00	0.20	0.17	0.14	0.11	0.10

Fonte: Autoria própria

A Tabela XIV apresenta o quadro resumo dos resultados para uma aversão ao risco de 80%. Assim como nos casos anteriores, a maior eficiência ocorre quando a associação é realizada com a eólica com 100 MW de potência instalada, decrescendo quanto maior a participação eólica no portfólio, onde se observa que chega a uma eficiência negativa nos patamares de 400 e 500 MW.

Desse modo, a associação hidro-eólica Macau passa a não ser benéfica em patamares acima de 400 MW; e, abaixo desse patamar, os benefícios de tal associação são relativamente pequenos.

Figura 38 - Resultados Financeiros da Associação Hidro-Eólica Macau-RN

Fonte: Autoria própria

Tabela XIV - Associação Hidro-Eólica. Usina Eólica Macau-RN.

Exp. Receita (R\$/MWh)	139.12	141.62	143.95	145.64	147.10	148.07
CVaR (R\$/MWh)	121.31	124.29	122.98	121.34	119.28	117.46
Rec_Referência (R\$/MWh)	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50	127.50
% Ótimo Contratação (Total)	77.9%	80.2%	79.2%	78.5%	77.3%	76.9%
Contratação Ótima (MWmed)	155.77	199.63	236.13	272.43	306.03	342.34
Participação Hidro (GF)	100%	80%	67%	58%	51%	45%
Participação Eólica (GF)	0%	20%	33%	42%	49%	55%
GF Portfólio (MWmed)	200.0	249.0	298.0	347.0	396.0	445.0
GF Hidro (MWmed)	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0	200.0
GF Eólica (MWmed)	0.0	49.0	98.0	147.0	196.0	245.0
Potência Eólica (MW)	0.0	100.0	200.0	300.0	400.0	500.0
Variação Relativa à Hidro: Receita (R\$/MWh)	0.00	2.50	4.84	6.53	7.98	8.95
Variação Relativa à Hidro: CVaR (R\$/MWh)	0.00	2.99	1.67	0.04	-2.02	-3.84
Eficiência em função da GF Eólica - Receita	0.00	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04
Eficiência em função da GF Eólica - CVaR	0.00	0.06	0.02	0.00	-0.01	-0.02

Fonte: Autoria própria

3.7.2.4 Conclusão - Associação Hidro-Eólica – Faixa de Potência

As análises das associações hidro-eólica evidenciaram que o perfil de geração da eólica impacta significativamente sobre os resultados. Para os três perfis de geração analisados (Morro do Chapéu, Coxilha Negra e Macau), obteve-se distintos comportamentos dos resultados quando se variou a faixa de potência. Essa faixa e a garantia física associada impacta nos resultados da associação, devendo ser levada em consideração na tomada de decisões, por exemplo, na possibilidade de expansão do parque eólico gerador através da aquisição de *clusters* de parques ao redor do analisado.

A associação com a eólica Morro do Chapéu apresentou uma piora no perfil de risco (CVaR) a partir de 400 MW, enquanto que Coxilha Negra não apresentou piora até o limite analisado de 500 MW. Por sua vez, a associação da hidro com Macau apontou que, a partir de 200 MW, há uma piora no CVaR, mesmo aumentando a expectativa de receita.

3.7.3 Conclusão

Através da aplicação do modelo de otimização desenvolvido para o gerador foi possível demonstrar sua importância como ferramenta para o suporte à tomada de decisão, com base em critérios de risco, em que se deseja aferir o efeito de complementaridade entre fontes com geração sazonal, em particular, hidro e eólica.

Nas associações hidro-eólica, verificou-se que o perfil de geração das eólicas impacta fortemente no efeito de complementaridade; esse fator é potencializado pela tendência de correlação negativa entre o perfil de geração da eólica com o PLD.

No estudo, verificou-se que a garantia física das eólicas calculada com o critério de P90 leva a uma tendência de maior alocação da placa correspondente à garantia física dessa fonte, e a parcela referente à geração acima da garantia física torna-se importante fator no que diz respeito ao efeito de complementaridade com a hidro.

Outro ponto importante situa-se na avaliação de como o risco financeiro dos resultados das associações hidro-eólica altera-se quando se varia o percentual contratado, com a definição da dosagem ideal de alocação através do processo de otimização.

As associações dependem do grau de participação da eólica no portfólio; em uma escala grande, prejudicam o desempenho do portfólio, em escala ideal, trazem melhoras. Para as eólicas analisadas, mostrou-se que a alteração da potência instalada (e garantia física associada) impacta nas decisões sobre o montante ótimo e sobre os resultados financeiros.

A realização de associações hidro-eólicas viáveis implica na possibilidade de desenho de modelos de negócios que culminem na viabilização da eólica também no ACL e não somente no ACR, como majoritariamente ocorre no Brasil.

Cabe destacar ainda que o modelo desenvolvido, por incorporar a métrica CVaR para o controle do risco, permite análises mais robustas sobre a mitigação de risco de exposição ao mercado de curto prazo, permitindo uma tomada de decisão pautada na análise de risco e não somente pela expectativa de receita.

Não se considerou nas análises duas possibilidades relevantes, uma em relação ao investimento por parte da empresa hidro em uma usina eólica - o que levaria à consideração do custo unitário de investimento nos cálculos - e a outra em relação ao desenho de um modelo de negócio no qual a hidro, para expandir sua atividade comercial (aumento do lastro comercial), compra a curva de geração de uma eólica para vender ao mercado a placa formada pelo *mix* entre as duas fontes e, dessa forma, proteger sua posição contra exposições negativas no MCP e obter ganhos financeiros maiores.

Nos estudos a seguir, customizar-se-á o modelo de otimização estocástica para analisar as duas possibilidades destacadas, começando pelo modelo de negócio.

3.8 Participação Comercial de Empresa Hidro em Projetos Eólicos

O cenário positivo para o aumento da participação eólica na matriz energética nacional tem fomentado a iniciativa de inúmeras empresas tipicamente geradoras hidráulicas em buscar diversificação de seus parques geradores através de investimentos em projetos eólicos. A participação comercial dessas empresas em projetos eólicos torna-se uma interessante possibilidade para ganho de escala, diversificação e estratégia de proteção contra exposições no MCP.

Uma associação comercial hidro-eólica, sob um enfoque empresarial, requer a análise dos benefícios que podem ser aferidos bem como a formulação de estratégias para estruturação do negócio. Uma adequada estruturação de um modelo de negócio, pautada na identificação do atrativo para realização da associação comercial, pode ser uma importante alavanca para a expansão da oferta no âmbito do mercado livre, sobretudo, para a fonte eólica que, ao contrário da fonte hidráulica, não possui um mecanismo de mitigação de risco de geração, tal como o de realocação de energia (MRE), exclusivo da fonte hídrica.

O que se propõe como participação comercial é um modelo de negócio no qual não necessariamente a empresa tipicamente geradora hidráulica tenha que adquirir a propriedade de uma usina eólica - o que implicaria em uma série de adaptações decorrentes ao “*core business*” da empresa e do tipo de empreendimento em si -, mas sim que realize um arranjo comercial para compra da produção das usinas eólicas.

Em síntese, o modelo de negócio comercial proposto consiste em um arranjo onde a empresa proprietária do parque gerador hidráulico (GHidro) celebre um acordo comercial com um parque eólico, criado sob regime de sociedade de propósito específico (SPE), cuja propriedade pode ser total ou parcial da própria GHidro.

Nesse acordo, a GHidro compra a curva de produção e a garantia física associada do empreendimento eólico, pagando um valor fixo à SPE-Eólica, que passa a ter uma receita fixa garantida e sem qualquer exposição ao MCP (no caso da venda total de sua curva de produção).

Ao mesmo tempo, a GHidro forma um *mix* entre a produção hidráulica e a eólica, cujos perfis de geração são distintos, de tal forma a comercializar com o mercado a produção total da associação. Ao mesclar os perfis sazonais de geração, espera-se a formação de um perfil total de geração que seja mais estável e que resulte na possibilidade de auferir ganhos financeiros que excedam aquele que seria obtido no caso de uma comercialização separada por tipo de fonte/empreendimento.

A Figura 39 apresenta o esquema geral do arranjo comercial proposto, onde na parte superior tem-se o ambiente negocial entre a empresa geradora hidro e a SPE-eólica para determinação das condições de compra e entrega, ao passo que na parte inferior tem-se o ambiente comercial, no qual se pretende a comercialização do montante do *mix* entre a geração hidro-eólica para venda no mercado.

Figura 39 - Modelo de Negócio para Associação entre Empresa Geradora Hidro e Usina Eólica

Fonte: Autoria própria

Neste estudo, objetivou-se analisar a atratividade da associação hidro-eólica no âmbito do modelo de negócio proposto através do suporte do modelo de otimização com métrica de risco CVaR incorporada.

Dessa forma, busca-se analisar os condicionantes que influenciam a viabilidade de tais associações, como por exemplo, a definição do montante ótimo a ser adquirido da eólica dado o preço de compra e o montante ótimo a ser alocado em relação ao montante total gerado pela associação.

Como premissa, considera-se que a GHidro irá realizar um acordo comercial com a SPE-Eólica e, como consequência, não será considerado o custo de investimento da eólica na análise de atratividade da associação hidro-eólica.

Para análise do modelo de negócio, fez-se necessário a adequação do modelo de otimização apresentado no início deste capítulo, no que se refere à formulação para cômputo da receita mensal.

Neste modelo em tela, a receita mensal foi formulada para contabilizar o resultado do contrato de compra oriundo da associação com a eólica e o contrato de venda referente à comercialização da placa total formada pelo *mix* entre a produção hidráulica e eólica, conforme apresentado na equação (17). Outra adequação necessária diz respeito à restrição para atendimento do lastro comercial, reformulada conforme equação (18). As demais equações continuam as mesmas das apresentadas no item 3.3 (Modelagem) deste capítulo.

Receita Mensal (incluindo contabilização da exposição ao MCP):

Contrato Candidato de Venda (preço fixo, entrega fixa) - Contrato Candidato de Compra (preço fixo, entrega curva de produção) + “Liquidação” da Geração Eólica e Hidro no MCP

$$R_{t,s} = \sum_{c \in C^{vff'}} (v_c \cdot \varphi_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^C - \pi_{t,s}^E) - \sum_{k \in K^W} (V_{t,k} \cdot h_t \cdot P_{t,k}^K \cdot x_k) + \sum_{k \in K^W} (G_{t,s,k} \cdot \pi_{t,s}^E \cdot x_k) + \sum_{k \in K^H} (G_{t,s,k} \cdot \pi_{t,s}^E) \quad (17)$$

Restrição Atendimento do Lastro Comercial:

Garantia Física do Portfólio (Hidro-Eólica) $\geq$ Volume Alocado em Contratos de Venda

Para todo $c \in C^{vff'}$ e $k \in K^W \cup K^H$:

$$\sum_{k \in K^H} (GF_k) + \sum_{k \in K^W} (GF_k \cdot x_k) \geq \sum_{c \in C^{vff'}} (v_c) \quad (18)$$

Onde:

x_k : Percentual de contratação da garantia física da usina eólica k'
 $\in K^W, [0; 1]$

Note-se que, pelas formulações acima, abre-se a possibilidade do modelo definir duas variáveis de decisão: o volume ótimo a ser alocado no contrato de venda (associação hidro-eólica) e o percentual ótimo a ser comprado da eólica, em termos de sua garantia física e curva de geração, dado o preço de compra oferecido.

O objetivo, por parte do analista da viabilidade do arranjo comercial, é justamente encontrar o preço máximo que se deve celebrar com a SPE-Eólica, de modo que a associação resulte em ganhos financeiros maiores do que aqueles sem a associação e com o controle do risco medido pelo CVaR.

Para efeito de aplicação do modelo, trabalha-se com as mesmas três eólicas apresentadas no item 3.7 (Análise de Complementaridade Hidro-Eólica), assumindo-se a premissa principal que, neste caso, a Empresa Geradora Hidro (GHidro) avalie a viabilidade do modelo de negócio com a usina eólica através da compra total ou parcial da curva de geração (e garantia física associada).

Nos estudos de caso das associações hidro-eólica, considera-se as usinas com potência instalada fixa de 200 MW. As GF das eólicas e seus cenários de geração seguem inalterados em relação ao caso anterior, ou seja, a usina eólica Morro do Chapéu com 93,06 MWm, Coxilha Negra com 88,90 MWm e Macau com 97,98 MWm.

Assume-se que a GHidro possui garantia física total de 200 MWm e cenários de alocação de energia decorrente do despacho iguais ao caso anterior.

O mesmo se repete em relação aos cenários de projeção de PLD; em todas as simulações, considera-se o preço de venda do montante disponível no patamar de 150,00 R\$/MWh.

Com intuito de organização dos resultados obtidos, analisa-se aqueles oriundos da simulação considerando a aversão ao risco de 80%, cujo resultado se mostra mais eficiente em relação à melhora do CVaR em detrimento de uma perda relativa na receita esperada.

3.8.1 Estudo de Caso 1 – Morro do Chapéu

A simulação desse caso consiste na análise da viabilidade comercial do modelo de negócio entre a empresa geradora hidro (GHidro) e a usina eólica Morro do Chapéu. Para tanto, realizou-se o procedimento de sensibilidade ao preço de compra da curva de geração (e garantia física associada) da eólica com intuito de mensurar os resultados financeiros (expectativa de receita e CVaR) da associação, o volume ótimo alocado no contrato de venda da placa em conjunto (hidro-eólica) e o percentual ótimo de compra da curva de geração da eólica.

Para determinação do máximo valor do preço de compra utilizou-se como referência o resultado financeiro obtido para a GHidro comercializando sua placa sozinha, no mesmo patamar de aversão ao risco a ser analisado para a associação hidro-eólica e mesmo preço de venda de 150,00 R\$/MWh.

O valor máximo para compra será atingido no ponto onde se igualam os resultados financeiros obtidos pela simulação e os de referência. Enquanto os resultados forem maiores do que os de referência, o modelo é viável no preço de compra correspondente, caso contrário, o modelo não se viabiliza, uma vez que a GHidro obteria resultados mais vantajosos simplesmente comercializando sua placa sozinha, sem realizar qualquer tipo de associação com a eólica. Nessa referência, implicitamente, já se controla o risco da associação, medido pelo CVaR e ponderado na função objetivo do modelo no nível de aversão de 80% (20% de peso para a expectativa de receita e 80% para o CVaR).

Outro condicionante da viabilidade do modelo considerado se atrela ao percentual de compra da garantia física da usina (associado com a curva de geração), que é uma variável de decisão do modelo, obtido em cada patamar de preço de compra simulado.

Os resultados da análise de sensibilidade ao preço de compra, considerando o nível de aversão ao risco de 80%, são apresentados na Figura 40.

Considerando-se a possibilidade de compra de 100% da placa da eólica (garantia física e curva de geração), o preço máximo é de 165,00 R\$/MWh. Entre esse valor e 172,5 R\$/MWh, a indicação é para contratação parcial (21%) da eólica, implicando em uma forte diminuição nos resultados financeiros. Acima dessa faixa não há indicação para contratação da eólica, pois a associação passa a ser inviável sob qualquer condição de compra (preço e percentual).

No patamar máximo onde se indica a contratação de 100% da placa da eólica ao preço de 165,00 R\$/MWh, tem-se a indicação de venda de 258,05 MWm, que representa 88,1% da placa total (293,06 MWm, sendo 200,00 MWm da hidro e 93,06 MWm da eólica).

Figura 40 - Sensibilidade ao Preço de Compra: Eólica Morro do Chapéu (rho=80%)

Fonte: Autoria própria

Sabendo-se que a GHidro comercializando sozinha obtém a indicação de venda de 153,00 MWm (76,5% da placa), no modelo de negócio proposto tem-se a indicação para a comercialização de um montante total superior ao obtido pela

comercialização da hidro sozinha em conjunto com 100% da placa da eólica (258,05 MWm contra 246,06 MWm, uma diferença de 11,99 MWm).

Os resultados indicam que, para o nível de aversão ao risco de 80%, há uma margem para compra em patamar de preço maior do que de venda (150,00 R\$/MWh). Esse resultado é oriundo do efeito de complementaridade entre as fontes, que permite uma folga para compra em patamar maior do que o de venda, o que soa contraintuitivo em uma primeira análise, mas que se faz coerente quando se considera o forte efeito da complementaridade nesse caso.

Embora haja um preço máximo, naturalmente salienta-se que, quanto menor o preço de compra, melhor o resultado financeiro, conforme observado no gráfico.

3.8.2 Estudo de Caso 2 – Coxilha Negra

Seguindo-se o raciocínio da simulação anterior, o mesmo procedimento é repetido para analisar a associação da GHidro com a usina eólica Coxilha Negra. A Figura 41 apresenta os resultados da análise de sensibilidade do preço de compra da curva de produção (e garantia física associada).

Os resultados apontam para um valor máximo de 165,00 R\$/MWh para a compra de 100% da curva de produção da eólica, sendo que, acima de 172,5 R\$/MWh, não se viabiliza mais a associação em nenhum percentual de compra, portanto, não se indica contratar a eólica.

No preço máximo para compra de 100% da curva de produção da eólica, 165,00 R\$/MWh, tem-se a indicação da venda de 88,5% (255,80 MWm) da placa total disponível (288,90 MWm, com 200 MWm oriundo da Hidro e 88,90 MWm comprado da eólica Coxilha Negra).

Vale destacar que, no caso da hidro sozinha, esta possui a indicação de venda de 153,00 MWm (76,5%) de sua placa. Assim, no modelo de negócio proposto, indica-se a venda de um montante maior do que aquele equivalente a 100% da venda da placa da eólica juntamente com 76,5% da hidro (255,80 MWm contra 88,90 MWm da eólica e 153,00 MWm da hidro, totalizando 241,90 MWm).

Figura 41 - Sensibilidade ao Preço de Compra: Eólica Coxilha Negra (rho=80%)

Fonte: Autoria própria

A diferença no montante alocado ($255,80 - 214,90 = 13,90$ MWm) e a interação com o preço do MCP em razão da exposição, implica na possibilidade de realização de compra via eólica em patamar de preço máximo maior do que o de venda. Isto é, a interação é tão benéfica que resulta em um arranjo no qual se paga mais para a compra a fim de se ganhar em escala e complementaridade na venda.

Os valores obtidos para esse caso se assemelham àqueles alcançados para a eólica Morro do Chapéu. Os valores máximos são superiores aos de venda do contrato, o que se deve ao fato de haver uma forte complementaridade entre a GHidro e essa eólica, conforme os resultados apresentados nas análises de complementaridade da seção anterior corroboram.

3.8.3 Estudo de Caso 3 – Macau

Por fim, analisa-se a compra da curva de geração da usina eólica Macau. A Figura 42 apresenta os resultados da análise de sensibilidade ao preço de compra para definição do patamar de viabilidade da associação.

Nesse caso, conforme apontado nas análises anteriores, tem-se que a associação da GHidro com a eólica Macau apresenta um maior risco e um menor grau

de complementaridade, o que reflete nos resultados apresentados da análise de compra de sua curva de produção.

Figura 42 - Sensibilidade ao Preço de Compra da Eólica Macau ($\rho=80\%$)

Fonte: Autoria própria

Os resultados apontam para a compra de 100% da curva de geração da eólica com o preço máximo de 122,5 R\$/MWh. Entre esse preço e o de 145 R\$/MWh, há uma gradativa diminuição no percentual ótimo de compra da Eólica, com uma piora nos resultados financeiros; acima dessa faixa, a associação é inviável para qualquer condição de compra.

No preço máximo de compra de 100% da curva de geração da eólica, tem-se a indicação de venda de 235,44 MWm da placa, isto é, 79,0% (200,00 MWm da hidro e 97,98 MWm da eólica). Comparando a alocação obtida com a da hidro sozinha (153,00 MWm), mais a compra de 100% da placa da eólica (97,98 MWm), tem-se a indicação de venda de montante menor do que a soma das duas parcelas (235,44 contra 250,98 MWm).

No caso dessa associação hidro-eólica, o preço para compra é inferior ao preço de venda. Isso mostra que, apesar de existir um efeito de complementaridade, este não é suficiente para garantir um preço de compra maior do que o de venda.

3.8.4 Conclusão

O modelo de negócio proposto para a empresa hidráulica, baseado na compra da curva de geração e garantia física associada de uma usina eólica, revela-se um instrumento interessante para a exploração do efeito complementaridade entre essas fontes e para a aferição de ganhos financeiros de ambas as usinas, considerando a aversão ao risco do agente tomador de decisão.

A usina eólica, ao comercializar sua curva de geração, tem seu risco comercial mitigado, pois o risco de geração passa a ser da empresa hidráulica. Ao se proteger contra esse risco, a usina cria condições para oferecer preços de venda mais competitivos, visto que o risco não será internalizado no preço final.

Ao ter seu risco mitigado através do modelo de negócio proposto, as usinas eólicas passam a ter a possibilidade de serem viabilizadas no ACL e a deixar de ser dependentes do ACR, conforme comumente acontece no mercado nacional.

Se por um lado a empresa geradora hidráulica assume o risco de geração da eólica, por outro, beneficia-se do efeito da complementaridade entre os perfis de geração dessas fontes e sua interação com o MCP, auferindo ganhos maiores do que aqueles obtidos em uma comercialização individual, estabilizando sua receita esperada e minimizando o risco de comercialização.

A característica do perfil de geração e garantia física da eólica influenciam, naturalmente, os resultados que podem ser obtidos nesse desenho de negócio. Ao sensibilizar o preço de compra da curva de produção, mostrou-se que, a depender dessas características das usinas eólicas, há uma faixa de preços na qual a negociação traz vantagens a ambos os lados, e outra que não.

No caso das usinas Morro do Chapéu e Coxilha Negra, o efeito de complementaridade é tal que, mesmo em patamar de preço de compra maior do que o de venda, ainda há um ganho financeiro para a empresa hidráulica comercializando a produção conjunta no âmbito do modelo de negócio. A usina Macau foi a que apresentou menor complementaridade e maior risco (evidenciado pela alocação ótima quando comercializando sozinha), onde o preço de compra foi menor do que o de venda, já que o benefício não é de monta suficiente para inverter essa lógica.

No presente estudo de caso, considerou-se as usinas eólicas com potência instalada fixa e que a compra de sua curva de produção poderia ser total ou parcial. Em Camargo et al. (2014), um desdobramento do modelo é utilizado a fim de

identificar a potência ótima da eólica em função do preço de compra e os rebatimentos na estratégia de contratação (percentual ótimo contratado).

Em conclusão, afirma-se que o modelo de otimização desenvolvido para análise da viabilidade do modelo de negócio comercial mostra-se importante ferramenta capaz de contemplar as especificidades de cada associação para definição da melhor estratégia comercial ao agente tomador de decisão.

3.9 Análise de Investimento de Empresa Tipicamente Hidrogeradora em Projetos Eólicos

Esta década tem se caracterizado por um movimento de mercado em que diversas empresas, cujos parques geradores são predominantemente compostos por usinas hidráulicas, aderem à estratégia de expansão através de investimentos em eólica, que se mostra mais competitiva do que seus pares, a saber: solar, PCH/UHE e biomassa, conforme já debatido na presente Tese.

Nos casos anteriores, demonstrou-se que o efeito de complementaridade entre projetos hidráulicos e eólicos podem resultar em ganhos adicionais na operação comercial do agente gerador. Seguindo essa linha de raciocínio, tal ganho adicional também deve ser incorporado no caso da análise de um investimento; este é o objetivo dessa seção, cuja análise pauta-se na expansão do parque gerador de uma empresa tipicamente hidrogeradora através da realização de investimento em novos projetos eólicos.

O efeito de complementaridade não se restringe apenas aos aspectos sistêmicos e comerciais, mas assumindo um papel importante também para análises de investimentos em novos empreendimentos de geração de energia.

Abordagens clássicas para a determinação da composição ótima de parques geradores ou carteiras de projetos, normalmente, seguem os preceitos da teoria do portfólio (MARKOWITZ, 1952) e assumem a premissa que a diversificação (composição) ótima dos ativos em uma carteira é aquela que produz a maximização dos retornos e minimização dos riscos.

Nessa linha, a correlação negativa entre o desempenho financeiro dos ativos é primordial para a minimização dos riscos. Assim, em analogia aos ativos financeiros, em cada projeto mensura-se o risco e o retorno de seu fluxo de caixa. Após esse

processo, os projetos candidatos são combinados de tal forma que uma composição ótima da carteira seja encontrada, pautada pelo binômio risco x retorno.

De fato, tais abordagens partem da premissa que a sinergia entre os projetos se limita somente à correlação entre os fluxos de caixa (em termos de riscos e retornos) e consideram, implicitamente, que as estratégias ótimas de comercialização de energia de forma individual permanecem as mesmas quando esses projetos passam a pertencer a um portfólio.

Entretanto, ocorre que dentro das particularidades do setor elétrico nacional, uma empresa, ao formar seu parque gerador (diversificado ou não), pode comercializar toda a sua produção de forma conjunta e, assim, a estratégia ótima de contratação de cada usina passa a ser aquela que atende às metas do conjunto (novamente, em termos do binômio retorno e risco).

A alteração na estratégia ótima de contratação individual - quando esta passa a englobar os anseios de retorno de uma companhia e não única e exclusivamente a de um projeto -, por consequência, impacta tanto a análise de viabilidade desses empreendimentos como a análise sobre as alternativas de investimentos. Há um ganho financeiro decorrente da sinergia entre as usinas componentes do arranjo negocial que deve ser capturado e que normalmente é desconsiderado nas análises clássicas de investimentos.

Em investimentos sob condições de incerteza, como é o caso do setor de geração de energia elétrica, o ativo gerenciamento comercial e a sinergia entre os projetos podem gerar ganhos adicionais ao investidor, e, portanto, devem ser incorporados nas análises conforme preconiza a teoria de opções reais (TRIGEORGIS, 1996; DIXIT, PINDYCK, 1994) e Luenberger (1998), ao afirmar que uma adequada avaliação de investimento deve contabilizar a incerteza sobre o fluxo de caixa e a relação com o de outros ativos, podendo ser analisado por meio de um ferramental que reproduza o fluxo de caixa estocástico dos ativos.

Com linha de raciocínio similar, Damodaran (2002) discorre acerca da questão da sinergia entre projetos, sobretudo em questões ligadas à análise de fusões e aquisições entre empresas, ressaltando a necessidade de incorporar o valor da sinergia no estudo de viabilidade dos empreendimentos.

Em comum, esses autores ressaltam o fato de que na sinergia entre projetos (ou empresas), a fusão/aquisição produz ganhos adicionais, por exemplo, oriundos do efeito de escala, comercial, operacional, fiscal, enfim, de diversas variantes de

mercado. E concluem que, havendo tais ganhos adicionais, estes devem ser incorporados na avaliação dos projetos, já que aumentam o valor do ativo.

Traçando-se um paralelo em relação ao que esses autores evidenciam, no caso dos agentes geradores de energia, tem-se que os ganhos - oriundos do efeito da complementaridade ao comercializar a placa dos projetos/usinas de forma conjunta - devem ser contabilizados na avaliação de novos projetos.

Em outras palavras, o benefício que um novo projeto resulta para o portfólio deve ser adequadamente valorado e incorporado no valor deste projeto, definindo não somente sua atratividade individual, mas também para o portfólio como um todo, isto é, a sua sinergia.

Nesse contexto, conforme afirmam Ramos et al., (2012a), a diversificação de portfólios de ativos (expansão de parques geradores) requer a análise sobre o impacto oriundo da inserção de uma nova fonte (projeto) em um portfólio existente, com vistas a valorar os benefícios agregados a partir da realização do investimento e considerando-se o binômico risco x retorno dos resultados aferidos.

Os trabalhos de Simplício et al. (2010), Gutierrez (2008), Carneiro (2008), Bruno (2008) e Fortin et al. (2007) são exemplos de estudos no setor de energia, óleo e gás, para análises de investimentos em novos projetos ou participações.

Esses estudos apresentam em comum técnicas e formulações para análise de investimentos em ativos reais e financeiros que compõem um mesmo portfólio. Sob a luz da teoria de portfólio, visam: (i) analisar o efeito da inclusão de novos ativos reais a um portfólio existente; (ii) definir a composição ótima de carteiras de ativos reais, considerando o desempenho de cada projeto de investimento; (iii) determinar a porcentagem ideal para participação nos projetos; e (iv) aplicar técnicas de otimização e métricas de risco para análise de portfólio com ativos reais.

Em similar linha de raciocínio, Muñoz et al. (2008) desenvolveram uma metodologia para determinar o portfólio ótimo de investimento em projetos de energias renováveis (PCH, Eólica, Fotovoltaica e Termoelétrica) presentes no mercado espanhol de energia elétrica, aplicando princípios da teoria da fronteira eficiente e diversificação de portfólio desenvolvido em Markowitz. Na análise, considera-se a correlação entre os resultados individuais de cada projeto para mensuração do risco (desvio padrão) e o retorno do portfólio.

Embora esses estudos tragam grandes contribuições para o tema de análise de investimento, relacionando-a com a aplicação da teoria do portfólio e opções reais,

em nenhum dos casos citados abordou-se a questão da sinergia dos projetos sob o ponto de vista da possibilidade de comercialização conjunta de produtos similares (ou energia) produzidos por unidades distintas.

Essa vertente de análise é estudada por Ramos et al. (2013b), por Ramos et al. (2013c) e Tamashiro (2014); com abordagem que envolve concomitantemente a vertente de comercialização e investimento, esses estudos apresentam uma metodologia para análise de portfólios formados por novos empreendimentos de geração (chamados de projetos *greenfields*), sob a ótica empresarial e com ênfase em fontes renováveis (eólicas, PCH e cogeração a biomassa).

A metodologia apresenta um sistema computacional associado, composto por um modelo de otimização resolvido por técnicas de algoritmos genéticos e com a aplicação da métrica CVaR para o gerenciamento de risco. Com amplo espectro de aplicação, destacam-se duas funcionalidades principais: (i) a definição da estratégia ótima de alocação da produção total do parque gerador em contratos por quantidade, com preços e prazos pré-definidos; e (ii) a análise financeira para definição do aporte ótimo de capital em cada empreendimento, traduzido em potência instalada de cada empreendimento a compor o parque, em função de seu custo unitário (ou seja, as despesas financeiras do investimento por MW instalado).

As funcionalidades são simultaneamente otimizadas no modelo, de forma a definir a composição ótima do portfólio e a alocação ótima de energia em contratos de venda do tipo por quantidade, respeitando-se tanto as restrições orçamentárias para os investimentos, como atendendo aos critérios de risco estabelecidos pela empresa e gerando o retorno desejável para a viabilização dos mesmos (maximização do Valor Presente Líquido – VPL).

Em Camargo et al. (2013a), segue-se similar linha de raciocínio para análise de investimento contemplando o efeito da sinergia entre projetos e apresenta-se um modelo de negócio a fim de incentivar companhias de parque gerador hidrelétrico a investirem em usinas a biomassa e eólica. A ideia central do modelo reside na associação da companhia dessas fontes para a comercialização conjunta da produção do portfólio e com vistas a viabilizar financeiramente tais projetos através da incorporação da sinergia entre o parque existente e o novo projeto.

Os resultados salientaram que a análise conjunta entre essas fontes permite a alavancagem no valor desses projetos, contribuindo para sua viabilização,

melhorando seu perfil de risco de exposição ao mercado de curto prazo e refletindo em ganhos adicionais de receita.

Estudo similar, restrito à análise de investimento de empresas hidrogeradoras em projeto eólicos, pode ser encontrado no estudo de Camargo et al. (2013b), em que os projetos eólicos são valorados com base nas respectivas sinergias com um parque gerador hidráulico da empresa investidora, determinando os benefícios financeiros (risco x retorno) para seleção do melhor projeto a se investir.

Seguindo a ideia central de análise da sinergia, nesta seção aplica-se o modelo de otimização desenvolvido na presente Tese adaptando-o para a análise de investimento em novos projetos. Para tal, incorporou-se no modelo as despesas oriundas do investimento em projetos eólicos.

Busca-se com a aplicação do modelo customizado:

- (i) Definir o montante ótimo para contratação do portfólio, considerando a expansão do mesmo através do investimento no projeto eólico;
- (ii) Auferir os benefícios financeiros (risco x retorno) oriundos da sinergia entre os projetos candidatos e o parque gerador hidráulico existente; e
- (iii) Valorar os novos projetos contemplando o benefício financeiro agregado decorrente do efeito da complementaridade hidro-eólico, que determina a sinergia do projeto.

3.9.1 Modelagem para Análise de Investimento e Sinergia

A análise de investimento requer a customização do modelo de otimização principal desenvolvido neste estudo de tal modo a contemplar as despesas decorrentes do investimento em um determinado projeto para o cálculo da viabilidade.

A base do modelo em relação à vertente de comercialização da produção do portfólio permanece a mesma definida nas seções anteriores. No modelo principal, estima-se os resultados financeiros (Receita Esperada e CVaR) e se analisa o comportamento de um portfólio hidro-eólico. Ao se analisar o grau de complementaridade, é possível determinar o valor do *hedge* quando a GF do portfólio é comercializada em conjunto ao invés de individualizada.

No caso da análise de investimento, a complementação da vertente de comercialização requer a inclusão de um modelo para o cômputo das despesas de

investimento. Essa despesa retrata o efeito dos custos dos projetos e sua valoração engloba os parâmetros de cada empreendimento (projeto), tais como a taxa de desconto, a vida útil e o cronograma de desembolso do investimento realizado.

O Modelo de Despesa de Investimento é utilizado para definir o custo periódico decorrente do investimento realizado. Essa projeção de despesa compõe o fluxo de caixa do projeto, que por sua vez também é alimentado pelos resultados financeiros da operação de comercialização da produção do portfólio (parque existente e novo projeto), determinado através da aplicação do modelo de otimização do “Gerador”.

A Figura 43 apresenta o esquemático do conceito explicado neste parágrafo. Para efeito de organização, os parâmetros de entrada dos modelos foram omitidos, uma vez que o modelo de otimização já foi detalhado anteriormente e o de despesa o será a seguir.

Figura 43 - Esquema Geral do Modelo de Análise de Investimento

Fonte: Autoria própria

A determinação do custo de investimento requer a definição de alguns parâmetros de entrada condizentes com as condições de realização do investimento, conforme apresentado no esquemático do modelo de despesa da Figura 44 e explicado em sequência.

Figura 44 - Modelo de Despesa: Determinação do Custo Anual Equivalente (CAE)

Fonte: Autoria própria

Os dados de entrada são aqueles necessários para a determinação dos custos associados ao investimento em cada projeto. Como saída, obtém-se o cronograma financeiro de desembolso de capital e o Custo Anual Equivalente (CAE).

O custo dos investimentos (CAPEX – *capital expenditure*) é definido com base em algumas características dos projetos, como a vida útil dos empreendimentos, cronograma de desembolso de capital durante a fase de construção (% do investimento em cada ano pré-operacional) e custos unitários do MW instalado.

A partir do custo unitário de cada projeto (CI^P), R\$/MW, e da respectiva potência instalada (Pot^P), MW, determina-se o valor total do Investimento em cada usina ($I^P = CI^P * Pot^P$). Esse valor será desembolsado em parcelas ao longo da fase pré-operacional dos projetos, conforme definido em parâmetro de entrada correspondente e em função da particularidade de cada projeto.

O desembolso financeiro na fase pré-operacional - realizado ao longo do horizonte de implantação do projeto e constituído por parcelas distintas - implica em Juros Durante a Construção (JDC), capitalizados a valores futuros (na data de início da operação).

No modelo desenvolvido, adotou-se a premissa que todos os projetos entrarão em operação na mesma data (A-0) e que, a depender do projeto, estes possuirão tempos de construção distintos, ajustados para iniciarem na mesma data (A-0).

Como os investimentos parciais ocorrem em montantes e em tempos distintos, há um efeito diferenciado dos juros que incidem durante a fase de construção; tal efeito também é influenciado pelo montante desembolsado em cada parcela.

A Equação (19) apresenta o equacionamento do Investimento total com incidência do JDC (I_{JDC}). Assume-se como ilustrativo que o investimento na eólica demanda 3 anos de investimento pré-operacional, onde $a = 0$ é o ano de entrada em operação.

$$I_{JDC}^P = \sum_{a=0}^3 I_a^P * (1 + i)^{(1-a)} \quad (19)$$

O investimento total (I_{JDC}^{Port}) é calculado pela soma dos investimentos de cada projeto 'p' novo do portfólio.

Uma maneira de representar o custo do investimento ao longo da vida útil de um empreendimento é através da determinação do Custo Anual Equivalente (CAE), que consiste em transformar uma sequência de desembolsos de um projeto em uma série uniforme.

A equação (20) apresenta a fórmula do CAE:

$$CAE^p = \frac{i * (I_{JDC}^p) * (1 + i)^{vu^p}}{((1 + i)^{vu^p} - 1)} \quad (20)$$

i : taxa de juros ao ano [%]
 vu^p : vida útil do projeto p [anos]
 I_{JDC}^p : Investimento do projeto p com incidência de JDC [R\$]

Nota-se que, com essa abordagem, as despesas financeiras são uniformizadas ao longo da vida útil de cada projeto, na forma das parcelas do CAE.

A vantagem de tal método simplificado constitui-se no fato de que, na análise de um fluxo de caixa, ao se truncar as séries ao final do horizonte de análise econômica (exemplo: horizonte decenal), leva-se em conta, implicitamente, o valor residual do projeto - que será diferente para cada caso - e permite prescindir da adoção de hipóteses "fortes" e discutíveis, como por exemplo, repetir o último ano da análise indefinidamente, até o final do horizonte de contrato, ou ter que assumir premissas detalhadas que compõem um fluxo de despesas pré-operacional e operacional.

No caso de mais de um projeto, o CAE é determinado individualmente para cada tipo de usina, com base em seus parâmetros de entrada, sendo que a soma destes valores resulta no CAE do Portfólio (CAE^{Port}), uniforme para todos os anos e séries da análise.

Como no modelo de otimização trabalha-se com a contabilização da exposição ao mercado de curto prazo em base mensal, o CAE anual é transformado em parcelas mensais uniformes. Essas despesas de investimento são abatidas da parcela da receita mensal de comercialização.

Customizando a equação principal de formação da receita para de Fluxo de Caixa, tem-se a seguinte equação (21):

$$\begin{aligned}
 FxC_{t,s} = & \left\{ \sum_{c \in C^{vff'}} [(v_c \cdot \varphi_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,c}^C - \pi_{t,s}^E)] \right. \\
 & + \sum_{c \in C^{vff}} [(V_{t,c} \cdot h_t) \cdot (P_{t,s,c}^C - \pi_{t,s}^E)] \\
 & \left. + \sum_{k \in K^W \cup K^H} (G_{t,s,k} \cdot \pi_{t,s}^E) - CAE_t \right\}
 \end{aligned} \tag{21}$$

Onde:

Conjuntos:

$C^{vff'}$ Conjunto de contratos candidatos, tipo venda por preço fixo e entrega fixa

C^{vff} Conjunto de contratos existentes, tipo venda por preço fixo e entrega fixa

Parâmetros:

CAE_t CAE no tempo $t \in T$ [R\$]

$FxC_{t,s}$ Fluxo de Caixa no tempo $t \in T$ e cenário $s \in S$ [R\$]

$P_{t,c}^C$ Preço nominal contrato $c \in C^{vff'} \cup C^{vff}$ no mês $t \in T$ [R\$/MWh]

v_c volume alocado no contrato $c \in C^{vff'}$ em $t \in T$ [MWm]

$\pi_{t,s}^E$ PLD no mês $t \in T$ no cenário $s \in S$ [R\$/MWh]

$G_{t,s,k}$ Geração da planta $k \in K^W \cup K^H$ no mês $t \in T$ no cenário $s \in S$ [MWh]

Variável de Decisão:

$V_{t,c}$ Volume nominal do contrato $c \in C^{vff'} \cup C^{vff}$ no mês $t \in T$ [MWm]

De acordo com o exposto, o fluxo de caixa mensal em cada cenário é determinado a partir do cômputo da receita oriunda dos contratos candidatos e existentes (parque gerador), da parcela resultante da contabilização no MCP e do abatimento da parcela do CAE mensal.

As demais formulações seguem as mesmas em relação ao modelo de otimização apresentado no começo do capítulo, no que tange à contabilização do CVaR, à Função Objetivo da maximização da função convexa entre a parcela da receita (nesse caso, Fluxo de Caixa) e ao CVaR ponderado pelo nível de aversão ao risco e à restrição de lastro comercial.

Dessa forma, com base na aplicação do modelo de otimização, na análise do novo projeto obtém-se o volume ótimo a ser alocado no contrato candidato e os resultados financeiros (expectativa de receita, CVaR e resultado da função objetivo).

A sinergia entre o parque gerador existente e o novo projeto será determinado de acordo com o apresentado no fluxograma da Figura 45.

Na primeira etapa, ocorre o processamento do modelo de otimização para análise do parque existente; nessa etapa simula-se a alocação ótima em um contrato candidato (preço e prazo), dados os contratos existentes e demais condições de contorno (cenários de PLD e GSF, aversão ao risco, etc.), aferindo-se os resultados financeiros (Receita Esperada e CVaR) e alocação ótima. Apenas por questão de simplicidade de análise, mas sem nenhuma limitação por parte do modelo de simulação, assume-se que o contrato candidato é o mesmo em todas as simulações, sendo do tipo longo prazo (> 5 anos) para efeito de análise de investimento.

Nas etapas dois e três repete-se o mesmo procedimento realizado na primeira, com a diferença que, na segunda, considera-se o novo projeto e, na terceira, o portfólio formado pelo parque existente e o novo projeto.

Como no caso do novo projeto ocorre a despesa financeira, obtém-se como resultados financeiros o VPL da Receita Esperada e do CVaR, decorrente do volume ótimo alocado, que define a estratégia de comercialização.

A quarta e última etapa busca analisar a sinergia entre o novo projeto e o parque gerador. O valor financeiro da sinergia é aferido pela comparação dos resultados das etapas anteriores, quando o parque existente e o novo projeto são analisados individualmente (1ª e 2ª etapas) e quando o são dentro do mesmo portfólio (3ª etapa).

O estudo de caso apresentado a seguir ilustra esse procedimento para análise da sinergia entre novos projetos e parque gerador.

Figura 45 - Fluxograma: Análise da Sinergia entre novo projeto e parque gerador

Fonte: Autoria própria

3.9.2 Estudo de Caso: Sinergia entre Projetos Eólicos Novos e Parque Gerador Hidráulico Existente

Este tópico objetiva aplicar o modelo de otimização e discutir o conceito de análise de sinergia para um caso prático entre novos projetos eólicos e um parque gerador hidráulico existente. Busca-se avaliar o benefício financeiro decorrente da sinergia em questão para a determinação da atratividade do negócio.

O estudo tem como premissa a situação específica de uma empresa detentora de um parque gerador hidráulico que tem como meta expandir seu portfólio de ativos, tendo como oportunidade de negócio a possibilidade de investimento entre dois projetos eólicos distintos de mesma potência instalada. Ainda que com igual potência instalada, os parques eólicos possuem diferentes garantias físicas e diversos custos de investimento (R\$/MW instalado).

O modelo de otimização aplicado segue conforme explicado no item anterior. O CVaR foi modelado para contabilização em base anual (CVaR anual), sendo que o horizonte de planejamento do estudo é de 10 anos.

Os cenários de alocação de energia decorrente do GSF (caso da hidro) e do PLD foram formados com base tanto no plano decenal como em séries históricas. Os projetos eólicos considerados nesse estudo são os projetos em Morro do Chapéu (BA) e Coxilha Negra (RS), cujas características continuam as mesmas daquelas apresentadas nos casos anteriores deste capítulo. Para o caso das usinas eólicas, trabalha-se com os cenários históricos conforme Witzler (2014).

Características do parque gerador hidráulico existente:

- Garantia Física Total: 200 MWm
- Contratos Existentes ao preço de 150,00 R\$/MWh, com prazo de duração de 10 anos para um volume de 100 MWm.

Considera-se todos os hipotéticos contratos existentes somando um montante equivalente a 50% da garantia física total, de forma a se ter 100 MWm disponível para venda durante o horizonte de estudo. Assume-se que o parque gerador está totalmente amortizado, não havendo despesas financeiras decorrentes de investimentos realizados nos ativos existentes.

Características dos projetos eólicos candidatos:

- Garantia Física: Coxilha Negra com 88,90 MWm (200 MW Instalado) e Morro do Chapéu com 93,06 MWm (200 MW Instalado).
- Custo de Investimento: adota-se o preço histórico praticado nos projetos vencedores de leilões de energia nova, organizado por Estado. O custo de investimento da eólica Coxilha Negra (RS) é de 3,8 milhões R\$/MW enquanto para Morro do Chapéu (BA), o valor é de 3,6 milhões R\$/MW.
- Contrato Candidato: preço de 160,00 R\$/MWh e prazo de 10 anos. Volume a ser alocado é a variável de decisão.

Embora o custo de investimento para Morro do Chapéu seja superior ao de Coxilha Negra, devido a condições de contorno desses projetos (infraestrutura, engenharia, fundiário, etc.), observa-se que a relação se inverte ao considerar o custo de investimento em função da garantia física dos empreendimentos. Como ambos os parques possuem 200 MW instalado, a relação R\$/MWm é de 7,74 milhões para Morro do Chapéu e de 8,55 milhões para Coxilha Negra.

Ou seja, o custo de instalação de Morro do Chapéu é superior ao de Coxilha Negra, entretanto este projeto é mais eficiente sob o ponto de vista do montante investido em relação à placa disponível para comercialização (equivalente à GF), o que aumenta sua atratividade.

3.9.2.1 Análise do Parque Gerador Hidráulico

Para o cômputo da sinergia entre os projetos, inicialmente recorre-se à análise do parque gerador hidráulico operando sozinho e aplica-se o modelo de otimização para definição do percentual ótimo de contratação e dos resultados financeiros decorrentes de tal estratégia. A Figura 46 apresenta os resultados dessa simulação.

O ponto de maior eficiência equivale ao de aversão ao risco (ρ) igual a 60%. A partir desse ponto, à medida que se aumenta a aversão do agente, perde-se mais em receita do que se ganha em melhoria do risco.

Sendo assim, para as próximas simulações de referência serão utilizados os resultados desse patamar, que indica a contratação nova de 54,90 MWm no longo prazo, totalizando um comprometimento de 77,5% da placa do parque gerador (100 MWm existente mais 54,90 MWm contratado, dos 200 MWm da GF) em contratos de longo prazo.

Figura 46 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Parque Gerador

Fonte: Autoria própria

3.9.2.2 Análise dos Projetos Eólicos

O próximo passo visa analisar os projetos eólicos individualmente. Nesse caso, algumas premissas adicionais que afetam a formação do CAE são consideradas, dentre estas, a vida útil dos empreendimentos e o cronograma de desembolso durante a fase de construção do parque, conforme se explicou na seção anterior.

Para manter o equilíbrio nas análises, ambos os parques são considerados com 25 anos de vida útil e o desembolso para suas construções dar-se-ão em três anos antes do início da operação (A-0), na seguinte proporção: 50% (A-3), 25% (A-2), 25% (A-1).

A Tabela XV apresenta os resultados para cálculo do CAE de cada projeto eólico, com base nas premissas estabelecidas; tais valores são transformados em grandezas mensais, para que sejam descontados da parcela de receita mensal no processo de otimização.

A incorporação do vertente investimento, traduzida pelo CAE, reduz o resultado financeiro do portfólio, já que essa despesa é descontada no fluxo de caixa mensal.

Tal operação é importante, pois determinará o fluxo financeiro dos projetos, de onde o CVaR anual é calculado, condicionando a estratégia ótima ao fator de aversão ao risco estabelecido.

Tabela XV - Custo Anual Equivalente dos Projetos Eólicos.

Projeto Eólico	Pot. Inst.	Investimento		Cronograma de Desembolso de Capital			Invest. c/ JDC	JDC	CAE	
		Unitário	Total	A-3	A-2	A-1			Total	Unitário
	(MW)	(R\$ x milhões / MW)	(R\$ x milhões)	(R\$ x milhões)			(R\$ x milhões)	(%)	(R\$ x milhões)	(R\$ x milhões / MW)
Coxilha Negra	200.00	3.80	760.00	380.00	190.00	190.00	838.43	10%	78.54	0.39
Morro do Chapéu	200.00	3.60	720.00	360.00	180.00	180.00	794.30	10%	74.41	0.37

Fonte: Autoria própria

Como saída do processamento do modelo, tem-se nas Figura 47 e Figura 48, respectivamente, os resultados da análise de contratação individual do projeto Morro do Chapéu e Coxilha Negra.

Figura 47 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Projeto Morro do Chapéu

Fonte: Autoria própria

Figura 48 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Projeto Coxilha Negra

Fonte: Autoria própria

Pode-se observar que, em ambos os casos, em um patamar de baixa aversão ao risco ($\rho < 20\%$), o agente com maior propensão à neutralidade ao risco seria induzido a não alocar a placa disponível em novos contratos, vislumbrando a possibilidade de auferir receitas elevadas, mas trazendo com essa decisão, um

grande risco de receitas líquidas negativas, que afetariam a viabilidade dos empreendimentos.

No patamar de referência de aversão ao risco igual a 60% - no qual a aversão do agente ao risco tem maior peso - tem-se a indicação de alocação de 100% da placa equivalente à GF de ambos os projetos, situação onde o CVaR é maximizado e, portanto, o risco é minimizado.

3.9.2.3 Análise dos Portfólios

Como terceiro passo para análise da sinergia, considera-se nesta simulação duas possibilidades de formação de portfólios: (i) Parque Gerador + Projeto Morro do Chapéu e (ii) Parque Gerador + Projeto Coxilha Negra.

No caso do portfólio, tem-se implicitamente a contabilização de forma única do fluxo de caixa de cada projeto, já que a estratégia de venda não difere qual projeto está se comercializando, mas sim o portfólio, desde que não exceda o lastro comercial total formado pela GF do empreendimento mais parque gerador.

Nessa linha de raciocínio, as despesas mensais de investimento do projeto eólico representadas pelo CAE são abatidas da receita total do portfólio, formando o fluxo de caixa a partir do qual o CVaR será contabilizado em base anual.

De forma similar ao caso anterior, processa-se o modelo para esses dois portfólios, considerando-se as premissas estabelecidas nos itens anteriores.

A Figura 49 apresenta os resultados do portfólio (i) *Parque Gerador + Projeto Morro do Chapéu* e a Figura 50 do portfólio (ii) *Parque Gerador + Projeto Coxilha Negra*.

Figura 49 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Portfólio (i)

Fonte: Autoria própria

Figura 50 - Percentual Ótimo de Contratação e Resultados Financeiros do Portfólio (ii)

Fonte: Autoria própria

Tomando como base para comparação o nível de $\rho = 60\%$ (aversão ao risco), tem-se, para o portfólio (i), a indicação de uma contratação de 160,70 MWh, que representa o comprometimento de 88,96% da placa disponível do portfólio (100 MWh contratado mais 160,70 MWh, dividido pela GF total de 293,06 MWh).

Para o caso do portfólio (ii), no mesmo patamar de aversão ao risco, tem-se a indicação para contratação ótima de 151,7 MWm, totalizando 251,7 MWm contratado, um comprometimento de 87,12% da placa disponível desse portfólio.

3.9.2.4 Análise de Sinergia

De posse dos resultados das análises individuais de cada empreendimento eólico, parque gerador e dos portfólios formados pelas associações entre o gerador hidráulico e cada um dos parques eólicos, a análise para valoração da sinergia dos projetos é concretizada pela comparação entre os resultados (desempenho individual versus coletivo).

A Tabela XVI compara os resultados consolidados. A linha *Eficiência* apresenta os resultados em função da GF total do portfólio; a linha *Delta* apresenta a diferença do resultado do portfólio equivalente menos a soma dos resultados individuais, que representa o valor da sinergia do projeto em relação ao parque gerador. A coluna *Função Objetivo* apresenta os valores dos resultados do modelo, já ponderando o peso entre a Expectativa de Receita e o CVaR no patamar de aversão ao risco de $\rho=60\%$ (premissa das análises).

Em ambos os casos, é possível observar que o efeito de complementaridade causa, por um lado, a redução na expectativa de receita, mas por outro, resulta em um aumento do valor do CVaR em monta maior do que em relação à redução na expectativa de receita. Ou seja, em ambos os casos ocorre uma relevante maximização do CVaR, resultando em um grande benefício para o portfólio.

O critério do resultado da Função objetivo mostra que há sinergia entre os projetos e o parque gerador; tem-se uma sinergia de R\$ 77,99 milhões para Morro do Chapéu e de R\$ 56,01 milhões para Coxilha Negra.

O projeto de eólico de Morro do Chapéu apresenta uma maior eficiência em relação ao CVaR e possui um efeito de sinergia com o parque gerador maior do que aquele auferido no caso de Coxilha Negra.

Tabela XVI - **Comparativo dos Resultados**

Composição	Resultados Financeiros (R\$*milhões)		
	Expec. Receita	CVaR	Função Objetiva
<i>Morro do Chapéu</i>	914.77	624.19	740.42
<i>Coxilha</i>	738.50	521.31	608.19
<i>Parque Gerador</i>	2,756.70	2,379.77	2,530.54
<i>Portfólio (i)</i>	3,630.73	3,161.11	3,348.96
<i>MC + Parque Gerador</i>	3,671.46	3,003.96	3,270.96
<i>Delta (Sinergismo)</i>	-40.73	157.14	77.99
<i>Eficiência GF (R\$/MWm)</i>	-0.14	0.54	0.27
<i>Portfólio (ii)</i>	3,469.91	3,011.29	3,194.74
<i>Coxilha + Parque Gerador</i>	3,495.19	2,901.08	3,138.73
<i>Delta (Sinergismo)</i>	-25.28	110.20	56.01
<i>Eficiência GF (R\$/MWm)</i>	-0.09	0.38	0.19

Fonte: Autoria própria

Os resultados auferidos nessa simulação mostram uma importante alteração no valor dos projetos. Somando-se o valor do projeto analisado individualmente ao valor de sua sinergia com o parque gerador, tem-se um aumento de 10,5% no valor presente do projeto Morro do Chapéu (R\$ 740,42 + 77,99 milhões) e de 9,2% para o projeto Coxilha Negra (R\$ 608,19 + 56,01 milhões).

O valor adicional oriundo da sinergia impacta a valoração do projeto, aumentando a taxa interna de retorno (TIR) do investimento. Através de uma análise de investimento simplificada, isto é, considerando-se apenas as despesas de investimento e as receitas no horizonte de 10 anos, é possível calcular a TIR de cada projeto considerando-os com e sem o valor da sinergia agregada.

Para o cálculo da receita dos projetos com sinergia, descontou-se das parcelas do fluxo de receita obtido para o parque gerador sozinho, as parcelas do fluxo de receita referente ao portfólio, obtendo-se as parcelas de fluxo do projeto com sinergia (Resultado do Portfólio – Resultado do Parque Hidrelétrico = Resultado do Projeto com sinergia).

A Tabela XVII apresenta as TIR dos projetos nas situações em que o valor adicional oriundo da sinergia do projeto com o parque gerador é contabilizado.

Observa-se que, ao incorporar o valor da sinergia, há um aumento de 0,96% da TIR de Coxilha Negra e de 1,13% na TIR do Morro do Chapéu.

Tabela XVII - Efeito da Sinergia sobre a TIR dos Projetos.

Projeto Eólico	TIR		Δ
	Com Sinergia	Sem Sinergia	
Coxilha Negra	12,89%	11,93%	0,96%
Morro do Chapéu	16,05%	14,92%	1,13%

Fonte: Autoria própria

Embora em termos percentuais essa diferença seja pequena, para fins de decisão e rentabilidade esses percentuais, elas se mostram muito interessantes, dado o porte dos projetos (200 MW de potência instalada) e em virtude do montante do valor da sinergia.

Essa constatação corrobora a ideia central que se buscou explorar nessa seção, isto é, analisar projetos eólicos considerando o valor adicional gerado pela sinergia com o parque gerador em fase de expansão. Observa-se que, além da maior valorização do projeto, em termos da TIR, tem-se um forte impacto na redução do risco do portfólio (maximização do CVaR).

3.9.3 Conclusão

A análise de sinergia entre projetos é uma questão de suma importância no setor elétrico, no qual grandes empresas buscam a expansão de parques geradores através da diversificação dos ativos com diferentes fontes de geração em um ambiente de grande competição e onde a seleção do melhor projeto deve ser realizada com critério, de modo a se escolher por aquele que traga o melhor benefício para empresa.

Nessa seção, adaptou-se o modelo de otimização ao se incorporar a vertente investimento e se manter o controle do risco por meio do emprego do CVaR aplicado para contabilização do risco em base anual. Através da aplicação do modelo foi possível definir a estratégia ótima de contratação de longo prazo para a empresa e a aferição do valor da sinergia dos novos projetos com seu parque gerador existente, importante diferencial para a seleção do projeto candidato.

Conforme os resultados dos casos analisados atestam, o efeito de complementaridade entre os projetos e o parque gerador cria um valor adicional aos projetos - representado pela sinergia - que deve ser considerado na análise de viabilidade dos empreendimentos. Ao se agregar esse valor mensurado ao do projeto, aumenta-se o retorno esperado pelo agente investidor, melhorando a TIR dos projetos e tornando-os mais atrativos.

Ressalta-se também que a sinergia entre os projetos e o parque gerador produz o benefício da minimização do risco do portfólio, trazendo a possibilidade de fluxos de caixa menos voláteis e com risco financeiro controlado. Tal estratégia também resulta num importante hedge ao MRE, quando envolvendo usinas hidráulicas, decorrente da complementaridade hidro e eólica.

Esse caso foi realizado com base em uma análise de viabilidade dos empreendimentos de modo simplificado, uma vez que o foco principal pautou-se em mensurar a sinergia do novo projeto com o parque gerador, entretanto, uma análise mais robusta incorporando outras despesas (exemplo: administrativo e operacional) e questões tributárias seria um interessante exercício que se sugere, uma vez que não foi contemplado na presente Tese por delimitação de escopo.

Embora a análise parta da premissa de uma empresa hidro investindo em eólica, ressalta-se que o modelo desenvolvido permite a análise contrária. Isto é, uma empresa focada em ativos de geração por fonte eólica diversificando seu parque existente por investimento em fontes hídricas. Outras derivações que não incluem a vertente investimento - mas de estratégia de comercialização, - também são possíveis conforme explorado nesta Tese.

3.10 Considerações Finais

Nesse capítulo abordou-se a questão das estratégias de contratação e investimento sob o ponto de vista dos geradores. Para auxiliar esse agente na tomada de decisão, foi desenvolvido um modelo de otimização estocástica, em programação linear, com a métrica de risco CVaR incorporada a fim de medir e controlar o risco a que esse agente possa incorrer no ato de sua decisão.

Como complemento ao modelo, incluiu-se o fator de aversão ao risco ρ , que pondera a Expectativa de Receita e o CVaR na função objetivo para definição do

resultado e, com efeito, permite a análise das decisões ótimas em função da aversão do agente ao risco – de neutro à avesso ao risco.

O primeiro estudo de caso focou no efeito da contabilização periódica do CVaR e seu impacto sobre a decisão de contratação ótima do agente. Esse estudo trouxe grande contribuição a tal temática e mostrou a importância da escolha do período de contabilização do CVaR de acordo com a política de gerenciamento de risco da empresa.

Em complemento, o estudo mostrou a potencialidade do modelo desenvolvido para definição da estratégia ótima de contratação quando há um portfólio composto por diversos contratos candidatos com preços, prazos e cláusulas contratuais distintas.

Dando continuidade à exploração das potencialidades do modelo, um estudo de caso foi realizado com foco na precificação de cláusulas de flexibilidade em relação ao volume de entrega de contratos candidatos. Como consequência natural da característica do modelo empregado, a precificação dá-se contemplando o risco ao qual o agente gerador ficaria exposto ao incorporar tais cláusulas nos contratos, de tal modo a encontrar um preço de equilíbrio justo para ser celebrado no contrato, protegendo o agente vendedor de exposições decorrentes do exercício da cláusula de flexibilidade ao incorporar esse risco no preço da flexibilidade.

Conforme se enfatiza nesse capítulo, o modelo de otimização possui derivações importantes para análises de estratégias de contratação. De forma original, customizou-se o modelo principal para o suporte à análise de operações swap de contratos, onde se mostra que o volume ótimo a ser celebrado entre as partes depende de fatores como a relação entre os preços dos contratos de compra e de venda, o nível de aversão ao risco assumido pelo agente, o balanço energético da empresa (volume contratado existente versus GF) e as projeções de alocação de energia (GSF) e de PLD no horizonte em que se pretende realizar a ‘troca’ entre os contratos de mesmo volume, de tal forma a estabelecer proteção a uma ou ambas as partes em períodos de vulnerabilidade ao mercado de curto prazo.

Outro ponto de destaque desse capítulo reside na aplicação do modelo desenvolvido para a análise de arranjos comerciais e de investimento em fontes de geração sazonais hidro e eólica.

Nesse prisma, primeiro aplicou-se o modelo para mensurar o efeito de complementaridade em associações hidro-eólica, o que permitiu analisar as principais condições de contorno nas quais esse efeito é benéfico, como por exemplo, a proporção de cada fonte no portfólio (em relação à GF dos ativos), a característica do perfil de geração e o percentual de contratação comprometido em contratos.

Em suma, nesse caso mostrou-se que em uma dosagem baixa, o efeito de complementaridade não é significativo e, em alta dosagem, é negativo; sendo assim, no estudo, mostrou-se o ponto ótimo da dosagem dos condicionantes, de forma a explorar os benefícios da complementaridade.

Como desdobramento do estudo do efeito de complementaridade, o modelo de otimização foi customizado para analisar o caso da participação comercial de uma empresa hidrogeradora em projetos eólicos. Para tanto, aplicou-se o modelo para definição da estratégia de compra e venda nesse desenho de negócio, evidenciando-se o impacto dos preços sobre a estratégia e resultados financeiros (risco e retorno) de cada associação comercial proposta.

Por fim, fechou-se o capítulo com a customização do modelo de otimização para análise de investimento em novos projetos eólicos por parte de uma empresa com parque gerador hidráulico. Nesse estudo, mostrou-se que a sinergia entre os projetos eólicos candidatos e o parque gerador considerado agrega valor aos novos projetos. A sinergia reflete o benefício dos novos projetos com o portfólio de ativos existente, fruto do efeito de complementaridade, e, portanto, esse valor adicional deve ser considerado na viabilidade dos empreendimentos.

4 MODELO PARA AGENTE CONSUMIDOR E ESTUDOS DE CASO

No presente capítulo apresenta-se um modelo para suporte à tomada de decisão na contratação de suprimento de energia por agentes consumidores livres, com objetivo de minimizar o custo esperado e o risco associado da operação. Estratégias de contratação, incluindo possibilidade de contratação imediata ou sua postergação, são exploradas através da aplicação do modelo em um estudo de caso.

O capítulo está organizado da seguinte forma: na primeira parte contextualiza-se a problemática típica desses agentes embasada em uma revisão bibliográfica sobre o tema. Na segunda, apresenta-se detalhadamente o modelo ora proposto, a saber, de otimização estocástica com a métrica de risco CVaR incorporada, onde discorre-se acerca das principais premissas assumidas e as formulações requeridas. A terceira parte compreende um estudo de caso ilustrativo da aplicação do modelo desenvolvido para definição da estratégia de contratação de um agente consumidor, que inclui uma análise entre a decisão imediata de contratação e a sua postergação. A última parte desse capítulo destina-se à discussão sobre as principais conclusões bem como as considerações finais.

4.1 Introdução

Os consumidores de energia elétrica no Brasil possuem a opção de contratar energia em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR, o consumidor compra energia da distribuidora na qual está conectado fisicamente, situação em que o custo da energia consumida fica vinculado ao *mix* de compra que a distribuidora realizou em leilões de energia. No ACL, o consumidor faz a sua gestão da compra de energia, podendo realizar contratos com geradoras ou comercializadoras, negociando bilateralmente as condições contratuais, tais como preços, data de entrega, duração e flexibilidade no suprimento. Assim sendo, se por um lado o consumidor pode buscar no ACL preços mais baixos do que os ofertados pela concessionária, por outro fica mais suscetível à volatilidade dos preços.

A tomada de decisão em relação à contratação de energia de um consumidor livre é realizada de forma dinâmica, pois a cada instante o balanço energético do consumo versus os contratos de suprimento de energia deve ser atendido.

A composição do portfólio de contratos de compra de energia por parte de um agente consumidor depende, por exemplo, de projeções da carga própria e, além desse fato, de seu perfil de risco. As incertezas em relação à demanda futura e aos preços - tanto dos contratos bilaterais quanto do PLD - fazem com que esses agentes tenham que gerenciar os riscos associados para a tomada de decisão de contratação, que por sua vez, deve ser pautada em seu apetite ao risco e na política de gerenciamento de risco da empresa.

Consumidores com perfil avesso ao risco buscam a mitigação de exposições financeiras, mesmo que tal fato implique em um aumento do custo global de aquisição de energia. Em outras palavras, como forma de se protegerem contra o risco associado na operação, esses agentes aceitam um custo esperado maior para evitar possíveis perdas.

Em lado oposto, os consumidores de perfil com maior apetite ao risco buscam celebrar operações de compra com a expectativa de maior redução no custo global de aquisição, mesmo que, implicitamente, sob a possibilidade de ocorrência de exposições elevadas que possam levar a custos maiores do que aqueles auferidos em condição de aversão ao risco.

Basicamente, esses dois tipos de consumidores com perfis de risco distintos se diferenciam em relação à estratégia de contratação que assumem, podendo ser composta preferencialmente por contratos de curto ou de longo prazo, cujas vantagens e desvantagens se resumem a:

- Estratégia de contratação no curto prazo:

- o agente consegue fazer uma melhor previsão do seu consumo e, por isso, pode contratar um montante mais ajustado às suas necessidades, reduzindo a possibilidade de sobras, e
- captura os momentos de preços baixos em condições sistêmicas favoráveis, entretanto, fica desprotegido contra elevações bruscas no PLD (Preço de Liquidação de Diferenças), que influencia fortemente os preços dos contratos bilaterais de curto prazo.

- Estratégia de contratação no longo prazo:

- o agente tem maior previsibilidade do custo de energia, e

- fica menos suscetível às condições de preços elevados dos contratos em função da influência das condições sistêmicas, porém, abdica da oportunidade de receber energia a preços baixíssimos quando houver grande disponibilidade energética.

A adoção por uma decisão de contratação parcial da carga, na qual o agente ficaria sujeito à compra de contratos curtos (mensais, por exemplo), que são praticamente precificados ao valor de PLD médio mais uma quantia de ágio (ou deságio), gera incerteza sobre o custo esperado global e traz consigo um risco associado.

Nesse caso, o agente, ao tomar a decisão de contratação parcial, aposta em uma condição conjuntural de curto prazo mais atraente no futuro, onde o PLD possa atingir patamares menores do que aqueles dos contratos ofertados no presente. Como consequência dessa estratégica, tal exposição proposital resultaria na diminuição do custo global de aquisição de energia.

A definição da estratégia de contratação não é uma tarefa trivial, sendo que uma decisão errônea pode levar a resultados não ótimos, do ponto de vista final de redução de custo, implicando em grandes perdas financeiras para esses consumidores. Nesse sentido, ferramentas para o suporte à tomada de decisão de contratação de energia são fundamentais para o auxílio na tarefa desses agentes.

Na literatura encontram-se interessantes estudos com foco nos agentes consumidores de energia elétrica. Por exemplo, é possível citar Florezi (2009), que disserta sobre a atuação dos consumidores livres no mercado nacional brasileiro, dando ênfase às principais características do perfil desses agentes e aos fatores balizadores de uma tomada de decisão entre permanecerem livres ou migrarem para o ambiente regulado.

Seguindo linha similar de estudo, Fagundes Filho (2009) apresenta um modelo de simulação para análise da estratégia de contratação de consumidores livres, tendo como balizamento a formação de preços no mercado cativo; Souza (2012) apresenta um modelo estruturado, baseado em técnicas de “dinâmica de sistemas”, que visa orientar as decisões de um agente consumidor potencialmente livre, que necessita analisar se deve permanecer no ACL ou migrar ao ACR, situação para a qual são analisadas políticas ótimas de contratação de energia nesses ambientes de forma a permitir uma análise comparativa do custo de energia contratada em ambos os ambientes.

Em relação aos modelos de otimização, cita-se o estudo de Marques et al. (2012), que analisam um modelo determinístico para suporte à tomada de decisão de um agente consumidor livre para a compra de energia elétrica no mercado nacional. O modelo busca encontrar o nível ótimo de contratação, dada a alternativa entre celebrar contratos por quantidade com cláusula de flexibilidade e a compra direta no mercado de curto prazo.

No mercado internacional, tem-se o exemplo de Gómez-Villalva e Ramos (2002), os quais expõem um modelo de otimização em programação linear inteira mista, cujo objetivo é minimizar o custo anual com aquisição de energia por parte de um consumidor em mercados liberados, tendo como possibilidade celebrar contratos de mais de um tipo de fonte de termoeletricidade participante de um *pool* de geradoras.

Outro exemplo interessante é o estudo de Carrión et al. (2007a), que evidenciam um modelo de otimização estocástica de múltiplo estágio para resolver o problema dos agentes consumidores considerando a possibilidade de suprir a demanda através da celebração de contratos bilaterais, autoprodução e compra no mercado de curto prazo. O modelo utiliza a métrica CVaR como restrição ao risco e busca a minimização do custo com aquisição de energia, definindo a política de contratação ótima desse agente.

Em Conejo et al. (2010), um modelo muito similar ao proposto em Carrión et al. (2007b) é aplicado, ou seja, em que se utiliza a métrica CVaR compondo a função objetivo junto com o custo esperado, e busca-se a minimização da função convexa ponderada por um parâmetro de aversão ao risco dos agentes consumidores. O modelo do agente consumidor desenvolvido na presente Tese se inspira nesses estudos.

Com enfoque similar, Zare et al. (2010) desenvolveram um modelo de otimização para suporte à tomada de decisão de um grande agente consumidor operando no mercado ibérico, auxiliando-o na estratégia entre a compra de energia no mercado de curto prazo, via contratos bilaterais ou autoprodução. Nesse estudo, a minimização do risco ocorre com o emprego da minoração do desvio padrão.

Por fim, Nishi et al. (2012) aplicam um modelo determinístico de otimização não-linear para análise de aquisição de energia por um grupo de empresas pertencentes a um *pool*, com foco na minimização dos custos e com base no planejamento da produção de cada uma delas.

Em resumo, o problema típico enfrentado pelos agentes consumidores livres reside na necessidade de definição da estratégia de contratação para atendimento de carga, considerando a busca pela minimização do custo desse processo, uma vez que esse fator reflete diretamente sobre o custo do produto final desses agentes.

Com base no exposto ao longo dessa seção, na qual foram abordadas questões relacionadas à atividade de contratação dos agentes consumidores livres, nesse capítulo objetiva-se apresentar um modelo para a definição da estratégia ótima de contratação de energia desses agentes do mercado nacional, conforme detalhado na seção a seguir.

4.2 Modelagem

O modelo proposto busca auxiliar o agente consumidor na definição da estratégia ótima de contratação, tendo como base a política de gerenciamento de risco e o atendimento da demanda no horizonte de estudo.

Assume-se como premissa que esse tipo de agente possui a alternativa de garantir o suprimento de energia através da realização de contratos bilaterais de médio e longo prazos e diretamente no mercado de curto prazo (MCP) – assumindo aqui a possibilidade de compra de contratos mensais ao valor de PLD mais uma quantia de ágio/deságio.

Não foi modelada a possibilidade de redução proposital da carga do agente consumidor para a venda do excedente no MCP em período de PLD elevado.

A fonte de incerteza no modelo está atrelada ao valor projetado do PLD, que representa contratos mensais. Assume-se que o agente tem sua carga pré-definida para todo o horizonte de análise, assim não se considerou a demanda como fonte de incerteza. Fundamenta-se essa premissa no fato de a projeção da demanda ser muito particular à atividade-fim de cada agente, e também devido à condição de que a projeção não constitui objeto principal do presente trabalho (cf. exemplo de projeção de demanda em Rocha; Kuhn, 2012).

Em suma, dado o perfil de carga do agente, busca-se definir o portfólio ótimo de contratos que atendam sua demanda pré-estabelecida e com base na aversão ao risco da empresa, de forma a minimizar o custo global de aquisição de energia. A

função objetivo do modelo⁵ visa à minimização da função convexa entre o Custo Esperado e o CVaR (*Conditional Value-at-Risk*), ponderado pelo parâmetro ρ , que representa a aversão ao risco do agente (*trade-off* entre o custo esperado e o risco associado).

A variável de decisão do modelo é o montante (volume) a ser alocado em cada contrato de compra de energia, que compõe um portfólio de contratos candidatos.

O portfólio candidato é composto por múltiplos contratos de compra na modalidade “quantidade”, com preço, prazos e durações distintas, proporcionando alternativas para a contratação e tendo como base contratos com maior liquidez no mercado.

Os contratos foram precificados e tem como base uma data presente e outra futura, de modo que se permita a análise entre a decisão de contratação imediata ou sua postergação.

Aplicando o modelo de precificação de contratos que pondera o efeito das condições conjunturais em curto prazo com o custo marginal de expansão em longo para a precificação (cf. RONEY, 2012; CAMARGO et al., 2015), obtém-se o preço do contrato futuro se este fosse precificado na data “presente” e se o mesmo fosse precificado numa data “futura”. Entende-se como contrato futuro aquele cujo início de suprimento não se inicia na data presente.

Para a projeção dos preços dos contratos, os cenários de PLD foram *clusterizados* para se trabalhar em patamares de preços de contratos atrelados a grupos de cenários *clusterizados* de PLD (acerca do processo de *clusterização*, conferir Guarnier et al., 2012). No estudo de caso volta-se a esse tema com um exemplo prático ilustrativo e detalhamento do processo de precificação de contratos.

No modelo desenvolvido para o agente consumidor, assume-se a premissa que as empresas seguem a política de gerenciamento da contabilização do risco a cada semestre, isto é, o CVaR é contabilizado em cada semestre do horizonte de estudo.

Apresenta-se abaixo a descrição matemática do modelo, que inclui as notações dos índices, as variáveis de decisão e os parâmetros.

⁵ Programado em linguagem *Mosel* e otimizado no programa *FICO Xpress* (Disponível em: <www.fico.com>. Acesso em: 22 out. 2014), com organização de dados em planilha MS-Excel.

Índices:

c : Contrato candidato de compra pertencente ao conjunto de contratos $\mathcal{C}$

ce : Contrato existente de compra pertencente ao conjunto CE

t : Tempo t pertencente ao conjunto T (meses no horizonte de planejamento)

s : Cenário pertencente ao conjunto S (PLD)

i : Semestre pertencente ao conjunto I (semestres no horizonte de planejamento)

Variáveis de Decisão:

v_c : Volume alocado em cada contrato $c \in \mathcal{C}$ [MWm]

A_i : Variável auxiliar cujo valor corresponde ao VaR no semestre $i \in I$ [R\$]

$a_{i,s}$: Variável auxiliar utilizada para o cômputo do CVaR em $i \in I$ e cenário $s \in S$ [R\$]

Parâmetros principais:

$C_{t,s}$: Custo em cada tempo ' t ' e cenário ' s ' [R\$]

$C_{i,s}$: Custo em cada semestre ' i ' e cenário ' s ' [R\$]

V_t : Volume a ser alocado em cada contrato "MCP" em cada tempo ' t ' [MWm]

$V_{ce,t}$: Volume em cada contrato existente $ce \in CE$ em cada tempo ' t ' [MWm]

$\varphi_{c,t}; \varphi_{ce,t}$: Perfil de entrega durante vigência dos contratos candidatos e existente [-]

$P_{c,t}; P_{ce,t}$: Preço dos contratos de compra em cada tempo ' t ' [R\$/MWh]

$\pi_{t,s}$: PLD em cada tempo ' t ' e cenário ' s ' [R\$/MWh]

D_t : Demanda requerida em cada tempo ' t ' [MWm]

p_s : Probabilidade de ocorrência do cenário ' s ' [%]

ρ : Parâmetro de aversão-ao-risco [%]

α : Nível de confiança [%]

r : Taxa de retorno [%]

Função Objetivo:

$$\text{Minimizar} \sum_{i \in I} \frac{1}{(1+r)^i} \cdot \left[(1-\rho) \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot C_{i,s}) + \rho \cdot \left(A_i + \frac{1}{\alpha} \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot a_{i,s}) \right) \right] \quad (1)$$

Custo com contratos de compra:

Contratos Candidatos de Compra “Mercado” + Contratos Mensais “MCP” + Contratos Existentes

$$C_{t,s} = \sum_{c \in C} (v_c \cdot \varphi_{c,t} \cdot h_t \cdot P_{c,t}) + (V_t \cdot h_t \cdot \pi_{t,s}) + \sum_{ce \in CE} (V_{ce,t} \cdot \varphi_{ce,t} \cdot h_t \cdot P_{ce,t}) \quad (2)$$

$$C_{i,s} = \sum_{t=1}^6 C_{[(i-1) \cdot 6 + t],s} \cdot \frac{1}{(1+r')^t} \quad (3)$$

Restrição para Atendimento da Demanda

Demanda = Volume total alocado em Contratos de Compra “Mercado” + Contratos Mensais “MCP” + Contratos Existentes

$$D_t = \sum_{c \in C} (v_c \cdot \varphi_{t,cc,t}) + (V_t) + \sum_{ce \in CE} (V_{ce,t} \cdot \varphi_{ce,t}) \quad (4)$$

Restrições para Cômputo do CVaR

$$a_{i,s} \geq C_{i,s} - A_i \quad (5)$$

$$a_{i,s} \geq 0$$

A função objetivo do modelo, expressa através da equação (1), visa minimizar a função convexa entre o Custo Esperado (primeiro termo dentro dos colchetes) e o CVaR (segundo termo), ponderados pelo parâmetro de aversão ao risco (ρ) e trazidos ao valor presente.

A equação foi ajustada para a contabilização do CVaR em cada semestre, seguindo a premissa adotada para a política de gestão de risco do consumidor e, dessa forma, na função objetivo realiza-se a somatória ponderada entre o Custo Esperado e o CVaR dos valores semestrais.

A equação (2) contabiliza o Custo mensal com a aquisição dos contratos de suprimento, onde são considerados três tipos: (i) contratos candidatos de compra diretamente do mercado (que inclui a variável de decisão do modelo); (ii) contratos mensais (compra no MCP ao valor do PLD); e (iii) contratos existentes. A equação (3) é utilizada para contabilizar o custo semestral através da somatória a valor presente do custo mensal definido na equação anterior.

No modelo é possível atribuir o perfil de entrega (*flat* ou sazonal) e definir os prazos de suprimento de cada contrato de compra candidato e existente, dentro do horizonte de análise.

A equação (4) é a restrição que garante o atendimento da Demanda do Consumidor. Dada a demanda requerida pelo agente (definido pelo perfil de carga pré-definido no modelo), impõe-se que o volume total alocado em todos os contratos não deve excedê-la ao longo do horizonte em tela. Observa-se que nesse modelo não se considera a possibilidade de venda do excedente através de uma redução no consumo ou através de uma operação comercial simples de compra e venda. O que se busca é a composição ótima de um portfólio de compra para atendimento de 100% da demanda declarada. Ao definir o volume ótimo a ser alocado em contratos bilaterais candidatos, implicitamente, define-se o volume a ser contratado em curto prazo.

As restrições da equação (5) e a (1) formam as equações para o cômputo do CVaR, conforme apresentado em Rockfellar e Uryasev (2000).

4.3 Estudo de Caso

O presente estudo de caso analisa a situação de um agente consumidor que deseja definir sua estratégia de contratação em um horizonte de 4 anos (2015-2018), cuja demanda fixa a ser atendida é de 100 MWm.

No estudo, analisa-se duas situações que se apresentam conforme segue:

- A tomada de decisão deverá ser realizada na presente data;
- A tomada de decisão poderá ser na presente data ou postergada para uma data futura (no exemplo, janeiro de 2015).

As análises tiveram como dados de entrada as projeções de PLD do *deck* oficial de outubro de 2014 (preço teto de 822,83 R\$/MWh), fonte de incerteza no modelo,

conforme apresentado no gráfico abaixo (Figura 51). O gerenciamento de risco se dá pela contabilização do CVaR a cada semestre e com nível de confiança de 5%.

Figura 51 - Projeção de PLD para o horizonte 2015-2018. Deck de outubro de 2014

Fonte: Autoria própria

4.3.1 Tomada de decisão na data ‘presente’

Nesta primeira simulação, analisa-se a estratégia de contratação de um agente consumidor que deve travar sua posição na presente data para o atendimento de sua demanda fixa de 100 MWm no horizonte de 4 anos, tendo como oferta de mercado os contratos candidatos de compra apresentados na Figura 52, cujos preços estão expressos em R\$/MWh e foram precificados na data “hoje”.

Figura 52 - Caso Consumidor: Contratos candidatos, precificação data "hoje"

Índice	Contrato	Início	Fim	Preço
1	Contrato 1_6	jan-15	jun-15	507.36
2	Contrato 1_12	jan-15	dez-15	419.48
3	Contrato 1_24	jan-15	dez-16	304.00
4	Contrato 1_36	jan-15	dez-17	264.26
5	Contrato 1_48	jan-15	dez-18	242.45
6	Contrato 7_12	jul-15	dez-15	327.32
7	Contrato 13_24	jan-16	dez-16	176.97
8	Contrato 13_36	jan-16	dez-17	174.82
9	Contrato 13_48	jan-16	dez-18	171.27
10	Contrato 25_36	jan-17	dez-17	172.46
11	Contrato 25_48	jan-17	dez-18	167.98
12	Contrato 37_48	jan-18	dez-18	163.06

Fonte: Autoria própria

As precificações dos contratos candidatos foram realizadas conforme modelo proposto em Roney (2012) e Camargo et al. (2015), com base nas projeções de PLD do *deck* de Outubro de 2014 e projeções de CME dessa época, em que o valor Teto para definição do PLD era de aproximadamente 822,00 R\$/MWh. Observe-se que os prazos dos contratos cobrem o horizonte de análise e fornecem diversas possibilidades para contratação, com inícios e termos distintos.

O modelo de otimização foi processado para diferentes níveis de aversão ao risco do agente, onde analisa-se o comportamento da política de contratação em função do apetite do consumidor em tomar ou não mais risco.

A Figura 53 apresenta os resultados de alocação ótima em cada contrato candidato selecionado e para diferentes níveis de aversão ao risco do agente.

Figura 53 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje'. Volume ótimo alocado nos Contratos

Índice	Período		Rho											Preços
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_1	jan-15	jun-15	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	507.36
C_2	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	419.48
C_3	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	304.00
C_4	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	264.26
C_5	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	242.45
C_6	jul-15	dez-15	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	327.32
C_7	jan-16	dez-16	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	176.97
C_8	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	174.82
C_9	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	171.27
C_10	jan-17	dez-17	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	172.46
C_11	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	167.98
C_12	jan-18	dez-18	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	163.06

Fonte: Autoria própria

No caso do agente neutro ao risco ($\rho = 0\%$), em que a decisão é pautada considerando-se somente o custo esperado, tem-se como resposta a seleção única do contrato anual '2016', condição esta que indica não se realizar nenhum contrato

candidato nos demais anos (torna-se vantajoso para esse agente neutro ao risco comprar contratos mensais a valor de PLD mais ágio, assumindo o elevadíssimo risco de um custo maior, conforme evidencia-se na Figura 54).

Quando o CVaR começa a ganhar mais peso na decisão, por exemplo, em uma aversão ao risco de 30% até 100% (ρ), tem-se uma mudança na estratégia ótima que passa a contemplar a contratação total para atendimento da demanda via contratos semestrais '2015' e contratos anuais '2016', '2017' e '2018'.

A resposta de contratação total ou não, sem valores intermediários, como no caso dos outros modelos (exemplo: modelo do gerador), deve-se ao fato de que nessa simulação, utilizou-se um *deck* de PLD muito estressado, dada a conjuntura do sistema em outubro de 2014, com concentração de probabilidade de valores de PLD elevados e extremos que influenciam em uma decisão que leva em consideração o risco (CVaR) representado por custos muito elevados.

A Figura 54 apresenta os valores globais em todo o horizonte para o Custo Esperado e o CVaR em cada patamar de aversão ao risco, onde observa-se que na condição de neutralidade ao risco (ou baixa, $\rho < 30\%$), o Custo Esperado é menor, mas carrega consigo alto risco de custos elevados (CVaR), estes maiores do que aqueles verificados no caso em que se tem-se a indicação para a contratação total.

Para a condição de aversão ao risco maior ($\rho > 30\%$), o valor do Custo Esperado e do CVaR se igualam (232,46 R\$/MWh). Como nesse patamar a contratação é de 100%, não há exposição ao MCP, isto é, a incerteza do PLD não é neutralizada, assim, é natural que se obtenha mesmo valores para Custo Esperado e CVaR.

Na condição descrita nesse caso, certamente o racional do agente consumidor de perfil mais avesso ao risco seria pela adoção da estratégia de alocação total, ficando totalmente contratado durante todo o horizonte (Figura 55), condição esta que minimiza seu custo global (Custo Esperado mais CVaR) e, assim, não se expõe ao risco de ocorrência de cenários adversos desfavoráveis.

A decisão de agentes com perfis avesso ao risco (maioria dos agentes) pauta-se pelo raciocínio clássico de investimento com risco, onde se prefere ter um custo maior em troca de uma redução do risco ao invés de um custo menor com risco maior associado.

Figura 54 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje'. Valores globais (Custo e CVaR)

Fonte: Autoria própria

Figura 55 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje'. Volume alocado por período

Período	Aversão ao Risco										
	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Volume [MWmédio]	1sem 2015	-	-	-	100	100	100	100	100	100	100
	2sem 2015	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2016	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2017	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2018	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Autoria própria

Desse modo, com a aplicação do modelo desenvolvido, pôde-se definir a política ótima de contratação do agente consumidor-exemplo para uma decisão na data presente e em função do atendimento de sua demanda futura, respeitando seu perfil de aversão ao risco e com base nas opções contidas no portfólio de contratos candidatos em tela.

4.3.2 Tomada de decisão: data 'presente' versus data 'futura'

Nesta simulação estuda-se o momento em que a contratação deve ser realizada. Assume-se que o agente possui duas datas para realização da contratação, que poderá ser sacramentada na data presente (outubro de 2014) ou na data futura (janeiro de 2015). Nessa linha, o agente consumidor deve decidir, na presente data, se executa sua estratégia "hoje" ou posterga sua decisão para "2015".

Esse tipo de contrato representa a situação comumente vivenciada por um agente, que no momento da decisão tem que escolher o quanto compromete de sua demanda esperada em contratos bilaterais de maior duração, como também definir o quanto compromete em contratos curtos, deixando para negociar parte do requisito em data futura.

Essa decisão, por óbvio, envolve uma solução de compromisso entre um custo que pode ser garantido no presente (“travando” o preço do contrato e, conseqüentemente, da energia a ser comercializada) versus a expectativa de custo menor (ou maior) quando se posterga a decisão para o futuro e daí se deparar com condições mais favoráveis (ou desfavoráveis) para a formação do preço dos contratos bilaterais, dependendo da evolução das variáveis condicionantes do preço no interregno entre a data de postergação e a nova data de negociação de contrato.

Essa premissa implica que os contratos candidatos sejam precificados com base na data em que as decisões são tomadas (data base no presente e no futuro), o que exige a adaptação do modelo de precificação⁶ adotado nos demais casos, conforme explica-se resumidamente a seguir.

Considerando a precificação na data base presente (“hoje”), o observador conhece o estado atual do sistema e a expectativa de PLD (média) no momento da decisão e, dessa forma, os preços de mercado mais representativos dos contratos também são conhecidos. Assim, as variáveis explicativas para a precificação de um contrato na data “hoje” estão implícitas no momento da decisão (

Figura 56).

A partir do momento em que o observador se distancia da origem (data ‘hoje’), a situação futura do sistema passa a ser desconhecida, bem como a expectativa de PLD e os preços dos contratos. Quanto mais distante da data ‘hoje’ estiver a “cadeira de observação” para a precificação dos contratos, maior será a incerteza associada às inúmeras situações em que o sistema poderá estar (Figura 57).

Destarte, trata-se de um contrato em que a negociação de preços desenvolver-se-á em data futura e cuja precificação dependerá de condições de contorno do Sistema e do Mercado não conhecidas na data de início da simulação.

⁶ Embora a precificação seja uma etapa fundamental para garantia de uma análise adequada de estratégias de contratação ótima, por delimitação de escopo, a presente tese doutorado não objetivou aprofundar essa temática e o detalhamento do modelo de precificação utilizado como suporte. Portanto, nessa tese restringe-se a fornecer as informações básicas para seu entendimento e para a realização das análises pretendidas (cf. CAMARGO et al., 2015).

Figura 56 - Conceito de Precificação de um contrato em data presente

Fonte: Autoria própria

Figura 57 - Conceito de Precificação de um contrato em data futura

Fonte: Autoria própria

Para a representação de contratos, doravante chamado “Estocásticos”, considera-se que, ao postergar a decisão de contratar para o futuro, estar-se-á defronte a uma situação hoje desconhecida e que somente pode ser simulada probabilisticamente. O propósito é, portanto, cenarizar estocasticamente situações no futuro e, em cada caso, aplicar a metodologia determinística de precificação de contratos, utilizada como base no presente estudo.

Desse modo, por exemplo, a decisão para fixar as condições de um contrato de três anos de duração, com entrega daqui a dois anos, pode ser tomada no momento presente em que as condições existentes no Sistema irão condicionar fortemente a formação do preço do contrato ou o agente gerador pode decidir aguardar mais um ou dois anos para negociar as condições do contrato, que terão uma maior influência do PLD projetado no momento da fixação do preço, aumentando a incerteza.

Em tendo decidido pela postergação, as condições do sistema são cenarizadas para o futuro, particularmente no que respeita ao PLD. Assim, as projeções de PLD para as 2000 séries sintéticas de Energia Natural Afluente do Modelo NEWAVE são decompostas em “clusters”, com probabilidades associadas (dado pelo número de séries do “cluster” dividido por 2000), aplicando-se a cada conjunto de séries a metodologia de precificação de contratos, como se o agente tomador de decisão tivesse sido transportado para o futuro e estivesse tomando uma decisão de precificação perante cada um dos “clusters” de cenários.

Em outras palavras, assume-se que, quanto mais a data base do modelo de precificação estiver distante da data origem, maior deverá ser o número de grupos de cenários a ser utilizado para a precificação, de forma a representar potenciais situações nas quais estes possam ocorrer no futuro. Por consequência, os contratos passam a ter preços incertos que dependerão de fatores conjunturais em curto e médio prazo, e estruturais em longo prazo, por isso a denominação de contratos estocásticos.

Nessa linha de raciocínio, os contratos candidatos ‘futuros’ dessa e das próximas simulações, foram precificados considerando-se como base de análise a data futura “2015” (janeiro) e tiveram seus preços ordenados em quatro grupos que compõem a expectativa de preço alto, médio e baixo, conforme a Figura 58.

Cada grupo está associado à probabilidade de ocorrência de determinados cenários de PLD, *clusterizados* através da metodologia definida em Guarnier et al. (2012), que agrupa séries “primas” de projeções de CMO, isto é, aquelas que apresentam similaridade do ponto de vista hidrológico e do critério de semelhança estabelecido.

Como resposta do processo de *clusterização*, cada um dos quatro grupos possui um conjunto de cenários atrelados a si. Dado que se trabalha com 2000 séries, obtém-se a probabilidade de ocorrência futura dos grupos com tendência de preço alto (15,40%), preço médio (53,05%) e preço baixo (31,55%) no curto e médio prazo.

Figura 58 - Caso Consumidor. Contratos candidatos, precificação data "2015"

Precificação "2015"				Alto	Médio		Baixo
Índice	Contrato	Início	Fim	Grupo 1	Grupo 2	Grupo 3	Grupo 4
1	Contrato 1_6	jan-15	jun-15	744.58	542.87	338.59	154.43
2	Contrato 1_12	jan-15	dez-15	709.94	471.02	280.39	118.19
3	Contrato 1_24	jan-15	dez-16	474.03	334.37	223.76	131.09
4	Contrato 1_36	jan-15	dez-17	383.80	286.33	209.14	144.46
5	Contrato 1_48	jan-15	dez-18	336.30	259.83	199.27	148.53
6	Contrato 7_12	jul-15	dez-15	673.62	395.66	219.36	80.18
7	Contrato 13_24	jan-16	dez-16	214.53	184.06	161.47	145.28
8	Contrato 13_36	jan-16	dez-17	195.88	179.91	168.08	159.60
9	Contrato 13_48	jan-16	dez-18	186.05	174.91	166.65	160.73
10	Contrato 25_36	jan-17	dez-17	175.36	175.36	175.36	175.36
11	Contrato 25_48	jan-17	dez-18	169.63	169.63	169.63	169.63
12	Contrato 37_48	jan-18	dez-18	163.34	163.34	163.34	163.34

Fonte: Autoria própria

Dada a dinâmica da evolução dos preços, o agente consumidor enfrenta o seguinte dilema: se deve esperar para tomar a decisão - mesmo sem a certeza sobre os preços futuros - ou se deve toma-la 'hoje' a fim de travar os preços.

4.3.2.1 Data 'hoje' versus Data 'futura' – Patamares Alto, Médio e Baixo

A primeira simulação entre a decisão em data presente ou futura considera um portfólio candidato composto por todos os contratos precificados na data 'hoje' (Figura 52) e na data '2015' (Figura 58).

No caso dos contratos com precificação '2015', considera-se a possibilidade de ocorrência, concomitantemente, dos três patamares de preços (alto, médio e baixo) para auferir qual a decisão que o agente deve tomar dada a possibilidade de ocorrência dos cenários futuros.

Os resultados da seleção dos contratos e a alocação ótima são apresentados na Figura 59, na qual é possível observar que as decisões ótimas se alteram em função do nível de aversão ao risco assumida pelo agente e, em particular para esse caso, quando há uma baixa aversão ao risco.

Figura 59 - Caso Consumidor. Precificação data “hoje” versus “2015” (Patamares Alto, Médio e Baixo). Volume ótimo alocado nos Contratos

Índice	Período		Rho											
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_1	jan-15	jun-15	-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	Precificação data presente
C_2	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_3	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_4	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_5	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_6	jul-15	dez-15	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_7	jan-16	dez-16	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_8	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_9	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_10	jan-17	dez-17	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_11	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_12	jan-18	dez-18	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_13	jan-15	jun-15	-	100.0	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	Precificação data futura 2015
C_14	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_15	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_16	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_17	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_18	jul-15	dez-15	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_19	jan-16	dez-16	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_20	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_21	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_22	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_23	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_24	jan-18	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Fonte: Autoria própria

Em condição de neutralidade ao risco ($\rho=0\%$), tem-se a indicação pela não contratação na data presente e somente via contrato anual ‘2016’ na data futura, ficando o período remanescente em situação de “descontratação”, onde, racionalmente, para não incorrer em penalização por falta de lastro na CCEE (média móvel de 12 meses), supõe-se o agente contratando mensalmente ao valor de PLD (mais ágio). Na situação extrema oposta, de total aversão ao risco ($\rho=100\%$), a indicação é pela contratação total na data presente via semestrais ‘2015’ e anuais ‘2016’, ‘2017’ e ‘2018’. Essa indicação permanece inalterada entre os níveis de aversão de 40% a 100%.

Outras situações também podem ser observadas e mostram a sensibilidade na resposta do modelo em relação ao nível de aversão ao risco do agente.

A Figura 60 apresenta os valores globais para o Custo Esperado e o CVaR em função dos níveis de aversão ao risco simulados. É possível observar que, no caso

da decisão pautar-se pela contratação integral na data presente (exemplo: em $\rho > 40\%$), os valores globais se igualam em 232,46 R\$/MWh.

Figura 60 - Caso Consumidor. Precificação data “hoje” versus “2015” (Patamares Alto, Médio e Baixo). Valores globais (Custo e CVaR)

Fonte: Autoria própria

A ocorrência da seleção de contratos precificados em data ‘futura’ ($\rho < 40\%$) implica em uma diferença entre os valores globais do Custo Esperado e do CVaR, mesmo quando se indica a contratação para suprimento de 100% da demanda em todo o horizonte de planejamento (vide Figura 61). A título de exemplo, tem-se que em $\rho = 10\%$ o Custo Esperado é de 200,00 R\$/MWh e o CVaR é de 410,00 R\$/MWh.

Figura 61 - Caso Consumidor, precificação data ‘hoje’ versus “2015” (Patamares Alto, Médio e Baixo). Volume alocado por período

Período		Rho										
		0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
Volume [MWmédio]	1sem 2015	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2sem 2015	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2016	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2017	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
	2018	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Fonte: Autoria própria

Essa diferença decorre do fato que os contratos precificados em data futura possuem a possibilidade de mais de um preço (por grupo). Esse caráter “estocástico” da precificação dos contratos implica no fato de que o Custo Esperado e o CVaR não necessariamente sejam iguais, pois a incerteza atrelada ao PLD e aos preços do contrato terão efeito sobre a resposta do modelo.

Por outro lado, os contratos precificados na data “hoje” são determinísticos (possuem um único valor) e no ponto de contratação de 100% da demanda, a incerteza (atrelada ao PLD) acaba por não mais afetar a resposta do modelo e, assim, os valores do Custo Esperado e do CVaR se igualam.

4.3.2.2 Data ‘hoje’ versus Data ‘futura’ – Patamar Alto

Nessa simulação, considera-se a possibilidade de os preços futuros atingirem somente o patamar “alto”. O portfólio de contratos candidatos será composto pelos contratos precificados na data ‘hoje’ e data ‘futura’, patamar alto (grupo 1).

A resposta do modelo para essa condição aponta para a contratação total na data presente via semestrais ‘2015’ e anuais ‘2016’, ‘2017’ e ‘2018’ ($\rho > 10\%$), conforme Figura 62.

Não há indicação para a postergação da decisão nesse caso, pois é mais vantajoso que o consumidor trave a contratação toda na data presente, uma vez que esses contratos estão com valores menores do que aqueles em data futura e patamar alto.

A indicação para contratação total no período ($\rho > 10\%$) resulta em valores globais para o Custo Esperado e CVaR de 232,46 R\$/MWh.

Observação: para a organização do conteúdo, nessa e nas próximas simulações apresenta-se apenas os resultados gráficos do volume ótimo alocado em cada contrato.

No caso de a possibilidade dos preços atingirem o patamar alto, a decisão se mantém em relação aos casos apresentados até aqui: o agente avesso ao risco deve realizar a contratação na data presente. Lembrando-se que a probabilidade de ocorrência do patamar alto é de 15,40%.

Figura 62 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje' versus "2015" (Patamar Alto). Volume ótimo alocado nos Contratos

Índice	Período		Rho											
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_1	jan-15	jun-15	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	Precificação data presente
C_2	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_3	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_4	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_5	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_6	jul-15	dez-15	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_7	jan-16	dez-16	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_8	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_9	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_10	jan-17	dez-17	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_11	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_12	jan-18	dez-18	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_13	jan-15	jun-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Precificação data futura 2015
C_14	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_15	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_16	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_17	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_18	jul-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_19	jan-16	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_20	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_21	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_22	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_23	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_24	jan-18	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Fonte: Autoria própria

4.3.2.3 Data 'hoje' versus Data 'futura' – Patamar Médio

Nessa análise, o portfólio candidato será composto por todos os contratos “hoje” e os precificados em data “futura”, considerando somente os preços do patamar médio (grupos 2 e 3).

Na Figura 63 apresenta-se o resultado do modelo e observa-se que na condição imposta nessa simulação tem-se indicações distintas em relação ao nível de aversão ao risco.

Para condições de aversão ao risco menores que 70% tem-se a indicação pela postergação da decisão, enquanto que em níveis maiores ($\rho > 70\%$), os resultados apontam para a contratação no presente.

Assumindo-se que um agente consumidor típico possui uma aversão ao risco de 70%, cuja decisão mescla a contratação no presente e no futuro, o valor global do Custo Esperado e CVaR são, respectivamente, de 222,09 R\$/MWh e 236,90 R\$/MWh, ao passo que no nível de aversão de 80%, com decisão somente na data presente, ambos valores são de 232,46 R\$/MWh.

Figura 63 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje' versus "2015" (Patamar Médio).
Volume ótimo alocado nos Contratos

Índice	Período		Rho											
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_1	jan-15	jun-15	-	-	-	-	-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	Precificação data presente
C_2	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_3	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_4	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_5	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_6	jul-15	dez-15	-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_7	jan-16	dez-16	-	-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_8	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_9	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_10	jan-17	dez-17	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_11	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_12	jan-18	dez-18	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_13	jan-15	jun-15	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	-	-	-	Precificação data futura 2015
C_14	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_15	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_16	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_17	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_18	jul-15	dez-15	-	100.0	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	
C_19	jan-16	dez-16	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	
C_20	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_21	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_22	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_23	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_24	jan-18	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Fonte: Autoria própria

Nesse caso, um consumidor avesso ao risco ($\rho > 80\%$) realizaria todos contratos na data 'hoje'. Em outras palavras, nesse patamar de aversão, postergar a decisão não se torna uma estratégia coerente dado que o patamar médio de preços se concretize, tendo este a probabilidade de ocorrência de 100% na simulação.

4.3.2.4 Data 'hoje' versus Data 'futura' – Patamar Baixo

Por fim, repete-se a mesma simulação anterior, mas agora considerando a possibilidade de ocorrência somente do patamar de preços baixos (grupo 4) no futuro, em conjunto com todos os contratos precificados na data "hoje".

Nessa situação mais otimista para o consumidor - e tomando como base a aversão ao risco maior que 30% (ρ) -, o modelo passa a indicar a postergação da decisão e seleciona o contrato quadrienal '2015-2018', conforme apresentado na Figura 64.

A seleção do contrato quadrienal '2015-2018', atendendo à totalidade da carga durante todo o horizonte, implica em valores globais para o Custo Esperado e CVaR de 148,53 R\$/MWh.

Figura 64 - Caso Consumidor, precificação data 'hoje' versus "2015" (Patamar Baixo).
Volume ótimo alocado nos Contratos

Índice	Período		Rho											
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_1	jan-15	jun-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Precificação data presente
C_2	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_3	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_4	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_5	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_6	jul-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_7	jan-16	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_8	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_9	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_10	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_11	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_12	jan-18	dez-18	-	-	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_13	jan-15	jun-15	-	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	Precificação data futura 2015
C_14	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_15	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_16	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_17	jan-15	dez-18	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_18	jul-15	dez-15	-	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_19	jan-16	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_20	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_21	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_22	jan-17	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_23	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_24	jan-18	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Fonte: Autoria própria

A indicação, - em caso do patamar baixo se concretizar, - difere daquela especificada para outros casos analisados nas simulações anteriores. No caso de sua ocorrência, a indicação é postergar totalmente a decisão para a data futura na condição de aversão ao risco maior que 30%.

4.3.2.5 Custo de Arrependimento

Os resultados das simulações pautadas na decisão entre a data "hoje" e "futura" apontam para a realização da contratação na data presente, quando se considera a possibilidade de ocorrência dos três patamares de preços futuros juntos (alto, médio, baixo) e os patamares alto e médio separados. Nesse cenário, os valores globais do Custo Esperado e do CVaR são de 232,46 R\$/MWh.

A exceção dessa indicação ocorre quando se considera apenas a realização do patamar de preços baixos na data “futura”, situação em que o contrato futuro quadrienal 2015-2018 é selecionado, implicando em valores globais de 148,53 R\$/MWh (Custo Esperado e CVaR).

Nesse caso em específico, ao se postergar a decisão para uma contratação na data “futura” - sem a realização de qualquer contrato na data “presente” e na hipótese do cenário de patamar baixo não se realizar -, o agente incorrerá em um custo de arrependimento por não ter realizado os contratos na data presente e mesmo por ter que contratar no futuro a preços diferentes daqueles esperados.

O custo de arrependimento mede o montante financeiro que o agente desembolsaria no caso de a estratégia assumida no presente, em relação à postergação, não se realizar no futuro, conforme esperado.

Dessa forma, torna-se um instrumento que auxilia o agente no balizamento de sua decisão para atendimento das metas empresariais, em alinhamento com sua política de gerenciamento de risco.

Uma vez que o agente define sua estratégia com a expectativa de que na data futura os preços encontrar-se-ão em um determinado patamar, pergunta-se: qual seria o custo de arrependimento caso a mesma não se realize no futuro?

Para se realizar a análise desse arrependimento, simula-se qual seria a estratégia ótima considerando a ocorrência apenas dos contratos futuros em patamares alto e médio de preços.

Nesse caso, como o propósito é analisar o que ocorreria caso a postergação ocorresse, as simulações não contemplam os demais contratos precificados em data ‘presente’.

Os resultados da seleção dos contratos indicados nas simulações adicionais, patamares alto e médio, são mostrados na Figura 65 e Figura 66. Nos dois casos, para um nível de aversão de 80% - o qual reflete o perfil de um consumidor típico -, o padrão de resposta é similar.

Figura 65 - Caso Consumidor, precificação data “2015” (Patamar Alto). Volume ótimo alocado nos Contratos

Índice	Período		Rho											
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_13	jan-15	jun-15	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	Precificação data futura 2015
C_14	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_15	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_16	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_17	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_18	jul-15	dez-15	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_19	jan-16	dez-16	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_20	jan-16	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_21	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_22	jan-17	dez-17	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_23	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_24	jan-18	dez-18	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

Fonte: Autoria própria

Figura 66 - Caso Consumidor, precificação data “2015” (Patamar Médio). Volume ótimo alocado nos Contratos

Índice	Período		Rho											
			0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	
C_13	jan-15	jun-15	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	Precificação data futura 2015
C_14	jan-15	dez-15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_15	jan-15	dez-16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_16	jan-15	dez-17	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_17	jan-15	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_18	jul-15	dez-15	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_19	jan-16	dez-16	100.0	3.7	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_20	jan-16	dez-17	-	96.3	100.0	100.0	-	-	-	-	-	-	-	
C_21	jan-16	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_22	jan-17	dez-17	-	-	-	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
C_23	jan-17	dez-18	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C_24	jan-18	dez-18	-	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

Fonte: Autoria própria

A Tabela XVIII apresenta o quadro comparativo dos resultados. Para o caso do patamar alto, o Custo Esperado e o CVaR são de 315,58 R\$/MWh, enquanto que para o patamar médio é de, respectivamente, de 217,16 R\$/MWh e 248,00 R\$/MWh.

Tabela XVIII - Resultados valores globais. Custo Esperado e do CVaR [R\$/MWh].

	Precificação Futura (patamares)			Precificação
	Baixo	Médio	Alto	Hoje
Custo Esperado	148,53	217,16	315,58	232,46
CVaR	148,53	248,00	315,58	232,46

Fonte: Autoria própria

Os resultados apontam que, no caso do agente consumidor apostar no cenário de preços baixos, ele pode vir a ter um arrependimento grande, haja vista o cenário esperado não ocorrer (especificamente no caso aqui demonstrado, essa probabilidade é de 68,45%), pois os resultados com precificação ‘futura’, patamares

médio e alto, levam a valores globais maiores do que aquele que seriam obtidos caso fosse adotada a estratégia predominante - ressaltando, a de contratação total no presente a um Custo Esperado e CVaR de 232,46 R\$/MWh.

Analisando somente pela perspectiva do CVaR, tem-se que o agente apostaria em um valor futuro de 148,53 R\$/MWh em detrimento de um garantido de 232,46 R\$/MWh no presente e com possibilidade grande (68,45%) de vir a se expor em 248,00 R\$/MWh ou 315,58 R\$/MWh. Em outras palavras, apostando em uma economia de aproximadamente 83,93 R\$/MWh ($232,46 - 148,43$ R\$/MWh), poderá se arrepender em 99,47 R\$/MWh ($248,00 - 148,53$ R\$/MWh) ou pior, em 166,65 R\$/MWh ($315,58 - 148,53$ R\$/MWh).

Nesse caso, um agente racional e avesso ao risco tomaria a decisão pautada na realização da contratação no presente, conforme os resultados apontaram na maioria dos casos.

4.4 Conclusões e Considerações Finais

Nesse capítulo, abordou-se a questão das estratégias de contratação para consumidores livres que podem negociar seus contratos de suprimento de energia bilateralmente com geradores e comercializadores. Para auxiliar esse agente na tomada de decisão, propôs-se um modelo de otimização estocástica com a métrica de risco CVaR incorporada, a fim de medir o risco no qual esse agente possa incorrer no ato de sua decisão.

Como complemento, incluiu-se o fator de aversão ao risco rho, que pondera o Custo Esperado e o CVaR na função objetivo e, com efeito, permite a análise das decisões ótimas em função da aversão do agente ao risco.

Assumiu-se a premissa que esse tipo de agente tem como opção a realização de contratos com distintos preços, prazos e volume de entrega, ou mesmo realizar contratos de curtíssimo prazo, representados pelo valor de PLD no modelo - única fonte de incerteza com a qual se trabalhou nesse caso. A demanda do agente também foi considerada como pré-determinada.

As análises realizadas apontaram que o modelo desenvolvido atende à questão principal do agente consumidor no que tange à necessidade de definir sua estratégia de contratação, respeitando seu apetite ao risco.

A estratégia a ser adotada quando se tem uma gama de contratos candidatos sendo ofertada no mercado, não é algo trivial, e o modelo cumpre sua função de suporte à tomada de decisão nesse aspecto.

Observa-se também que, dados os cenários de preços, o modelo foi capaz de definir uma seleção de contratos, mesclando a de curto, médio e longo prazo, a depender das condições de contorno assumidas.

Outro ponto de destaque reside no fato de o modelo ser facilmente customizado para análise de casos mais complexos, como foi a situação na qual se analisou a possibilidade da tomada de decisão ser realizada na data presente ou futura.

A utilização de contratos com patamares de preços futuros distintos - que traz um caráter estocástico ao modelo - possibilitou uma análise bastante realista sobre esse tema. Viu-se que há situações nas quais a postergação é a estratégia a ser seguida e, em outras, não. À parte dos resultados obtidos, o que se ressalta aqui é o potencial do ferramental desenvolvido em auxiliar esse tipo de análises, cuja ocorrência é muito comum no dia a dia dos agentes de mercado.

Os resultados obtidos definem a política de contratação ótima dos consumidores simulados, como consequência da minimização da função convexa custo versus risco, sendo que a composição ótima de portfólio depende do apetite ao risco desses agentes e, também, da análise particular no que concerne aos cenários de evolução dos preços, influenciando a tomada de decisão, em função do cotejo entre ganhos potenciais (custos evitados) e o custo de arrependimento de haver tomado uma decisão inadequada no presente, *vis-à-vis* à realização dos cenários no futuro.

O modelo para o agente consumidor desenvolvido no presente estudo serve como base para aprimoramentos futuros. Por exemplo, é possível expandir o modelo considerando-se a possibilidade de o agente consumidor livre de grande porte possuir unidades geradoras próprias; caso em que seria importante representar a opção por auto-geração versus a de compra direta no mercado de curto prazo e via contratos de suprimento.

Outro avanço seria o de explorar a capacidade desse agente em executar a compra e venda de energia, onde a opção de redução no consumo em troca da venda do excedente no MCP fosse contemplada.

Em adição, observa-se que alguns recursos incorporados no modelo não foram utilizados no estudo de caso por efeito de limitação de escopo para discussão, mas cabe aqui destacar a possibilidade de sazonalizar a entrega dos contratos e a demanda do agente. Outro ponto é o de se trabalhar com contratos com preços escalonados.

O conceito de tomada de decisão entre a data presente e data futura permite sua aplicação no modelo desenvolvido para o caso do agente gerador. A customização do modelo para permitir tais análises apresenta-se totalmente factível.

5 MODELO PARA AGENTE COMERCIALIZADOR E ESTUDOS DE CASO

Este capítulo apresenta um modelo para suporte à tomada de decisão dos agentes comercializadores no ACL. Na primeira parte do capítulo, introduz-se brevemente a questão central enfrentada por esses agentes, com base na revisão bibliográfica sobre os modelos já implementados, como subsídio para o desenvolvimento em suas atividades comerciais. Na sequência, apresenta-se a proposta de modelo de otimização estocástica com métrica de risco CVaR incorporada, onde se explica as principais premissas assumidas e os equacionamentos requeridos. Um estudo de caso ilustra a aplicação do modelo como forma de salientar sua importância no suporte às atividades do agente comercializador e à contribuição ao tema. Fecha-se o capítulo com uma discussão sobre as principais conclusões e considerações finais.

5.1 Introdução

Nos capítulos anteriores mostrou-se que os agentes geradores desejam maximizar seu retorno através da venda da produção para o atendimento de suas metas corporativas, enquanto que os consumidores buscam minimizar o custo pela aquisição dos contratos de suprimento de energia. Em ambos os casos, mostrou-se que tais decisões devem ser pautadas em critérios de risco estabelecidos pelas empresas (CVaR e aversão ao risco). No presente capítulo aborda-se a questão dos agentes comercializadores⁷ que atuam como intermediários e promovem o encontro eficiente entre geradores e consumidores, visando auferir lucro com a realização de operações de compra e venda de contratos.

O agente de comercialização de energia elétrica tem papel fundamental no mercado em que atua, pois, sua atividade principal de compra e venda de contratos tanto gera liquidez no mercado, como permite que operações sejam realizadas entre partes interessadas, reduz os custos de transação, promove a competição entre oferta e demanda e ajuda a estabilizar o preço da energia no mercado.

⁷ Os agentes comercializadores de energia são aqueles titulares de autorização, concessão ou permissão para fins de realização de operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE, visando ao atendimento do consumidor final.

Ademais, as empresas comercializadoras atuam como conselheiros de seus clientes, sobretudo em relação aos consumidores livres, orientando-os sobre estratégias a serem adotadas com base no panorama estrutural e conjuntural do setor, as políticas corporativas de suprimento e perfil de aversão ao risco do cliente.

De maneira geral, a lógica primária da atividade de uma comercializadora é a de auferir lucro através da aquisição de contratos de energia a preços menores em uma ponta (agente gerador) para revenda a preços maiores na outra (agente consumidor). Para tanto, esse agente tem como base as regras do mercado, os condicionantes para realização das operações (liquidez, oferta, demanda, preços dos contratos, etc.) e sua política corporativa em relação à tomada de decisão.

Ocorre que, no mercado de energia elétrica, essa rotina - aparentemente óbvia - possui algumas particularidades que trazem maior complexidade ao tema e envolvem riscos, conforme se destaca a seguir.

Primeiramente, tem-se a questão do lastro comercial. Uma comercializadora, assim como o agente gerador, deve possuir lastro⁸ para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos. Dessa forma, as operações das comercializadoras de energia devem ser casadas no tempo, no sentido de que, para vender um contrato, esta deve ter um lastro associado durante sua vigência, no momento da contabilização no mercado de curto prazo. Pelo contrário, a comercializadora fica sujeita às penalidades por insuficiência de lastro, quando apurada a contabilização e liquidação das diferenças, ou com a necessidade de compra no Mercado de Curto Prazo (MCP), para que não seja penalizado.

Outra questão que afeta as operações das comercializadoras reside no tipo de contratos com os quais estrutura sua operação. Considere-se o caso dos contratos de compra e venda por quantidade e disponibilidade.

No contrato por quantidade, o volume de entrega negociado pode ser fixo ou possuir cláusulas de flexibilidade em relação ao montante declarado ou medido. Os preços desses contratos podem ser fixos ou escalonados no tempo, sobretudo no caso de contratos de longo prazo, nos quais os preços podem ser diferentes em cada período do horizonte (por exemplo, alterando em cada ano).

⁸ O lastro de venda será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, mediante contratos de compra de energia ou de potência (Decreto nº 5.163/2004).

A questão em relação a esse tipo de contrato decorre do fato de que nem sempre o prazo dos contratos de compra são os mesmos dos requeridos para venda. Um descasamento temporal resultaria na necessidade de compra no mercado de curto prazo, ou seja, sujeito às incertezas em relação ao PLD ou celebração de contratos com menor período, cobrindo o horizonte.

No caso dos contratos de compra da curva de produção, o agente compra os direitos sobre a produção de uma usina geradora (total ou parcial), pagando um preço fixo mensal em função da expectativa de produção, mais a parcela correspondente à garantia física (GF) associada. Desse modo, o detentor do contrato, ao pagar uma quantia fixa, adquire o direito tanto sobre a geração (variável) quanto sobre a garantia física (fixa) da unidade geradora, tomando o risco de geração para si e, em contrapartida, adquirindo uma 'placa' maior para efeito de lastro nas operações de comercialização, correspondente à GF associada. Nesse caso, além da incerteza sobre o PLD, tem-se a incerteza sobre a geração, ambos influenciando na contabilização no MCP.

Esses dois tipos de contratos são os mais comuns no mercado nacional e a seleção daqueles que maximizam o retorno da carteira é uma tarefa do agente comercializador, que precisa equacionar em uma ponta os contratos para compra, e na outra, os para a venda, com base na questão do lastro comercial e sua política corporativa e confrontando-se com os riscos envolvidos.

Como se viu, a atividade comercial envolve uma série de fatores, o que ressalta a importância da existência de ferramentas capazes de auxiliar o tomador de decisão, nesse caso, o agente comercializador. Na literatura encontra-se estudos com foco nessa temática, propondo modelos de otimização estocástica que consideram como fontes de incerteza a demanda, a geração e o preço *spot*, dentre outros. Um outro ponto a se destacar é o emprego de métricas de risco associado a modelos estocásticos como forma de gerenciar o risco do portfólio.

Como exemplo, é possível citar o estudo de Arfux (2004), que apresenta um modelo de gerenciamento de risco para um agente comercializador nacional que deseja realizar contratos bilaterais de compra e venda, do tipo 'opções' e 'por quantidade com cláusula de flexibilidade medido pelo declarado'. O modelo se baseia na teoria moderna de portfólio criada por Markowitz, onde se busca a minimização da variância da carteira, estabelecendo a diversificação dos ativos como forma de minimização de risco.

Em Torres (2006), apresenta-se um modelo de otimização baseado na teoria das opções para avaliação de portfólio de contratos de compra e venda de energia elétrica, incorporando as flexibilidades inerentes à atividade de comercialização, de forma a quantificar os riscos associados a essa atividade e determinar o valor adicionado ao portfólio pelas flexibilidades.

No estudo de Street et al. (2009) é proposto um modelo de otimização estocástica em que a comercializadora deseja maximizar sua receita ao definir o montante a se contratar de cada fonte renovável considerada (biomassa e PCH), com contratos do tipo 'por disponibilidade', e o montante a ser vendido via contratos 'por quantidade'. O modelo incorpora a métrica de risco CVaR, que exerce o controle do risco ao ser limitado por um risco mínimo requerido pelo agente em cada período.

Em Gomes et al. (2010), tem-se um modelo de otimização estocástica para análise de operações descasadas de uma comercializadora, isto é, quando em uma ponta o preço é travado em longo prazo, e na outra, em curto prazo. O modelo proposto visa à maximização da medida Ômega com restrições de VaR para obtenção da composição ótima entre os contratos de compra e os de venda. A medida Ômega, por definição, leva em conta um nível de retorno ou o valor chamado de "limite", definido exogenamente, o qual é a fronteira entre o que se considera como ganho e perda (acerca dessa temática, conferir KEATING; SHADWICK, 2002).

Ruiz-Peinado (2008) aborda o problema do comercializador através de um modelo estocástico dois-estágios, onde as fontes de incertezas são o preço *spot* e a curva de demanda dos clientes da comercializadora (consumidores). Busca-se determinar o montante de compra e venda através da celebração de contratos de curto e médio prazo ou diretamente do mercado de curto prazo. A solução ótima é encontrada pela maximização da função objetivo, que incorpora a expectativa de receita mais o CVaR, multiplicado por um fator de ponderação entre os mesmos para representação da aversão ao risco do agente.

Por sua vez, Kettunen et al. (2010) propõem um modelo estocástico multi-estágio de otimização, o qual considera como fontes de incertezas a carga do consumidor e o preço *spot*. O modelo incorpora o CVaR de forma a controlar o risco em estágios intermediários dentro do horizonte de planejamento.

Por fim, cita-se o trabalho de Rocha e Kuhn (2012), que apresentam um modelo de otimização estocástica multi-estágio de média-variância para o gerenciamento do risco em um portfólio de derivativos compostos, por contratos

futuros e opções, de uma comercializadora que deseja oferecer um produto para atendimento da demanda específica de um consumidor. O preço *spot* e a demanda do consumidor são fontes de incertezas nesse modelo.

De acordo com o exposto, a tomada de decisão de um agente comercializador não é uma tarefa trivial e envolve diversos fatores e incertezas que afetam os resultados e implicam em riscos financeiros.

Nesse contexto, surge a motivação do presente estudo em propor uma contribuição para o caso do comercializador através do desenvolvimento de um modelo de otimização estocástica que contemple a vertente de gestão do risco via CVaR e que sirva como ferramental para suporte à análise de decisão desse tipo de agente.

5.2 Modelagem

Um dilema típico enfrentado pelos agentes comercializadores reside na seleção dos contratos e na definição do montante a ser comercializado em cada um dos contratos de compra e venda, de forma a maximizar o retorno sobre suas operações, respeitando o critério de risco da comercializadora.

Com base nesse propósito central e seguindo a linha de pesquisa da presente Tese, o modelo proposto visa maximizar a função convexa entre a Receita Esperada e o CVaR, ponderados pelo nível de aversão-ao-risco do agente comercializador.

As variáveis de decisão do modelo definem os percentuais de contratação (em relação ao volume máximo disponível) a serem celebrados em cada um dos contratos candidatos a serem considerados no portfólio; assim, busca-se selecioná-los através da indicação do montante a ser contratado (compra e venda) em cada um dos contratos ofertados.

O modelo pode ser dividido em dois blocos: o da compra e o da venda. No da compra são considerados três tipos de contratos: (i) existente, tipo por quantidade; (ii) candidato para compra direta no mercado, tipo por quantidade; e (iii) candidato para compra direta das usinas, tipo por disponibilidade (compra da curva de produção e garantia física associada). No bloco da venda consideram-se dois tipos de contratos: (i) existente, tipo por quantidade; e (ii) candidato de venda, tipo por quantidade.

A Figura 67 apresenta um esquemático geral de uma operação de compra e venda para uma comercializadora, considerando-se os contratos candidatos modelados. Os índices ' u ', ' y ' e ' x ' são variáveis de decisão e indicam os percentuais ótimos para comercialização dos contratos de compra das usinas (u) e de compra (y) e venda (x) diretamente no mercado.

Fonte: Autoria própria

Os contratos candidatos e existentes compõem o lastro comercial para as operações da comercializadora e, por consequência, influenciam a exposição do agente no mercado de curto prazo. A modelagem desenvolvida permite considerar múltiplos contratos do tipo existente e candidato, exceção para o contrato candidato de compra direta de cada usina, onde o modelo foi restringido a se considerar apenas um contrato por tipo de usina.

Para os contratos existentes, insere-se no modelo as condições acordadas em relação ao volume, preço e prazo em vigor. Nos contratos candidatos, define-se o montante máximo a contratar, o preço e o prazo, deixando o modelo apontar qual a porcentagem do montante máximo a ser contratada em cada instrumento selecionado. Contratos com início de vigência futura também são modelados.

Nesse modelo das comercializadoras, assume-se a premissa que as empresas seguem a política de gerenciamento para a contabilização do risco a cada semestre, isto é, contabiliza-se o CVaR a cada semestre do horizonte de estudo. São fontes de incertezas o preço *spot* (PLD) e a geração das usinas.

A seguir apresenta-se a descrição do modelo, que inclui as notações utilizadas para os índices, as variáveis de decisão e os parâmetros, além das fórmulas.

Índices:

v :	Contrato candidato de venda pertencente ao conjunto V
ve :	Contrato existente de venda pertencente ao conjunto VE
c :	Contrato candidato de compra pertencente ao conjunto C
ce :	Contrato existente de compra pertencente ao conjunto CE
u :	Unidade geradora pertencente ao conjunto U
t :	Tempo t pertencente ao conjunto T (total de meses no horizonte)
s :	Cenário s pertencente ao conjunto S (PLD e Geração)
i :	Semestre i pertencente ao conjunto I de semestres no horizonte

Variáveis de Decisão:

x_u, y_c, z_v :	Percentual de contratação do contrato $u \in U, c \in C, v \in V$. [0,1]	[%]
A_i :	Variável auxiliar cujo valor corresponde ao VaR no semestre $i \in I$	[R\$]
$a_{i,s}$:	Variável auxiliar utilizada para o cômputo do CVaR em $i \in I$ e cenário $s \in S$	[R\$]

Parâmetros principais:

$R_{t,s}$:	Receita líquida no tempo $t \in T$ e cenário $s \in S$	[R\$]
$R_{i,s}$:	Receita líquida no semestre $i \in S$ e cenário $s \in S$	[R\$]
$V_{v,t}, V_{c,t}$:	Volume máximo a ser alocado em cada contrato candidato $v \in V$ e $c \in C$ no tempo $t \in T$	[MWm]
$V_{ve,t}, V_{ce,t}$:	Volume alocado em cada contrato existente $ve \in VE$ e $ce \in CE$ no tempo $t \in T$	[MWm]
$GF_{u,t}$:	Garantia física das unidades geradoras $u \in U$ no tempo $t \in T$	[MWm]
$G_{u,t,s}$:	Geração das unidades geradoras $u \in U$ no tempo $t \in T$ e cenários $s \in S$	[MWm]
$\varphi_{v,t}, \varphi_{c,t}, \varphi_{ve,t}, \varphi_{ce,t}$:	Perfil de entrega dos contratos $v \in V, c \in C, ve \in VE, ce \in CE$ no tempo $t \in T$	[—]
$P_v, P_{ve}, P_c, P_{ce}, P_u$:	Preço dos contratos $v \in V, ve \in VE, c \in C, ce \in CE, u \in U$	[R\$ /MWh]
p_s :	Probabilidade de ocorrência do cenário $s \in S$	[%]
ρ :	Parâmetro de aversão ao risco	[%]
r :	Taxa de retorno	[%]

Função Objetivo:

maximizar

$$\sum_{i \in I} \frac{1}{(1+r)^i} \cdot \left[(1-\rho) \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot R_{i,s}) + \rho \cdot \left(A_i - \frac{1}{\alpha} \cdot \sum_{s \in S} (p_s \cdot a_{i,s}) \right) \right] \quad (1)$$

Despesa com contratos de compra:

Contratos Candidatos de Compra “Usinas” + Contratos Candidatos de Compra “Mercado” + Contratos Existentes de Compra

$$\sum_{u \in U} P_u \cdot GF_{u,t} \cdot h_t \cdot x_u + \sum_{c \in C} P_c \cdot V_{c,t} \cdot \varphi_{c,t} \cdot h_t \cdot y_c + \sum_{ce \in CE} P_{ce} \cdot V_{ce,t} \cdot \varphi_{ce,t} \cdot h_t \quad (2)$$

Receita com contratos de venda:

Contratos Candidatos de Venda + Contratos Existentes de Venda + (Geração Usinas + Contratos Candidatos de Compra “Mercado” + Contratos Existentes de Compra – Contratos Candidatos de Vendas – Contrato Existentes de Venda) x PLD

$$\begin{aligned} \sum_{v \in V} P_v \cdot V_{v,t} \cdot \varphi_{v,t} \cdot h_t \cdot z_v + \sum_{ve \in VE} P_{ve} \cdot V_{ve,t} \cdot \varphi_{ve,t} \cdot h_t \\ + \left(\sum_{u \in U} G_{u,t,s} \cdot x_u + \sum_{c \in C} V_{c,t} \cdot \varphi_{c,t} \cdot y_c + \sum_{ce \in CE} V_{ce,t} \cdot \varphi_{ce,t} \right. \\ \left. - \sum_{v \in V} V_{v,t} \cdot \varphi_{v,t} \cdot z_v - \sum_{ve \in VE} V_{ve,t} \cdot \varphi_{ve,t} \right) \cdot \pi_{t,s} \cdot h_t \end{aligned} \quad (3)$$

Receita Líquida = Receita - Despesa

$$\begin{aligned} R_{t,s} = \sum_{v \in V} P_v \cdot V_{v,t} \cdot \varphi_{v,t} \cdot h_t \cdot z_v + \sum_{ve \in VE} P_{ve} \cdot V_{ve,t} \cdot \varphi_{ve,t} \cdot h_t \\ + \left(\sum_{u \in U} G_{u,t,s} \cdot x_u + \sum_{c \in C} V_{c,t} \cdot \varphi_{c,t} \cdot y_c + \sum_{ce \in CE} V_{ce,t} \cdot \varphi_{ce,t} \right. \\ \left. - \sum_{v \in V} V_{v,t} \cdot \varphi_{v,t} \cdot z_v - \sum_{ve \in VE} V_{ve,t} \cdot \varphi_{ve,t} \right) \cdot \pi_{t,s} \cdot h_t \\ - \left(\sum_{u \in U} P_u \cdot GF_{u,t} \cdot h_t \cdot x_u + \sum_{c \in C} P_c \cdot V_{c,t} \cdot \varphi_{c,t} \cdot h_t \cdot y_c \right. \\ \left. + \sum_{ce \in CE} P_{ce} \cdot V_{ce,t} \cdot \varphi_{ce,t} \cdot h_t \right) \end{aligned} \quad (4)$$

Receita Semestral:

$$R_{i,s} = \sum_{t=1}^6 R_{[(i-1) \cdot 6 + t],s} \cdot \frac{1}{(1+r')^t} \quad (5)$$

Restrição para Lastro Comercial:

Volume Alocado em Contratos Candidatos de Venda + Volume Alocado em Contratos Existentes de Venda ≤ Lastro das Usinas + Volume Alocado em Contratos Candidatos de Compra + Volume Alocado em Contratos Existentes de Compra

$$\sum_{v \in V} V_{v,t} \cdot z_v + \sum_{ve \in VE} V_{ve,t} \leq \left(\sum_{u \in U} GF_{u,t} \cdot x_u + \sum_{c \in C} V_{c,t} \cdot y_c + \sum_{ce \in CE} V_{ce,t} \right) \quad (6)$$

Restrições para cômputo do CVaR:

$$\begin{aligned} a_{i,s} &\geq A_i - R_{i,s} \\ a_{i,s} &\geq 0 \end{aligned} \tag{7}$$

A Função Objetivo do modelo, equação (1), visa à maximização da Receita Esperada (primeiro termo dentro dos colchetes) e do CVaR (segundo termo), ponderados pelo parâmetro de aversão ao risco (ρ) e trazidos a valor presente. A equação foi ajustada para a contabilização do CVaR em cada semestre, seguindo a premissa adotada para a política de gestão de risco do comercializador e, dessa forma, tanto a Receita Esperada quanto o CVaR foram modelados como os resultados dos semestres.

A equação (2) contabiliza a Despesa com a aquisição dos contratos, onde se considera os contratos candidatos de compra da curva de produção das usinas e os de compra direto do mercado, além daqueles existentes do tipo por quantidade.

Na equação (3) tem-se a formulação para o cômputo da Receita proveniente da venda dos contratos e a contabilização no MCP entre o montante adquirido (compra) e o vendido.

Observa-se que, como o contrato das usinas é do tipo “compra da curva de produção”, no cômputo da despesa desse contrato considera-se o custo pela “aquisição” da garantia física da usina, e no cômputo da receita considera-se a contabilização entre a energia efetivamente gerada e a alocada para venda, além das parcelas fixas dos volumes negociados através dos contratos compra e venda.

No modelo, para todos os contratos de compra e venda, é possível atribuir um perfil de entrega (*flat* ou sazonal) e definir distintos prazos e períodos de entrega de cada um deles, dentro do horizonte de análise.

A equação (4) apresenta o equacionamento para o cálculo da Receita Líquida mensal, por cenário, onde se tem o encontro entre a Receita e a Despesa. A equação (5) é a formula utilizada para calcular a Receita Líquida em cada semestre e cenário.

O controle do lastro comercial é realizado impondo-se a restrição da equação (6). Nela, garante-se a condição de não-alavancagem nas operações da comercializadora, isto é, o montante nominal total de compra deve ser maior ou igual ao de venda em cada período de tempo, evitando a penalização por falta de lastro.

Em caso de *surplus*, implicitamente o modelo indica a venda do excedente diretamente no mercado de curto prazo.

As restrições da equação (7) em conjunto com a equação (1), segundo termo, formam as equações para o cálculo do CVaR, conforme apresentado em Rockfellar e Uryasev (2000).

O modelo foi programado em linguagem *Mosel* e processado no *software Fico-Xpress*, com auxílio de planilhas desenvolvidas no MS-Excel.

5.3 Estudo de Caso

A aplicação do modelo para uma comercializadora é ilustrada através de um estudo de caso prático, no qual assume-se que a empresa deseja definir sua estratégia de compra e venda de contratos tendo a opção de compra via contratos: (i) por disponibilidade (curva de produção) de uma usina hidrelétrica e de uma eólica ou (ii) através de contratos de compra por quantidade diretamente do mercado. Como estratégia de venda tem-se a opção pela celebração de contratos por quantidade.

Pelo lado da compra, deseja-se definir o percentual de contratação da curva de produção da eólica e da hidrelétrica (medido em percentual da garantia física de cada usina), além do percentual de compra direta no mercado (contrato por quantidade). Pelo lado da venda, deseja-se definir o percentual ótimo do montante a ser alocado em um contrato de venda, sendo esse montante ótimo lastreado pelo *mix* formado pelo montante adquirido e a GF associada dos contratos de compra.

Em todas as simulações adotou-se como premissa que a garantia física da usina hidrelétrica é de 30,00 MWm e da eólica 26,70 MWm. O montante máximo para compra em cada contrato candidato diretamente do mercado é 20,00 MWm, das usinas é equivalente às suas respectivas garantias físicas e, para o contrato de venda, é de 20,00 MWm. Ou seja, há maior oferta para compra em relação à venda. Todos contratos possuem igual duração de 36 meses, cobrindo o horizonte do estudo. Adotou-se como política de gerenciamento de risco a contabilização do CVaR a cada semestre, com nível de confiança de 5%.

A Figura 68 ilustra o perfil médio dos cenários de geração das usinas e do PLD durante o horizonte considerado. A geração entre as duas fontes é complementar e os momentos de maior geração eólica coincidem com os de PLD mais elevados. Esses fatores influenciam nas respostas do modelo apresentadas a seguir.

Fonte: Autoria própria

5.3.1 Montante ótimo de compra das usinas hidráulica e eólica

Nesta primeira análise assume-se como premissa a possibilidade para compra da curva de produção da usina hidráulica e eólica, sem opção de compra via contrato direto do mercado. Busca-se dessa forma analisar o desempenho da operação casada de compra e venda, envolvendo as duas usinas, através da definição do montante a ser contratado de cada uma delas, segundo o nível de aversão ao risco assumido pela empresa comercializadora. Nas simulações varia-se a aversão de totalmente neutra ao risco ($\rho = 0\%$) à aversão ao risco (100%), em passos de 10%.

A Tabela XIX ilustra os resultados da simulação considerando o preço de 200,00 R\$/MWh do contrato de venda candidato e variando o preço de compra da curva de produção das duas usinas de 150,00 a 190,00 R\$/MWh.

Assume-se um mesmo preço de compra para ambas as usinas, para comparação do desempenho delas. Em todos os patamares, ocorre a indicação para venda do montante total (20 MWm).

Conforme se pôde observar, nos patamares de preços analisados há indicação somente da compra da curva de produção da usina eólica, exceção para o nível máximo de aversão ao risco (100%) em que se tem o predomínio na indicação para compra de ambas usinas.

Tabela XIX - Sensibilidade ao Preço de compra e Alocação ótima

Aversão ao Risco	Alocação (MWm)									
	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica
0%	-	26.7	-	26.7	-	20.0	-	20.0	-	20.0
10%	-	26.7	-	22.9	-	20.0	-	20.0	-	20.0
20%	-	22.9	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
30%	-	22.7	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
40%	-	21.1	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
50%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
60%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
70%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
80%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
90%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0
100%	3.9	16.1	3.9	16.1	3.9	16.1	3.9	16.1	-	-
Preço Compra (R\$/MWh)	150.00		160.00		170.00		180.00		190.00	

Fonte: Autoria própria

Em baixa aversão ao risco, tem-se a indicação para a contratação acima do volume máximo de venda (20 MWm) nos patamares de preços de compra de 150,00 e 160,00 R\$/MWh, com formação de um *hedge* fruto do montante de compra ser superior ao de venda, que nesse caso aumenta a receita esperada, mas carrega consigo um aumento no risco (menor valor do CVaR), conforme é possível observar na Figura 69, ilustrativa dos resultados de risco e retorno para o patamar de preço de compra de 150,00 R\$/MWh.

Na Figura 69, pode-se observar que no patamar de aversão ao risco entre 45 a 90% há uma melhor eficiência da relação entre o CVaR e a receita esperada, no sentido de que, até essa faixa de aversão, ocorre uma diminuição pequena da receita esperada se comparada ao ganho na melhora do risco, traduzido pelo aumento do

valor do CVaR. Note-se que, a partir dessa faixa, há uma grande piora na receita esperada, sem ganhos significativos de CVaR.

O predomínio da indicação da compra via usina eólica é reflexo do fato de essa usina ter um perfil de geração acima de sua garantia física (decorrente do cálculo da GF com o P90), enquanto a usina hidráulica possui cenarização de alocação de energia (devido ao GSF) abaixo de sua garantia física - o que aumenta o risco dessa fonte -, por consequência, permite concluir que essa opção não é melhor do que a opção eólica. Ademais, a correlação positiva entre a geração da eólica com o PLD influencia na venda da produção, alocando parte da geração no contrato de venda, e outra liquidando diretamente no mercado de curto prazo.

Figura 69 - Risco x Retorno para preço de compra de 150,00 R\$/MWh

Fonte: Autoria própria

Cabe destacar que, apesar de se obter uma indicação para compra da eólica nos patamares de preço analisados, quanto maior o valor de compra, menor a receita esperada para a empresa e maior o risco.

Por exemplo, para o patamar de preço de compra de 180,00 R\$/MWh, e para uma aversão ao risco de 80% (dentro da faixa de melhor eficiência), tem-se uma

expectativa de receita de R\$ 22,00 milhões para um CVaR de R\$ 4,20 milhões. Para o patamar de preço de 150,00 R\$/MWh, esses valores aumentam para R\$ 38,00 milhões de expectativa de receita e R\$ 20,00 milhões de CVaR.

5.3.2 *Preço de equilíbrio entre compra via usina eólica e hidráulica*

A simulação anterior evidenciou que a usina eólica é mais competitiva do que a usina hidro dentro da operação comercial proposta e considerando a cenarização adotada para geração e PLD. Nessa simulação, será analisado o *spread* entre o preço de compra da eólica e da hidráulica, de modo que a hidráulica passe a ser opção de maior alocação em relação à eólica. Essa informação é útil ao comercializador tendo em conta a negociação do preço de compra com cada usina e a análise do efeito sobre o desempenho de sua carteira nessa operação.

Com esse objetivo, fixou-se o preço de compra da eólica em 170,00 R\$/MWh e aplicou-se deságios sobre o valor de compra da usina hidráulica até que esta passasse a receber uma indicação de alocação maior do que a eólica. O preço de venda é fixado em 200,00 R\$/MWh e os montantes máximos seguem os mesmos.

A Tabela XX apresenta os resultados da alocação para compra das usinas hidro e eólica para cinco patamares de preços de compra da usina hidráulica (130,00-170,00 R\$/MWh) e em função do nível de aversão ao risco (0-100%). Em todos os patamares ocorre a indicação para venda do montante total (20 MWm).

De forma similar ao evidenciado na simulação anterior, no mesmo preço de compra das duas usinas (170,00 R\$/MWh) há predominio na escolha da usina eólica, seja qual for a aversão ao risco da comercializadora. O padrão de resultado dessa simulação mostra que, quanto menor o preço de compra da hidro, menor será a alocação na eólica e maior será na hidro; quanto maior a aversão ao risco, maior é essa tendência.

Tomando-se como exemplo o nível de aversão ao risco de 80%, o ponto de equilíbrio na alocação dessas duas usinas encontra-se próximo ao patamar de 150,00 R\$/MWh.

Tabela XX - Sensibilidade ao preço de compra Usina Hidro – Alocação Ótima

Aversão ao Risco	Alocação (MWm)									
	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica	Hidro	Eólica
0%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0	30.0	-
10%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	-	20.0	25.8	-
20%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	5.4	14.7	25.5	-
30%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	9.9	11.2	20.7	3.2
40%	-	20.0	-	20.0	-	20.0	13.2	8.5	20.1	3.5
50%	-	20.0	-	20.0	5.1	14.9	14.4	7.7	19.5	4.3
60%	-	20.0	-	20.0	6.3	13.6	14.4	7.7	19.2	4.3
70%	-	20.0	3.9	16.0	8.4	12.3	14.4	7.7	19.2	4.3
80%	-	20.0	4.2	15.7	9.9	11.2	14.7	7.5	19.2	4.3
90%	-	20.0	5.1	14.9	11.1	10.4	16.5	6.1	19.2	4.3
100%	3.9	16.1	6.3	13.6	12.0	9.6	16.5	6.1	19.2	4.3
Preço Hidro (R\$/MWh)	170.00		160.00		150.00		140.00		130.00	

Fonte: Autoria própria

Em verdade, uma análise detalhada aponta 148,50 R\$/MWh como valor de equilíbrio, com a indicação de compra de 10,50 MWm da usina hidro e 11,00 MWm da usina eólica. Nesse patamar, tem-se a indicação de venda de 20,00 MWm, o que indica um *hedge* de 1,50 MWm nessa operação. Nesse nível de aversão ao risco, o *spread* entre os preços de compra das usinas é de 21,50 R\$/MWh.

5.3.3 Montante ótimo de compra via usinas e contrato por quantidade

Nesta simulação, foca-se a situação onde a comercializadora tem como opção de compra não somente a curva de produção das usinas hidro e eólica, mas também via contrato de compra por quantidade. Dessa forma, aumenta-se as alternativas para compra do montante requerido, mantendo-se a situação de venda através do contrato por quantidade.

As premissas dos montantes de compra e venda para comercialização seguem as mesmas, sendo que o contrato de compra por quantidade do mercado será limitado ao valor de 20 MWm. O preço do contrato de venda segue fixado em 200,00 R\$/MWh.

A Tabela XXI apresenta o quadro resumo das simulações realizadas considerando-se os preços de compra das usinas hidro e eólica, respectivamente, de 148,50 e 170,00 R\$/MWh (preço de equilíbrio entre as fontes) e do contrato de compra por quantidade (contrato 'mercado') nos patamares de preços de 150,00, 160,00 e 170,00 R\$/MWh. Em todos os patamares ocorre a indicação para venda do montante total (20 MWm).

O contrato de compra do 'mercado' com preço de 150,00 R\$/MWh recebe a indicação de alocação máxima (20,00 MWm) em todos os níveis de aversão ao risco, exceto para o caso totalmente neutro ao risco ($\rho=0\%$), em que se indica a contratação de 20,00 MWm via usina eólica. Nesse patamar, o volume de compra é igual ao volume de venda em qualquer nível de aversão ao risco.

Tabela XXI - Sensibilidade ao preço de compra 'Mercado' – Alocação Ótima

Aversão ao Risco	Alocação (MWm)								
	Hidro	Eólica	Merc	Hidro	Eólica	Merc	Hidro	Eólica	Merc
0%	-	20.0	-	-	20.0	-	-	20.0	-
10%	-	20.0	-	-	20.0	-	-	-	20.0
20%	-	20.0	-	-	20.0	-	-	-	20.0
30%	-	20.0	-	-	20.0	-	-	-	20.0
40%	3.9	16.0	-	-	-	20.0	-	-	20.0
50%	5.4	14.7	-	-	-	20.0	-	-	20.0
60%	8.4	12.3	-	-	-	20.0	-	-	20.0
70%	9.9	11.2	-	-	-	20.0	-	-	20.0
80%	11.1	10.4	-	-	-	20.0	-	-	20.0
90%	-	-	20.0	-	-	20.0	-	-	20.0
100%	-	-	20.0	-	-	20.0	-	-	20.0
Preço Mercado (R\$/MWh)	170.00			160.00			150.00		

Fonte: Autoria própria

No patamar de preço para o contrato 'mercado' em 160,00 R\$/MWh, situado entre os preços de 'equilíbrio' da usina eólica (170,00 R\$/MWh) com a hidro (150,00 R\$/MWh), tem-se a indicação pela contratação máxima do contrato 'mercado' para aversões ao risco maiores que 40%; abaixo desse valor indica-se contratar via usina eólica. Note-se que nesse caso, a usina hidro, mesmo com preço de compra inferior às demais alternativas, não é indicada como opção.

Ganha-se mais comprando ao valor de mercado de 160,00 R\$/MWh (maior aversão ao risco) ou pela compra da usina eólica por 170,00 R\$/MWh (em menor aversão ao risco).

No preço de compra do contrato 'mercado' de 170,00 R\$/MWh, mesmo preço da eólica, tem-se a indicação pela contratação total desse contrato apenas para aversões ao risco maiores de 80%. Entre 40-80% tem-se a indicação para a contratação combinada entre as duas usinas, cujos preços foram fixados no ponto de equilíbrio entre as mesmas.

Abaixo desse patamar de aversão, indica-se somente a contratação da eólica, isto é, em baixa aversão ao risco, o comercializador optaria pela contratação da eólica (com risco) ao invés de contratar via contrato de 'mercado' (sem risco), vislumbrando um ganho maior, mas trazendo consigo um considerável risco associado.

A título de exemplo, a Figura 70 apresenta os resultados financeiros no preço de compra do contrato 'mercado' de 170,00 R\$/MWh, em que se visualiza os riscos associados para cada nível de aversão (medido pelo CVaR) e a receita esperada correspondente.

Figura 70 - Risco X Retorno para preço de compra 'mercado' 170,00 R\$/MWh

No patamar de aversão ao risco entre 0-35%, tem-se a indicação para compra via contrato usina eólica, entretanto, essa opção traz consigo um risco associado elevado, na ordem de R\$ 9,50 milhões (CVaR). Para a aversão entre 85-100%, tem-se a indicação para compra via contrato 'mercado' (nesse ponto, o valor da expectativa de receita e CVaR se igualam no valor aproximado de R\$ 15,80 milhões, uma vez que a exposição ao MCP é anulada, em razão do montante de compra e venda serem os mesmos e não haver compra via usinas). Na faixa intermediária de aversão, entre 40-80%, em que se indica a contratação combinada entre a usina eólica e a hidro, tem-se no ponto de 80% de aversão uma expectativa de receita de R\$ 23,90 milhões para um CVaR associado de R\$14,00 milhões.

Dessa forma, nesse patamar de preço é mais vantajoso uma contratação combinada entre as usinas, auferindo maiores ganhos financeiros (binômio risco x retorno) oriundos da possibilidade de liquidar o excedente da produção no MCP, ao invés de auferir ganho somente pela operação de compra de contrato por quantidade no mercado por 170,00 R\$/MWh para venda por quantidade a 200,00 R\$/MWh.

5.4 Conclusões

Nesse capítulo apresentou-se um modelo de otimização para o suporte à tomada de decisão das empresas comercializadoras em suas atividades de compra e venda de contratos.

Nessa perspectiva, mostrou-se como o modelo pode auxiliar o agente em uma tomada de decisão mais segura em relação à alocação ótima nos contratos, onde variáveis como os preços dos contratos candidatos, projeções de geração e PLD podem afetar consideravelmente o resultado da operação comercial.

Outro ponto explorado foi a utilização do fator de aversão ao risco, que causa a possibilidade de a comercializadora definir sua estratégia em função de seu apetite ao risco e evidencia como as alterações dessa percepção impactam na estratégia de contratação de compra e venda.

Ao analisar o caso com a possibilidade de compra da curva de produção de mais de um tipo de usina, eólica e hidrelétrica, mostrou-se como arranjos comerciais inovadores podem ser estrategicamente explorados como forma de se obter resultados financeiros mais elevados e com controle do risco associado.

Em complemento, no caso particular da usina eólica analisada mostrou-se que, para os cenários projetados, essa fonte apresentou-se como a mais competitiva entre seus pares, mostrando que seu benefício financeiro para a operação da comercializadora é tal que há uma maior disposição a se pagar por essa fonte do que pelas demais opções consideradas.

Em síntese, o modelo desenvolvido nesse capítulo tem aplicação prática para as comercializadoras, envolvendo os principais condicionantes balizadores das operações realizadas no dia a dia dessas empresas. Ressalta-se também que o modelo, embora tenha focado a operação envolvendo fontes renováveis, é facilmente adaptável para análises envolvendo portfólios com maior diversidade de contratos com características e condições distintas (volume, preço, prazo, cláusulas).

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 Conclusão

Nesta década, a expansão da matriz energética nacional caracterizada por meio de fontes renováveis, sobretudo a fonte eólica, e questões sistêmicas que afetaram o mercado (hidrologia desfavorável e elevação no preço médio do PLD) trouxeram importantes rebatimentos na área de comercialização e investimentos.

Frente a esse cenário - por um lado, positivo, devido à expansão da matriz e, por outro, preocupante, frente a questões sistêmicas - aumentou-se a relevância do delineamento de estratégias de contratação dos principais agentes do setor (geradores, consumidores e comercializadores), sobretudo, pautadas em análise de risco financeiros das operações.

Agentes geradores, na estruturação de suas operações comerciais, enfrentam o dilema de alocação ótima em contratos e formação do portfólio de modo a mitigar efeitos indesejáveis de exposições negativas ao MCP oriundas do fato de que as incertezas sobre o PLD e geração podem potencializar resultados extremamente desfavoráveis, se a proteção adequada não for providenciada. Adiciona-se a essa questão a diversificação do parque gerador desses agentes, que buscam investimentos ou associações comerciais com outras fontes (exemplo: eólica), como forma de explorar o efeito da complementaridade na geração entre fontes para se auferir uma performance financeira mais vantajosa e resguardada do risco.

Os agentes consumidores livres buscam no ACL preços mais baixos do que os ofertados pela concessionária no ACR; entretando, ficam mais suscetíveis à volatilidade dos preços. A estratégia para composição do portfólio de contratos de compra de energia para atendimento da demanda depende do perfil de risco. Perfis mais avessos ao risco buscam mitigar exposições financeiras mesmo com custos mais elevados, enquanto um agente de perfil com maior apetite ao risco aceita um certo nível de exposição em troca da possibilidade de custo menor. A característica dos dois perfis influencia na estratégia de contratação, na qual se busca estabelecer a duração do contrato, o prazo de entrega da energia e o melhor momento para realizar a operação, frente à expectativa dos preços (contratos e PLD) em curto, médio e longo prazo.

Agentes comercializadores de energia atuam no mercado como intermediários e promovem o encontro eficiente entre geradores e consumidores, visando auferir lucro com a realização de operações de compra e venda de contratos. Em função da diversificação da matriz energética nacional, surgem novas possibilidades de estruturação de operações para compra e venda de contratos envolvendo mais de um tipo de fonte - na ponta da compra - para a revenda do *mix* da produção na ponta de venda. Essas operações, embora lucrativas, estão imersas em ambiente de risco, pois de um lado adquire-se contratos por disponibilidade, tomando o risco de geração para o comercializador e, do outro, vende-se por quantidade. A contabilização da exposição no MCP depende da estratégia mútua de compra e venda, influenciada pelo apetite ao risco do agente comercializador.

Em face dessas questões, tem-se que as atividades de comercialização de energia elétrica não é uma tarefa trivial e sim complexa e envolta em riscos oriundos das incertezas sobre a geração e PLD, dentre outros.

Nesse prisma, modelos de otimização desenvolvidos em programação linear estocástica apresentam-se como importante ferramental para auxiliar decisões em condições de incertezas. Ao serem modelados com a inclusão de métricas de risco associadas, permitem uma aplicação ainda mais vantajosa e completa, trazendo maior robustez na decisão ótima perseguida pelo agente.

Dessa forma, a presente Tese teve como objetivo principal o desenvolvimento de modelos para a análise de estratégias de comercialização e investimento com base em fontes renováveis, considerando a aversão ao risco dos agentes e o controle do risco das operações através da incorporação da métrica *Conditional Value-at-Risk* (CVaR).

As principais análises realizadas com suporte dos modelos customizados foram organizadas de acordo com cada tipo de agente, a saber: gerador, comercializador e consumidor.

Sob o ponto de vista dos geradores, mostrou-se que:

- As políticas de gerenciamento de risco definidas em função da contabilização periódica do CVaR influenciam as estratégias de contratação (seleção e alocação) e, sendo assim, devem ser adotadas de acordo com as características e metas financeiras da empresa, e em conformidade com o objetivo que se busca na operação e o horizonte de planejamento (curto, médio e longo prazo);

- A precificação de cláusulas de flexibilidade em relação ao montante a ser entregue em contratos por quantidade, realizada com auxílio do ferramental, permite se obter o preço justo que incorpora o risco ao qual o agente gerador incorre quando ao contrato é oferecido uma cláusula de flexibilidade desse tipo, medido com o emprego do CVaR;

- Operações swap de contratação são realizadas para se estabelecer proteção a uma ou ambas as partes envolvidas, em períodos de vulnerabilidade ao mercado de curto prazo, e a aplicação do modelo customizado permite definir o montante ótimo da “troca” de volumes de energia entre partes, que caracteriza esse tipo de operação, dado os condicionantes de preços de compra e venda, balanço contratual do gerador hidráulico, aversão ao risco do agente e projeções de PLD e GSF do horizonte de planejamento;

- O efeito de complementaridade entre a geração de usinas hidráulicas e eólicas causa um efeito de *hedge* que permite a aferição de um maior retorno financeiro (maximização da receita e do CVaR), melhorando o perfil do risco do portfólio. Para tanto, mostrou-se que a eficiência do efeito de complementaridade está condicionada ao ponto ótimo do nível de contratação e à composição ótima das fontes no portfólio;

- A participação comercial de uma empresa tipicamente hidrogeradora em usinas eólicas - através do modelo de negócio proposto, que se pauta pela exploração do efeito de complementaridade entre essas fontes - mostrou-se factível, trazendo o benefício de mitigar o risco de comercialização dos agentes envolvidos na associação. Em complemento, pode-se determinar o preço ótimo que a empresa hidrogeradora deve objetivar na operação de compra via usina eólica, de forma a maximizar o retorno financeiro da associação e determinar também a faixa de preços onde a associação não é viável;

- Na realização de investimentos em usinas eólicas por empresa tipicamente hidrogeradora, deve-se analisar a sinergia entre o novo projeto eólico e o parque hidráulico existente. Essa sinergia traduz o benefício financeiro que o projeto gera devido ao efeito de complementaridade entre as fontes; esse valor adicional deve ser incorporado à viabilização do projeto, aumentando seu valor final.

Já sob a ótica do agente consumidor livre, desenvolveu-se um modelo para minimização de custo esperado e CVaR para análise de uma estratégia de contratação.

O modelo tomou como base a possibilidade entre a tomada de decisão imediata e sua postergação para a compra de suprimento de energia, tendo como opção um portfólio composto por diversos contratos candidatos precificados em dois momentos distintos (data presente e data futura), que representaram a evolução dos preços e sua influência na decisão desse agente.

O comportamento dos preços (PLD e contratos) ao longo do horizonte de planejamento leva o agente - a depender de seu apetite ao risco - à adoção de diferentes estratégias entre a decisão imediata e futura, e alocação em contratos de distintas durações.

Por fim, sob a ótica do agente comercializador, foi desenvolvido um modelo para maximização dos resultados financeiros (expectativa de receita e CVaR) da operação comercial desse agente. Tal modelo foi aplicado para análise da estratégia de contratação quando o agente comercializador tem como opção de compra um portfólio candidato formado por contratos por quantidade, oriundos do mercado, e contratos por disponibilidade (oriundos de usinas eólica) e de usinas hidráulicas, para que sejam revendidos ao mercado via contratos por quantidade. Com base na aversão ao risco do agente, foi possível analisar o efeito de uma decisão de comercialização sobre a decisão ótima de compra e os rebatimentos na estratégia de venda.

6.2 Contribuições

Esta Tese apresentou contribuições acadêmicas inéditas e relevantes conforme enfatiza-se ao longo do texto e sintetiza-se conforme segue:

- Aplicação de modelo de precificação de contratos com diferentes períodos de vigência, onde considera-se as condições estruturais e sistêmicas na formação do preço. O modelo de precificação incorpora técnica de algoritmo genético e clusterização de séries sintéticas de Energia Natural Afluente do modelo NEWAVE, decompostas em processo de clusterização para a determinação do adequado valor a ser atribuído aos contratos candidatos utilizados nas simulações;
- Análise do efeito da contabilização periódica do CVaR sobre a tomada de decisão de contratação ótima, em que se demonstra os impactos financeiros e estratégicos quando da adoção de diferentes políticas de gerenciamento de

risco e ressalta-se a importância da adequada aplicação dessa métrica de risco em consonância com o objetivo que se persegue;

- Precificação de contratos por quantidade flexíveis, através da aplicação de modelo de otimização estocástica e tendo como balizador o nível de aversão ao risco do agente gerador em relação à exposição involuntária que a cláusula de flexibilidade pode implicar quando exercida;

- Análise de operação 'swap' de compra e venda de energia com vistas a mitigação de exposição ao MCP de um agente gerador. A modelagem desse tipo de contrato, para permitir fixar as bases de preço para os dois períodos envolvidos e/ ou a relação entre os volumes de energia a serem cedidos / recebidos, não é trivial e impõe modelagem para se mensurar os riscos e trabalhar com a questão de definir os parâmetros de contrato.

- Avaliação do potencial de comercialização de fontes de energia renováveis, explorando a sinergia proporcionada pela produção sazonal complementar, que permite estabelecer um "hedge" natural entre essas fontes, de tal forma que um operador pode comercializar um percentual de garantia física ("placa") de um conjunto de empreendimentos superior à soma dos montantes que seria possível comercializar individualmente, atendendo restrições de riscos de exposição ao mercado de curto prazo.

- Proposição de modelo de negócio inovador para viabilização de associações comerciais entre empresas produtoras de hidroeletricidade e usinas eólicas, onde se explora o conceito de complementaridade entre fontes sazonais de geração e a compra da curva de produção da eólica.

- Valoração da sinergia entre um novo projeto (eólico) candidato e um parque gerador existente, que implica no aumento do valor do projeto não somente pelo seu desempenho individual, mas também incorporando o benefício que este traz ao portfólio;

- Estratégia ótima de contratação para consumidores livres, como "*trade-off*" entre contratação imediata e postergação de decisão, ponderando incertezas nos preços de curto prazo e na precificação de contratos bilaterais;

- Estratégia de operação comercial envolvendo a compra de contratos por disponibilidade de usinas renováveis (hidro e eólica) para revenda no mercado, tendo como balizador o apetite ao risco da comercializadora na definição do volume a contratar (compra e venda) em cada contrato.

- Aplicação de técnica para a definição do nível de aversão ao risco (ρ) mais eficiente a ser assumido na tomada de decisão, do ponto de vista do racional entre os benefícios que são obtidos pela melhora do risco em relação ao seu efeito sobre o retorno (receita/custo), quando se altera esse parâmetro. Esta técnica permite a definição do parâmetro de aversão ao risco de forma racional, não mais de forma subjetiva como comumente realizado pelas empresas.

Em conclusão, cabe destacar que as principais contribuições acadêmicas consolidadas nesta seção final também foram empregadas em análises reais para empresas do Setor Energético, demonstrando grande aderência entre as proposições acadêmicas com a realidade do mercado e, por consequência, contribuindo para a tomada de decisão dessas empresas do mesmo modo que abre frentes novas de pesquisas.

6.3 Considerações Finais

Em razão dos desenvolvimentos realizados neste estudo, a presente Tese busca contribuir academicamente para o aprofundamento da temática de estratégias de comercialização e investimento considerando o gerenciamento de risco (CVaR) em operações, através da aplicação de modelos estocásticos que consideram as principais fontes de incertezas inerentes às atividades comerciais dos agentes.

Busca também contribuir com a proposição de diversas estratégias comerciais, tanto do ponto de vista do gerador quanto do comercializador, ao considerar fontes renováveis e se explorar o efeito de complementaridade entre essas fontes, fomentando a ampliação do ACL.

Cabe ainda destacar a contribuição em relação à definição de políticas de gerenciamento de risco com base na contabilização periódica do CVaR, assunto muito pouco debatido na literatura corrente, mas que traz mudanças significativas na estratégia dos agentes.

A análise de operação swap também se mostra relevante, dado que esse tipo de operação representa importante alternativa comercial para os geradores sob situações de vulnerabilidade ao mercado de curto prazo, situação esta evidenciada

durante os anos de 2014 e 2015. Com o suporte do modelo desenvolvido, contribui-se com a proposição de uma metodologia e ferramental para a estruturação desse tipo de estratégia.

Outro ponto de destaque reside na questão entre a tomada de decisão em um momento presente ou sua postergação, que embora tenha sido aplicado para o agente consumidor, pode facilmente ser empregado através da customização dos modelos dos agentes comercializadores e geradores.

Salienta-se também o fato da utilização dos modelos de precificação de contratos para a determinação do adequado valor a ser atribuído aos contratos candidatos utilizados nas simulações.

Em decorrência das contribuições da presente Tese, abre-se um amplo campo para estudos de aprofundamento em relação à proposição de modelos de otimização que contemplem regras mais específicas das operações (questão tributária, contabilização, penalidades, etc.) e outras fontes de incerteza (demanda). Em complemento, sugere-se a modelagem em programação dinâmica estocástica para análise de estratégias que dependam de decisões sequenciais.

6.4 Estudos Futuros

Na linha de pesquisa realizada para os agentes geradores, sugere-se incorporar nos modelos as fontes solares e biomassa para análise de estratégias de comercialização e de investimento. Na vertente do investimento, a aplicação dos preceitos da teoria das opções para análise de decisões também se mostra desafiadora.

No caso dos comercializadores, sugere-se a inclusão das fontes solares e biomassa para estruturação de operações comerciais e o estudo de contratos como opções e *swaps*, além da precificação de contratos.

Em relação aos agentes consumidores, sugere-se explorar a modelagem estocástica da demanda dos agentes e estudar uma ampliação das opções de gerenciamento para atendimento da demanda, de forma a considerar tanto a opção pela geração própria do agente, como a compra diretamente no mercado e a redução de carga para comercialização de energia.

6.5 Epílogo

Por fim, convém ressaltar que a presente Tese estudou diversas questões comumente enfrentadas pelos agentes do setor elétrico e as resolveu por meio de análises estruturadas e com suporte dos modelos de otimização estocástica desenvolvidos e customizados para cada caso, de modo a permitir a definição de estratégias respaldadas pelo gerenciamento de risco das operações via emprego de métrica CVaR.

REFERÊNCIAS⁹

ABEEÓLICA. 2015. *Boletim Anual de Geração Eólica* 2015. São Paulo. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br>>. Acesso em: 24 set. 2014.

ACERBI, C.; TASCHE, D. *Expected shortfall: a natural coherent alternative to value at risk*. Econ. Notes, 2002b, 31(2), 379–388, 2002.

ALEXANDER, C. *Market Risk Analysis*. Vol. I-IV. John Wiley & Sons Ltd. 2010.

ALEXANDER, G. J.; BAPTISTA A. M. A Comparison of VaR and CVaR Constraints on Portfolio Selection with the Mean-Variance Model. *Management Science*, 50(9): p. 1261-1273, 2004.

ANEEL. *Matriz de Energia Elétrica*. 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 12 maio 2015.

ARFUX, G. A. B. *Gerenciamento de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica com Uso de Instrumentos Derivativos: Uma Abordagem Via Teoria De Portfólios De Markowitz*. 2004. 91 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – UFSC, Florianópolis, 2004.

ARTZNER, P.; DELBAEN, F.; EBER, J. M.; HEATH, D. Coherent measures of risk. *Mathematical Finance*. Vol. 9, nº. 3 (July 1999), 203–228.

_____; _____; _____; _____; KUNH. Coherent multiperiod risk adjusted values and Bellman's principle. *Annals of Operations Research*. 152: 5-22, 2007.

BARROS, P. V.; MATSUMATO, L. D. M. *Análise de Estratégias de Comercialização de Energia para Pequenas Centrais Hidrelétricas no Novo Ambiente Institucional do Setor Elétrico*. 2007. Projeto de Final de Curso (Orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos) - Escola Politécnica da USP, São Paulo, 2007.

BELTRAN, H. *Modern Portfolio Theory Applied to Electricity Generation Planning*. Dissertation. 2009. (Master in Science in Electrical and Computer Engineering) – University of Illinois at Urbana-Champaign, EUA, 2009.

BERTOCCHI, M.; VESPUCCI, M. T.; ZIGRINO, S.; ESCUDERO, L. Risk Averse Two-Stage Stochastic Optimization Model for the Electric Power Generation Capacity Expansion Problem. In: *International Workshop Stochastic Programming for Implementation and Advanced Applications* (STOPROG-2012), July, Nering, Lithuania. ISBN 978-609-95241-4-6. L. Sakalauskas, Tomasgard, Wallace (Eds.). Proceedings. Vilnius, 2012, p. 6-12, 2012.

⁹ De acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 6023.

BIRGE, J. R.; LOUVEAUX, F. *Introduction to Stochastic Programming*. Springer, New York, p. 420, 1997.

BJORGAN, R.; Song, H.; LIU, C. C.; DAHLGREN, R. Pricing Flexible Electricity Contracts. *IEEE Transactions on Power Systems*. Vol.15, nº 2, November, 2000.

BRUNO, S. V. B. *Otimização de Portfólio de Ativos Reais Utilizando uma Medida de Risco Coerente*. 2008. 61 p. Dissertação (Mestrado em Matemática) - Instituto Nacional de Matemática Pura e Aplicada - IMPA, Rio de Janeiro, 2008.

CAMARGO, L. A. S.; GUARNIER, E.; RAMOS, D. S. Análise da Atratividade Econômica de Associações Hidro-Eólicas como Suporte à Decisões Estratégicas de Comercialização de Energia e Novos Investimentos. *Revista SODEBRAS*. v. 8, p. 89, 2013b.

_____; _____. Análise da Atratividade na Participação de Empresas Geradoras Hidráulicas em “SPE” para Desenvolvimento de Projetos Eólicos. In: *XIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica – SEPOPE*, 2014, Foz do Iguaçu-PR.

_____; MÓLNAR, P.; RAMOS, D. S. Applying Copulas Functions for Wind and Hydro Complementarity Evaluation: A Brazilian Case. In: *12th International Conference on the European Energy Market*, 2015, Porto / Portugal, 2015a.

_____; GUARNIER, E.; RAMOS, D. S.; WITZLER, L. T. A Business Model to Incentivize Hydro Companies Inversions in Wind and Biomass Power Plants. In: *4th International Youth Conference on Energy 2013 (IYCE'13)*, 2013, Siófok / Hungria. 2013a.

_____; GUARNIER, E.; RAMOS, D. S. Estratégia ótima de contratação para consumidores livres, com o “trade-off” entre contratação imediata e postergação de decisão, ponderando incertezas nos preços de curto prazo e na precificação de contratos bilaterais. In: *XXIII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica – SNPTTE*, 2015, Foz do Iguaçu / Paraná. *Anais...*, 2015b.

CARNEIRO, M. C. *Otimização sob Incerteza de Carteiras de Investimentos: Aplicação à Cadeia Integrada de Petróleo e Derivados*. 2008. 106 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

CARRIÓN M.; CONEJO A. J.; ARROYO J. M. 2007 *Forward contracting and selling price determination for a retailer*. *IEEE Transactions on Power Systems*, Nov. 2007, Vol. 22, nº. 4, p. 2105–2114.

_____; PHILPOTT, A. B.; CONEJO, A. J.; ARROYO, J. M. A Stochastic Programming Approach to Electric Energy Procurement of Large Consumers. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, nº 2, p. 744-754, May, 2007.

CASTRO R.; FILHO C. L. Um método de suporte a decisões sobre investimento e comercialização de energia elétrica no Brasil. *Revista Controle & Automação*. 2006, Vol.18. nº.4, p. 478-494.

CCEE. Visão Geral das Operações na CCEE. 2011. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)*. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 10 out. 2014.

CONEJO A. J.; CARRIÓN, M.; Morales, J. Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets, International Series in Operations Research & Management Science 153. *Springer Science + Business Media*, 2010, p. 540.

DAMODARAN, A. *Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset*. New York: John Wiley & Sons, Inc. p. 1008, 2002.

DENAULT, M.; DUPUIS, D.; COUTURE-CARDINAL, S. Complementarity of hydro and wind power: Improving the risk profile of energy inflows, *Energy Policy*, vol. 37, p. 5376–5384, 2009.

DIAS, V. N. *Estratégias de Comercialização de Energia para um Portfólio de Usinas: Análise da Complementaridade Energética e Mecanismo de "Hedge"*. Projeto de Final de Curso (Orientador Prof. Dr. Dorel Soares Ramos) - Escola Politécnica da USP, 2008.

DIXIT, A. K.; PINDYCK, R. S. *Investment under uncertainty*. New Jersey: Princeton University Press, p. 468, 1994.

DOEGE, J.; LÜTHI, H.; SCHILTKNECHT, P. Risk Management of Power Portfolio and Valuation of Flexibility. In: *Operations Research Spectrum*, vol. 28, p. 267-287, 2006.

EICHHORN, A.; HEITSCH, H.; RÖMISCH, W. Stochastic Optimization of Electricity Portfolios: Scenario Tree Modeling and Risk Management. In: REBENNACK, S. et al. (ed.). *Handbook of Power Systems II*, Energy Systems. DOI 10.1007/978-3-642-12686-4 15. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010.

EPE. 2014. Plano decenal de expansão energética - 2023. *Empresa de Pesquisa Energética*. Retrieved January, 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br>>. Acesso em: 17 fev. 2014.

FAGUNDE FILHO, C. A. C. *Análise da Estratégia de Contratação de Consumidores Livres tendo como Balizamento a Formação de Preços no Mercado Cativo*. 2009. 132 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo, 2009.

FERREIRA, B. B. *Sistema de Suporte à Decisão Contratual Ótima de UHE's no Mercado de Energia Elétrica utilizando Gerenciamento do Risco*. 2012. 81f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

FLETEN, S. E. Portfolio management emphasizing electricity Market applications: A stochastic programming approach. 2000. 110p. Thesis (PhD in Engineering) - Dep. of Industrial Economics and Technology Management, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim (Norway), 2000.

FLOREZI, G. *Consumidores Livres de Energia Elétrica: uma visão prática*. 2009. 158 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo, 2009.

FORTIN, S. F.; KHABAROV, N.; OBERSTEINER, M.; SZOLGAYOVA, J. An Integrated CVaR and Real Options Approach to Investments in the Energy Sector. *Economics Series 209*. ISSN: 1605-7996. Dep. of Economics and Finance, Institute for Advanced Studies (HIS), 2009. Disponível em: <www.ihs.ac.at>. Acesso em: 10 dez. 2013.

GOMES, L. L.; BRANDÃO, L. E.; PINTO, A. C. F. Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica através da Medida Ômega. *Revista Brasileira de Finanças*, Vol. 8, nº. 1, p. 45–67. ISSN 1679-0731, ISSN online 1984-5146, 2010.

GÓMEZ-VILLALVA, E.; RAMOS, A. Optimal Energy Management of na Industrial Consumer in Liberalized Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, nº 2, p. 716-723, May, 2003.

GUARNIER, E.; RAMOS, D. S.; BARILARI, S. N.; PELEGRINI, M. A.; CAMARGO, L. A. S.; QUEEN, A. S. Projeção de Preços no Mercado de Curto Prazo: Análise por Clusterização de ENAs e Incorporação de Fenômenos Climatológicos. In: IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE, Goiânia / Goiás. *Anais...*, 2012.

GUTIÉRREZ, C. *Otimização da Performance de um Portfólio de Ativos e Opções Reais utilizando a Medida Omega*. 2008. 147 p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

JANSEN, J. C.; BEURSKENS, L. W. M.; VAN TILBURG, X. Application of portfolio analysis to the Dutch generating mix. *Energy Research Centre of the Netherlands*. Project Report nº. 77677-01-02. Netherlands, 2006.

KEATING, C; SHADWICK, W. A universal performance measure. *Journal of Performance Measurement*, 6:59–84, 2002.

KETTUNEN, J; SALO, A; BUNN, D. W. Optimization of electricity Retailer's Contract Portfolio Subject to Risk Preferences. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 25, nº 1, February 2010.

KIENZLE, F.; KOEPEL, G.; STRICKER, P.; ANDERSSON, G. Efficient Electricity Production Portfolios Taking into Account Physical Boundaries. *Proceedings of 27th USA EE / IAEE North American Conference*, Houston, USA, September 2007.

LIMA, W. S. *Criação de Valor na Avaliação de Projetos Termoelétricos sob Condições de Risco no Mercado Brasileiro de Energia Elétrica*. 2002. 233p. Tese (Doutorado em Engenharia) POLI/USP, São Paulo. 2002.

LIU, M.; WU, F.; NI, Y. A survey on Risk Management in Electricity Markets, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*. Montreal, Canada, 2006.

LUENBERGER, D. G. *Investment Science*. Oxford University Press, p. 494, 1998.

MARKOWITZ, H. M. Portfolio Selection. *The Journal of Finance*, Vol. 7, Ed. 2, p. 77-91. Março de 1952.

MARQUES, T. C.; SANTANA, A. C.; MELO, F. F. Um Modelo de Negociação de Energia Elétrica para Consumidor Livre. IV Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE, 2012. *Anais...* Goiânia, Goiás. 2012.

MARZANO, L. G. B. *Otimização de Portfólio de Contratos de Energia em Sistemas Hidrotérmicos com Despacho Centralizado*. 2004. 201p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2004.

MARZANO, L. G. B.; MELO, A. C. G.; SOUZA, R. C. An Approach for Portfolio Optimization of Energy Contracts in the Brazilian Electric Sector. In: *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*. Bologna, Italy. 2003.

MAYO, R. *Derivativos de Eletricidade & Gerenciamento de Risco*. Rio de Janeiro: Ed. Synergia, 2009.

MORAIS, C. D.; FONSECA, F. R.; GRANVILLE, S.; DAHER, F.; MARCATO, R. M.; SILVA, F. R. H. *Plataforma de Apoio a Comercialização de Energia para a "Light"*. 2011. Disponível em: <<http://www.psr-inc.com.br>>. Acesso em: 07 set. 2014.

MUÑOZ, J. I.; SÁNCHEZ, A. A.; CONTRERAS, J.; BERNAL-AGUSTÍN, J. L. Optimal investment portfolio in renewable energy: The Spanish case. *Energy Policy*. Vol. 37, p. 5273–5284, 2009.

NAKANO, R. V. *Percepção de preços e aferição dos riscos de exposição financeira no ambiente de contratação livre*. 2011. 122 p. Dissertação (Mestrado em

Engenharia) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

NAZO, J. G. L.; ALBUQUERQUE, N.; PACHECO, M. A. C.; ROCHA, J. E. N.; RIBEIRO, M. J. Metodologia para Otimização de Carteira de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica para o Mercado de Contratação Livre. XVII Congresso Brasileiro de Automática. *Anais...* Juiz de Fora, MG, 2008.

NISHI, T.; SEKIYA, E.; YIN, S. Distributed Optimization of Energy Portfolio and Production Planning for Multiple Companies Under Resource Constraints. *45th CIRP Conference on Manufacturing Systems 2012*, p. 275-280, Athens, May, 2012.

OJANEN, O. J., *Comparative analysis of Risk Management Strategies for Electricity Retailers*. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Department of Engineering Physics and Mathematics, University of Technology, Helsinki, Finlândia, 2002.

PALAMARCHUK, S. I.; Forward Contracts for Electricity and Their Correlation With Spot Markets. *IEEE Bologna Power Tech Conference*, June 23th-26th, Bologna, Italy, 2003.

PEREIRA, M. V.; CAMPODÓNICO, N.; KELMAN, R. Long-term hydro scheduling based on stochastic models. *Proceedings of EPSOM Conference*, Zurich, 1998. Disponível em: <<http://www.psr-inc.com>>. Acesso em: 12 fev. 2015.

_____; PINTO L. M. Multi-Stage stochastic optimization applied to energy planning. *Mathematical Programming*, vol. 52, 359-375, 1991.

PFLUG, G.; RÖMISCH, W. Modeling Measuring and Managing Risk. *World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd.*, p. 286, 2007.

PILIPOVIC, D. *Energy Risk: Valuing and Managing Energy Derivatives* McGraw-Hill, 2007.

QUEIROZ, K. *Sistema de Suporte às Estratégias de Comercialização de Energia Elétrica*. 2010. 83p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

RAMOS, D. S.; GUARNIER, E.; CAMARGO, L. A. S.; WITZLER, L. T. Minimizing Market Risk by Trading Hydro-Wind Portfolio: A Complementarity Approach. In: *10^a International Conference on the European Energy Market*, 2013, Estocolmo / Suécia. 2013a.

_____; _____. Incorporando os efeitos da complementaridade Hidro-Eólica na formação do Portfólio de Empresas Geradoras de Energia Elétrica. In: *XII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning - SEPOPE*, 2012, Rio de Janeiro. *Anais...*, 2012a.

_____; _____; _____. L.A.S.; ISHIDA, S. Análise estruturada de portfólio de unidades de geração de características sazonal e complementar com o suporte de algoritmos genéticos. In: *Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica - CITENEL*, 2013, Rio de Janeiro / RJ. 2013b.

_____; _____; _____. Metodologia e Ferramental de Apoio à Decisão Empresarial para formação de Portfólio de Fontes Renováveis. In: *XV Encontro Regional Ibero Americano da CIGRÉ - XV ERIAC*, 2013, Foz do Iguaçu / PR, 2013c.

_____; _____. WITZLER, L. Using the seasonal diversity between renewable energy sources to mitigate the effects of wind generation uncertainties. In: *IEEE PES T&D LA 2012*, Montevideo, 2012b.

REN21. 2015. Renewables 2014 global status report. Renewable Policy Network for the 21st century. Paris. Disponível em: <<http://www.ren21.net>>. Acesso em: 12 abr. 2015.

ROCHA, P.; KUHN, D. Multistage stochastic portfolio optimisation in deregulated electricity markets using linear decision rules. *European Journal of Operational Research*, 216, p. 397–408, 2012.

ROCKFELLAR, R. T.; URYASEV, S. P. Optimization of Conditional Value-at-Risk. *The Journal of Risk*, p. 21-41, 2000.

RUIZ-PEINADO, M. C. *Medium-term Decision Making for Consumers, Retailers, and Producers in Electricity Markets via Stochastic Programming*. Ciudad Real and Toledo, 2008. PhD (Thesis). Department of Electrical Engineering. Universidad de Castilla-La Mancha, 2008.

SECURATO, J. R. *Decisões financeiras em condições de risco*. 244p, p.191-230, Editora Atlas S. A. São Paulo, 1996b.

SILVA, E. L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. Porto Alegre: Ed. Sagra Luzzatto, 2001.

SIMPLÍCIO J. G.; LEMME C. F.; CÂMARA LEAL, R. P. *Teoria de carteiras na seleção de projetos de investimento em petróleo*. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPEAD, 2010. 16p. nº 395. Relatórios COPPEAD, 2010.

SOUZA, F. C. *Dinâmica da Gestão de Riscos no Ambiente de Contratação Regulada do Setor Elétrico Brasileiro*. Tese (Doutorado) - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2008.

SOUZA, H. P. D. *Comercialização de Energia Elétrica na Visão do Consumidor Potencialmente Livre: uma Abordagem Baseada em Dinâmica de Sistemas*. 2012. 181 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2012.

STREET, A. *Equivalente Certo e Medidas de Risco em decisões de Comercialização de Energia Elétrica*. 2008. 174 p. Tese (Doutorado e Engenharia) – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

_____; BARROSO, L. A.; FLACH B. PEREIRA; M. V. GRANVILLE S. Risk Constrained Portfolio Selection of Renewable Sources in Hydrothermal Electricity Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, Aug. 2009, Vol. 24, nº 3, p. 1136–1144, 2009.

SUSTERAS, G. L.; RAMOS, D. S.; CHAVES, J. R.; SUSTERAS, A. C. V. J. Attracting wind generators to the wholesale market by mitigating individual exposure to intermittent outputs: an adaptation of the Brazilian experience with hydro generation. In: *8th International Conference on the European Energy Market*, Zagreb, 2011.

TAKAHASHI, L. *Precificação de contratos flexíveis de energia elétrica: contrato-a-termo e opção*. 2008. 173 p. Tese (Doutorado em Engenharia) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2008.

TAMASHIRO, A. *Viabilização de Investimentos em Geração Renovável via Seleção de Portfólio Ótimo de Fontes Complementares com Condicionamento de Restrições de Risco Financeiro*. 2014. 103p. Dissertação de Mestrado (Orientador: D. S. Ramos) – Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

TEIVE, R. C. G.; LANGE, T.; ARFUX, G. A. B.; QUEIROZ, A. K.; ROSA, L. F. S. C.; VIEIRA NETO, A. A Decision Support System for Energy Trading and Portfolio Optimization. In: *7th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. ISBN: 978-1-4244-6838-6. Madrid. June, 2010.

TOLMASQUIM, M. T. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Synergia Ed.: Brasília, 2011.

TORRES, R. C. *Avaliação de Portfólios de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: Uma Abordagem pela Teoria de Opções*. 2006. 117 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Departamento de Engenharia Industrial, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.

TRIGEORGIS, L. *Real Options: Managerial Flexibility and Strategy in Resource Allocation*. Cambridge, MA: MIT Press, 1996.

VEHVILÄINEN, J. Managing electricity Market price risk. In: *European Journal of Operational Research*, nº 145, p.136-147, 2003.

WITZLER, L. T. *Metodologia para reconstrução de séries históricas de vento e geração eólica visando a análise da complementariedade energética no Sistema*

Interligado Nacional. 2014. 214 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Departamento de Energia e Automação da Escola Politécnica de Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.

ZANFELICE, F. R. *Estratégia de Contratação Ótima na Comercialização de Energia Elétrica*. 2007. 176p. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

ZARE, K.; CONEJO, A. J.; CARRIÓN, M.; MOGHADDAM, M. P. Multi-market Energy Procurement for a Large Consumer Using a Risk-aversion Procedure. *Electric Power Systems Research*, nº 80, p. 63-70, 2010.