

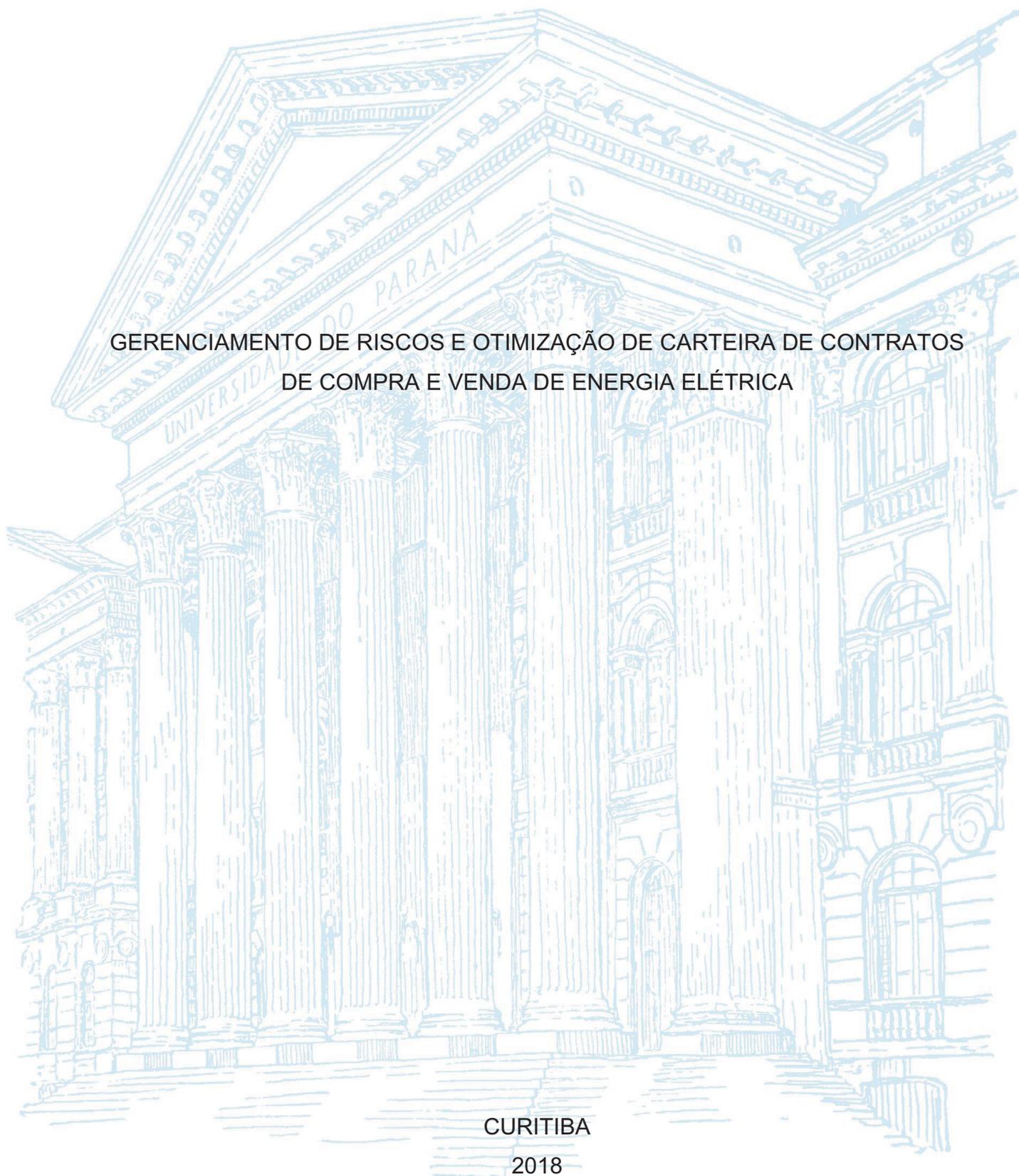
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

DIEGO ANTONIO BOSA

GERENCIAMENTO DE RISCOS E OTIMIZAÇÃO DE CARTEIRA DE CONTRATOS
DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

CURITIBA

2018



DIEGO ANTONIO BOSA

GERENCIAMENTO DE RISCOS E OTIMIZAÇÃO DE CARTEIRA DE CONTRATOS
DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Área de Concentração de Sistemas de Energia, Departamento de Engenharia Elétrica, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná como parte das exigências para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. ODILON LUÍS TORTELLI

CURITIBA

2018

Catálogo na Fonte: Sistema de Bibliotecas, UFPR
Biblioteca de Ciência e Tecnologia

B741g

Bosa, Diego Antonio

Gerenciamento de riscos e otimização de carteira de contratos de compra e venda de energia elétrica / Diego Antonio Bosa. – Curitiba, 2018.

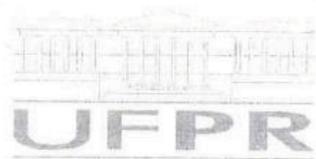
Dissertação - Universidade Federal do Paraná, Setor de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, 2018.

Orientador: Odilon Luís Tortelli .

1. Serviços de eletricidade – Custos. 2. Energia elétrica – Transmissão. 3. Energia elétrica – Distribuição. 4. Contratos – Aspectos econômicos. 5. Riscos (Economia). 6. Portifólio. I. Universidade Federal do Paraná. II. Tortelli, Odilon Luís. III. Título.

CDD: 621.32

Bibliotecário: Elias Barbosa da Silva CRB-9/1894



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SETOR TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA
ELÉTRICA

TERMO DE APROVAÇÃO

Os membros da Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em ENGENHARIA ELÉTRICA da Universidade Federal do Paraná foram convocados para realizar a arguição da Dissertação de Mestrado de **DIEGO ANTONIO BOSA** intitulada: **Gerenciamento de Riscos e Otimização de Carteira de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica**, após terem inquirido o aluno e realizado a avaliação do trabalho, são de parecer pela sua aprovação no rito de defesa.

A outorga do título de mestre está sujeita à homologação pelo colegiado, ao atendimento de todas as indicações e correções solicitadas pela banca e ao pleno atendimento das demandas regimentais do Programa de Pós-Graduação.

Curitiba, 29 de Novembro de 2018.

ODILON LUIS TORTELLI

Presidente da Banca Examinadora (UFPR)

THELMA SOLANGE PIAZZA FERNANDES

Avaliador Interno (UFPR)

ANDREA LUCIA COSTA

Avaliador Externo (UFPR)

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e familiares que sempre estiveram ao meu lado incentivando-me e pelos valores que me foram passados.

À minha futura esposa Gislaine pelo companheirismo, paciência e incentivo para que esta dissertação fosse concluída.

Aos meus colegas de trabalho na Tradener, pelas lições e desafios de cada dia. Especialmente a José Siqueira e Walfrido Ávila pelo incentivo e fomento a esta pesquisa.

Ao meu orientador Odilon Luis Tortelli e demais membros da banca (Professores Aoki, Thelma e Andrea Lucia), pelo apoio, dedicação, competência e conhecimento compartilhado.

“A combinação de um jovem mercado de derivativos em desenvolvimento, com contratos muito sofisticados, são um desafio fantástico para analistas quantitativos e gerenciadores de risco nos mercados de energia”.

DRAGANA PILIPOVIC

RESUMO

Os mercados de energia elétrica em todo o mundo estão sofrendo profundas mudanças estruturais e de cunho regulatório, motivados pela gradativa inserção de fontes renováveis, notadamente intermitentes, como é o caso da geração eólica e solar. Os agentes Comercializadores, Distribuidores, Consumidores Livres e Geradores, por sua vez, estão se adaptando aos desafios de um mercado em constante crescimento e mutação. Os desafios de um setor tão importante quanto o elétrico dizem respeito a estratégias de contratação, mitigação de riscos, de crescimento sustentável, dentre outras, que cada agente deve tomar no curto, médio e longo prazo. Os agentes comercializadores, que atuam no mercado livre de energia, buscam a todo tempo dinamizar as transações de energia e os mecanismos de contratação para esta *commodity*, inclusive negociando em bolsas eletrônicas de energia, complementar ao mercado balcão. Nesta dissertação, é proposta uma metodologia de apoio à decisão e gestão de riscos para a comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre. A gestão de riscos desempenha um papel fundamental para empresas e agentes que atuam neste mercado. O problema a ser resolvido caracteriza-se como uma alocação ótima de energia entre mercado *spot*, contratos bilaterais, contratos futuros de energia e derivativos exóticos. O uso do modelo padrão de média-variância, ou teoria de seleção dos portfólios de Markowitz, notadamente não funciona tão bem em mercados imaturos. No entanto, considerando uma modelagem robusta com limites de liquidez e restrições naturais de poder de mercado, foi possível agregar valor e dimensionar os riscos embutidos nas negociações de energia elétrica. A decisão a ser tomada, diz respeito aos volumes de energia que devem ser comprados ou vendidos antecipadamente, e quão grande pode ser a exposição ao mercado *spot*, que possui naturalmente incertezas, bem como apresentam os lucros e riscos envolvidos nestas negociações. Desta forma, é proposta a modelagem do risco utilizando os conceitos de *Conditional Value at Risk* como critério para a escolha dos portfólio ótimos mais adequados, por meio de algoritmo desenvolvido em plataforma MATLAB. A avaliação da proposta foi realizada com o objetivo de avaliar a aderência do modelo e os impactos financeiros na carteira de contratos do agente comercializador por meio da comparação com expectativas de preços anteriores, marcações dos preços praticados pelo mercado e expectativas de preços ditas perfeitas, cujos resultados balizaram a margem de desempenho que pode ser atingida ao aperfeiçoar a previsão de preços futuros. Os resultados mostraram-se consistentes, uma vez que as análises apontaram substancial ganho financeiro ao se empregar a metodologia proposta, além de sólidas avaliações de risco, mitigando-os proporcionalmente ao perfil de risco e apetite financeiro do agente comercializador. Ademais, o algoritmo desenvolvido apresentou relativa adaptabilidade, no sentido de modelar as necessidades e interesses de cada agente de mercado através de funções objetivo e restrições, sendo facilmente empregada para os interesses de agentes Distribuidores e Geradores.

Palavras-chave: Gerenciamento de riscos. Mercados de eletricidade. Teoria dos portfólios. Otimização multiobjetivo. Seleção de contratos.

ABSTRACT

Electric power markets around the world are undergoing profound structural and regulatory changes, motivated by the gradual insertion of renewable sources, notably intermittent sources such as wind and solar generation. Dealers, Distributors, Free Consumers and Generators agents are adapting to the challenges of an ever-changing market. The challenges of a sector as important as the electric sector concern the strategies related to energy contract, mitigation of risks, sustainable growth among others, which each agent must take in the short, medium and long term. The agents that operate in the energy market seek to boost energy transactions and contracting mechanisms for this commodity, including trading in electronic energy exchanges, complementary to the counter market. In this dissertation, a decision support and risk management methodology to electric energy commercialization in the energy market environment is proposed. The risk management plays a key role for companies and market agents. The problem can be contracts, energy future contracts and exotic derivatives. The use of standard mean variance model, a Markowitz selection portfolio, does not work so well in immature markets. However, considering a robust modeling with liquidity limits and natural constraints of market power it is possible to add value and size the risks embedded in the electric power negotiations. The decision that has to be taken is how much energy should be bought or sold in advance, and how large the exposition to the uncertain spot market, as well as the profits and risks involved. In this work, it is proposed to model the risk using a Condition Value at Risk as the criterion for choosing the most appropriate optimal portfolio, through an algorithm developed in MATLAB platform. The evaluation of the proposal is carried out in order to assess the adherence of the model and the financial impacts on the dealer's portfolio through comparison with past price expectations, mark to market prices and expectations of perfect prices. The performance margin can be achieved by improving forecasting of future prices. The results were consistent, whose analyzes indicated a substantial financial gain when using the proposed methodology, as well as important risk assessments, mitigating them proportionally to the risk profile and financial appetite of the marketing agent. In addition, the developed algorithm presented relative adaptability, in the sense of modeling the needs and interests of each market agent through objective functions and constraints, being easily extended to the interests of Distributors and Generators agents.

Keywords: Risk management. Electricity market. Portfolio theory. Optimization. Trading scheduling.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – REPRESENTAÇÃO DOS REES DO SIN	20
FIGURA 2 – EMPREENDIMENTOS FUTUROS DE GERAÇÃO	21
FIGURA 3 – PROCESSO DE DECISÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS	24
FIGURA 4 – FUNÇÕES DE CUSTO IMEDIATO E FUTURO	28
FIGURA 5 – REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NORTE-AMERICANO	34
FIGURA 6 – REPRESENTAÇÃO DO VAR E CVAR.....	42
FIGURA 7 – CONJUNTO ÓTIMO DE UM PROBLEMA BI-OBJETIVO EXEMPLO ..	47
FIGURA 8 – CURVA DE TRADE-OFF DO PROBLEMA EXEMPLO	47
FIGURA 9 – GRÁFICO FINAL GERADO: FRONTEIRA EFICIENTE.....	55
FIGURA 10 – CONFIGURAÇÃO DAS CARTEIRAS ÓTIMAS GERADAS.....	59
FIGURA 11 – CONFIGURAÇÃO DAS CARTEIRAS ÓTIMAS GERADAS.....	60
FIGURA 12 – FRONTEIRA EFICIENTE E CARTEIRAS ÓTIMAS CVAR	62
FIGURA 13 – CONFIGURAÇÃO DAS CARTEIRAS ÓTIMAS CVAR SELECIONADAS	63
FIGURA 14 – VOLUMES DE ENERGIA DAS CARTEIRAS ÓTIMAS SELECIONADAS	63
FIGURA 15 – COMPRA OU VENDA VALORADA À MTM [R\$ MILHÕES]	64
FIGURA 16 – COMPRA OU VENDA VALORADA AO PLD [R\$ MILHÕES]	64
FIGURA 17 – CARTEIRAS ÓTIMAS: SENSIBILIDADE DA PREVISÃO PERFEITA DE PLD	66
FIGURA 18 – CARTEIRAS ÓTIMAS: SENSIBILIDADE DA PREVISÃO PERFEITA DE PLD	67
FIGURA 19 – VOLUMES DAS CARTEIRAS ÓTIMAS CVAR: CASO SENSIBILIDADE	68
FIGURA 20 – COMPRA OU VENDA VALORADA À MTM: CASO SENSIBILIDADE [R\$ MILHÕES].....	68
FIGURA 21 – COMPRA OU VENDA VALORADA AO PLD: CASO SENSIBILIDADE [R\$ MILHÕES].....	68
FIGURA 22 – CARTEIRAS ÓTIMAS: RISCO E RETORNO [R\$ MILHÕES].....	80
FIGURA 23 – CARTEIRAS ÓTIMAS CASO SENSIBILIDADE: RISCO E RETORNO [R\$ MILHÕES].....	81

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES E SUBSISTEMAS.....	19
TABELA 2 – ANÁLISE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	45
TABELA 3 – RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES E SUBSISTEMAS.....	57
TABELA 4 – SENSIBILIDADE DE PARÂMETROS CVAR.....	61
TABELA 5 – ANÁLISE DOS RETORNOS AUFERIDOS PELAS CARTEIRAS ÓTIMAS.....	65
TABELA 6 – ANÁLISE DOS RETORNOS AUFERIDOS: CASO SENSIBILIDADE...	69
TABELA 7 – ESTUDO COMPARATIVO: CASO ORIGINAL E CASO SENSIBILIDADE	70

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
ACL – AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE
ACR – AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO REGULADO
CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
CVaR – *CONDITIONAL VALUE AT RISK*
CCEAL – CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA NO AMBIENTE LIVRE
CCEI – CONTRATOS DE COMPRA DE ENERGIA INCENTIVADA
CER – CONTRATOS DE ENERGIA DE RESERVA
CMO – CUSTO MARGINAL DE OPERAÇÃO
CVU – CUSTO VARIÁVEL UNITÁRIO
EaR – *EARNING AT RISK*
EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA
ESS – ENCARGO DE SERVIÇO E SISTEMA
FCF – FUNÇÃO DE CUSTO FUTURO
FCI – FUNÇÃO DE CUSTO IMEDIATO
GF – GARANTIA FÍSICA
MAE – MERCADO ATACADISTA DE ENERGIA
MCP – MERCADO DE CURTO PRAZO
MTM – *MARK TO MARKET*
MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA
PLD – PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS
PDE – PROGRAMAÇÃO DINÂMICA ESTOCÁSTICA
PDDE – PROGRAMAÇÃO DINÂMICA DUAL ESTOCÁSTICA
REE – RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES DE ENERGIA
ROI – RETORNO SOBRE INVESTIMENTO
SCL – SISTEMA DE CONTABILIZAÇÃO E LIQUIDAÇÃO
SEB – SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO
SIN – SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL
TUSD – TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO
TUST – TARIFA DE USO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO
UE – UNIÃO EUROPEIA
UHE – USINA HIDRELÉTRICA
VaR – *VALUE AT RISK*

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. JUSTIFICATIVA.....	16
1.2. OBJETIVOS.....	17
1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO	17
2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL	19
2.1. REPRESENTAÇÃO DO SIN E INTERLIGAÇÕES	19
2.2. MATRIZ ENERGÉTICA	21
2.2.1. Planejamento da expansão.....	21
2.3. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO.....	22
2.3.1. Sistemas puramente térmicos.....	22
2.3.2. Sistemas hidrotérmicos	23
2.3.3. Planejamento da operação eletroenergética do SIN	25
2.4. FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA.....	26
2.4.1. Modelo Newave	26
2.4.2. Modelo Decomp	29
2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	31
3. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA	33
3.1. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO.....	33
3.2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO	36
3.2.1. Ambiente de Contratação Regulada – ACR.....	36
3.2.2. Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	37
3.2.3. Instrumentos de negociação no ACL	38
3.3. MERCADO DE CURTO PRAZO E LIQUIDAÇÃO	39
3.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	40
4. MODELAGEM DE RISCO E TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO	41
4.1. MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCO	41
4.1.1. Value at Risk	41
4.1.2. Conditional Value at Risk	42
4.1.3. Teoria dos Portfolios de Markovitz	43
4.1.4. Simulações de Monte Carlo	43
4.2. IMPORTÂNCIA DAS SÉRIES DE PREÇOS FUTUROS	44
4.3. OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVOS.....	46

4.3.1. Fronteira ótima de Pareto.....	48
4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	48
5. METODOLOGIA.....	50
5.1. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA.....	50
5.2. MODELAGEM DESENVOLVIDA.....	53
5.3. ETAPA DE PÓS-PROCESSAMENTO.....	55
5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	56
6. RESULTADOS E DISCUSSÕES	57
6.1. SIMULAÇÕES	57
6.2. SENSIBILIDADE DE DESEMPENHO DA PREVISÃO DE PREÇOS	65
6.3. ESTUDO COMPARATIVO	69
6.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	70
7. CONCLUSÕES	72
7.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	73
REFERÊNCIAS.....	74
ANEXO 1 – TABELAS COMPLETAS DAS SIMULAÇÕES.....	80

1. INTRODUÇÃO

O atual parque gerador brasileiro, apesar da crescente expansão de fontes eólica e térmica, é composto primordialmente de usinas hidrelétricas, notadamente por conta da abundância e complementariedade entre as diversas bacias hidrográficas que compõem o vasto território brasileiro.

Tratando-se de um sistema predominantemente hidráulico, o Sistema Interligado Nacional (SIN) sempre teve dimensionamento elevado da capacidade instalada, devido, entre outros fatores, a existência de grandes potenciais hidráulicos e a alta verticalização do setor até a sua reestruturação em 1998, sendo o Estado responsável pela maior parte dos investimentos no setor.

Com o projeto RE-SEB em 1998, houve o “Acordo de Mercado” com a criação do Mercado Atacadista de Energia (MAE), consolidando-se após o ano 2000 com a implementação do Sistema de Contabilização e Liquidação e o Sistema de Medição para Faturamento. Após o ano de 2001, com o racionamento de energia elétrica, e de 2004 com o novo marco regulatório, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) sucedendo o MAE. Por consequência, o mercado foi sendo gradativamente desverticalizado, mantendo sob domínio estatal principalmente os setores de monopólio natural composto por empresas de transmissão e distribuição.

Este processo de reforma do Setor Elétrico foi iniciado justamente por conta de restrições macroeconômicas e esgotamento do modelo de financiamento pelo Estado, tendo como alternativa a abertura do setor a fim de que a iniciativa privada pudesse atender os setores de infraestrutura, motivada pela competição e busca por maior eficiência econômica do mercado de energia elétrica (TUMA, 2005).

A atual estrutura do setor elétrico é composta, resumidamente, pela Transmissão, Distribuição, Geração e Comercialização de energia elétrica. Estas quatro grandes fatias do setor são regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e estão sob a tutela do Ministério de Minas e Energia (MME). Sendo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), entre outras finalidades, responsável pelos estudos energéticos e planejamento da expansão do parque gerador e da rede básica do SEB a longo prazo.

Em termos regulatórios, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) é dividido em dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e o

Ambiente de Contratação Livre (ACL). No ACR atuam as distribuidoras de energia elétrica, que atendem cerca de 75% do mercado consumidor, e compram energia diretamente de agentes geradores através de leilões definidos pela ANEEL e organizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Em contrapartida, no ACL a energia pode ser livremente comercializada de forma bilateral entre os demais agentes de mercado, ou seja, entre os comercializadores, comercializadores varejistas, consumidores especiais e livres, desde que sejam agentes cadastrados na CCEE e respeitem as condições estabelecidas pela ANEEL e legislação vigente.

Em termos comerciais, o modelo adotado para o SEB é do tipo *Tight Pool*, caracterizado pela operação e despacho de geração centralizado, responsabilidade do Operador Nacional do Sistema (ONS). O objetivo deste modelo é definir a estratégia ótima de geração, para três patamares de carga com base semanal, de modo a suprir a totalidade da carga e minimizar o custo total de operação do sistema (custo imediato mais o custo futuro de geração), dentro dos padrões de confiabilidade e qualidade estabelecidos pela ANEEL (SILVA, 2001).

O mercado de energia elétrica brasileiro ainda é considerado imaturo, comparado aos mercados Europeus e Norte Americanos, mais livres e com preços em base horária. Contudo, existe a perspectiva de que o atual sistema de *Pool* utilizado no mercado brasileiro evolua para incorporar estratégias adotadas em mercados mais avançados na maior parte do mundo (MAYO, 2012).

De certa maneira, o desenho de mercado varia de acordo com o grau de liberalismo adotado por cada país, sendo definidas diretrizes gerais como quais atividades estão sob a dinâmica de mercado, quais são definidas pela entidade Reguladora, qual a sistemática de formação do preço e liquidação financeira da energia, assim como quais as responsabilidades do operador do sistema. Portanto não existe um modelo padrão de mercado a ser adotado. Mercados mais liberais tendem a apresentar um grau de complexidade muito maior, principalmente no que diz respeito aos arranjos comerciais. Nestes mercados existem múltiplos agentes concorrendo entre si em diversas áreas, como no caso da prestação de serviços, geração, transmissão, distribuição e comercialização. Onde no passado alguns poucos agentes atuavam de forma verticalizada, englobando toda a cadeia produtiva, hoje o número de agentes e transações se multiplicaram e as decisões, até então tomadas de acordo com um planejamento integrado, passaram a ser

tomadas individualmente, movidas pela estratégia de cada agente do mercado. Ou seja, um único desenho de mercado dificilmente agradará os agentes em sua plenitude.

O Ambiente de Comercialização Livre negocia a energia elétrica assim como as *commodities* em plataformas eletrônicas semelhante às das bolsas de valores, também mantendo as negociações bilaterais através do mercado balcão. Nesse novo contexto, os agentes passam a se expor a novos patamares de risco, riscos inclusive não gerenciáveis, como é o caso do conjunto de decisões individuais de todos os demais competidores. Surge, portanto, a demanda por novas estratégias comerciais que levem em consideração essa nova condição. Acompanhando essa tendência, portanto, ocorre um esforço do meio acadêmico e científico no sentido do desenvolvimento de novos modelos de análise e suporte à tomada de decisão aplicados às especificidades da nova realidade do setor.

Uma das principais incertezas na comercialização de energia diz respeito ao preço da energia no Mercado de Curto Prazo (MCP), se estendendo às negociações de curto e médio prazo. Com o intuito de se proteger dos riscos provenientes destas incertezas, tais como exposição financeira do agente comercializador devido à volatilidade dos preços de curto prazo, ou exposição financeira do agente gerador associada à alta nos preços e baixa geração, que pode induzir a significativas perdas de receita, diversos mecanismos foram desenvolvidos para gerir os riscos associados a negociações futuras de energia. Principalmente no que tange ao mercado brasileiro de energia elétrica, devido à sua singularidade e regras específicas de mercado e operação.

Portanto, as características específicas do SEB, a sua composição mercadológica e a alta instabilidade regulatória, fazem com que estratégias de comercialização de energia elétrica e gerenciamento de riscos sejam essenciais para a saúde financeira dos agentes que negociam tanto no ACL, quanto no ACR.

Tratando-se dos riscos de um agente Comercializador de energia elétrica que atua no ACL, pode-se elencar:

- Riscos de crédito do agente comprador, riscos hidrológicos dos agentes vendedores (agente gerador) e riscos inerentes à solvência/inadimplência do próprio mercado de curto prazo, gerenciado pela CCEE;

- Volatilidade dos preços de curto prazo da energia, resultado dos modelos de despacho hidrotérmico do SIN, associado às vazões afluentes a cada aproveitamento hidráulico e seus respectivos níveis de armazenamento;
- Volatilidade dos preços de médio e longo prazo, fruto de mudanças ou atrasos no plano de obras (troncos de transmissão e grandes usinas) e alterações nas projeções de demanda (expectativa de crescimento do Produto Interno Bruto do país) para um horizonte de até 5 anos a frente;
- Instabilidade de cunho regulatório, no que diz respeito às regras de comercialização, metodologias de formação de preços (cadeia de modelos computacionais, custo de déficit, métricas de riscos), entre outros.

1.1. JUSTIFICATIVA

Considerando os fatores expostos, as empresas que atuam no mercado de energia elétrica passaram a avaliar não somente os montantes de energia e seus preços negociados, mas também os mais variados cenários de *stress*, como: prejuízos máximos que podem ser assumidos em determinado período de tempo sem comprometer a solvência da empresa; cenários de travamento do mercado de curto prazo seja por inadimplência, ou por efeito de liminares judiciais; cenários de mudanças drásticas no plano de obras de expansão da matriz elétrica; cenários de mudanças drásticas nas regras de comercialização; cenários de mudanças drásticas nas projeções de demanda por energia; cenários de sobre ofertas no mercado, provocando *spreads* negativos de preços; entre outros.

Em suma, toda e qualquer estratégia de comercialização de energia elétrica e gerenciamento de riscos no setor pode ser modelada como um problema de otimização, de forma que técnicas multiobjetivo se fazem essenciais para auxiliar na resolução do problema (funções objetivo) e, por consequência, seus resultados possam apoiar e embasar as tomadas de decisão do agente. Assim, cada agente do mercado (de comercialização) de energia deve estruturar sua carteira de contratos de forma a maximizar a sua receita e ao mesmo tempo minimizar os riscos intrínsecos a que ela está exposta.

1.2. OBJETIVOS

Esta pesquisa tem por objetivo geral desenvolver uma metodologia que auxilie a tomada de decisão, no que diz respeito a operações de compra e venda pactuadas no ACL. Tal desenvolvimento dará suporte ao tomador de decisão na avaliação dos riscos e retornos, de forma que são geradas carteiras de contratos que maximizam a receita anual, bem como apresenta graficamente os volumes de energia que devem ser negociados, e seus respectivos riscos e retornos.

Os objetivos específicos desta dissertação são:

- Levantar o estado da arte acerca de problemas de otimização multiobjetivo, otimização estocástica e simulações de Monte Carlo, assim como analisar técnicas de otimização utilizando parâmetros de risco (*Value at Risk, Conditional Value at Risk e Teoria dos Portfólios*);
- Desenvolver e adaptar atuais métodos de otimização de carteira, para o problema de maximização de receitas e minimização/mensuração de riscos;
- Testar e avaliar o desempenho da metodologia, desenvolvida em plataforma MATLAB, para uma carteira genérica de contratos sob a ótica do Comercializador que atua no mercado livre de energia elétrica, de forma que a ferramenta auxilie na tomada de decisões de compra e venda de energia elétrica.

1.3. ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

A estrutura da presente dissertação está definida por sete capítulos, sendo o primeiro introdutivo, o qual é utilizado tanto para fornecer um panorama geral do problema, quanto apresentar a justificativa e os objetivos da dissertação.

No capítulo 2 apresentam-se as características do SIN, como representação espacial dos subsistemas e reservatórios equivalentes de energia e suas respectivas interligações elétricas e acoplamento hidráulico. Neste mesmo escopo, a atual matriz energética, etapas de planejamento, modelagem para formação de preços são apresentados.

Os mercados de eletricidade referência mundial, e o mercado de energia elétrica brasileiro são abordados no decorrer do capítulo 3, além de classificar os

mercados de energia elétrica brasileiro entre os ambientes livre e regulado, e apresentar os diversos instrumentos de negociação passíveis de contratação no ACL.

O capítulo 4 traz os fundamentos e estado da arte para modelagem de risco, métodos de análise e técnicas de otimização multiobjetivo, além de discutir técnicas de simulações de Monte Carlo e importância das séries futuras de preços para qualquer análise de otimização ou gestão de riscos.

O capítulo 5 apresenta a formulação matemática e modelagem desenvolvida. Após, no capítulo 6 os métodos e modelagem são discutidos junto aos resultados das simulações e análises de sensibilidade.

No capítulo 7 mostram-se as conclusões gerais do trabalho, finalizando com comentários gerais quanto aos objetivos da dissertação e aplicabilidade dos resultados obtidos e propostas para pesquisas futuras.

2. CARACTERÍSTICAS DO SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

2.1. REPRESENTAÇÃO DO SIN E INTERLIGAÇÕES

Para fins de representação e modelagem, o SIN é formado por um conjunto de usinas térmicas, eólicas, solares e hidráulicas, com reservatório e a fio d'água, que são agregadas em sistemas equivalentes de energia ou reservatórios equivalentes de energia (REE). Cada um dos REEs que compõem o SIN está associado a um subsistema/submercado de energia elétrica, conforme TABELA 1.

TABELA 1 – RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES E SUBSISTEMAS

REE	Subsistema
Sudeste	Sudeste
Madeira	Sudeste
Teles Pires	Sudeste
Itaipu	Sudeste
Paraná	Sudeste
Paranapanema	Sudeste
Sul	Sul
Iguaçu	Sul
Nordeste	Nordeste
Norte	Norte
Belo Monte	Norte
Manaus - Amapá	Norte

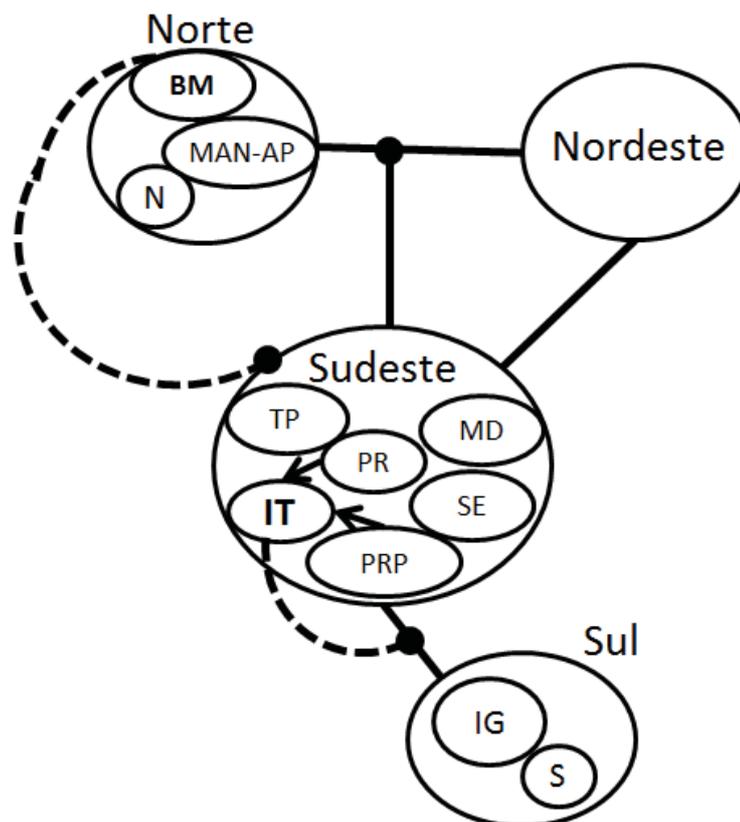
FONTE: Modificado de CEPEL (2018a).

Um mesmo subsistema pode conter quantos REEs forem necessários para melhor representar a diversidade hidrológica das bacias hidrográficas. Os REEs podem apresentar acoplamento hidráulico a outro reservatório equivalente, estando situados no mesmo subsistema ou em um subsistema distinto.

O que é possível de se observar na constituição do SIN, é que determinados REEs podem estar geograficamente localizados na região Norte e eletricamente conectado ao submercado Sudeste, como por exemplo o REE Madeira, ou eletricamente conectado a dois subsistemas diferentes, como é o caso do REE de Belo Monte. Apesar de estes reservatórios equivalentes atenderem energeticamente a região geográfica na qual estão localizados, a maior parte da energia gerada pelas usinas que compõem estes REEs acaba sendo escoada para o submercado

Sudeste, onde se localiza cerca de 60% de toda a demanda brasileira por energia. Isto reforça a necessidade de complexos troncos de interligação, que podem atingir mais de 2.000 km de extensão, como é o caso da interligação das usinas Jirau (REE Madeira), Santo Antônio (REE Madeira) e Belo Monte (REE Belo Monte). Outro exemplo são as usinas Três Marias, Queimado e Retiro que localizam-se mais a montante na bacia do rio São Francisco na região Nordeste do país, mas eletricamente interligadas ao subsistema Sudeste. A FIGURA 1 resume e exemplifica as representações citadas, sendo as linhas tracejadas as interconexões extra-submercados e as flechas o acoplamento hidráulico entre REEs (CEPEL, 2018a).

FIGURA 1 – REPRESENTAÇÃO DOS REES DO SIN



FONTE: Modificado de CEPEL (2018a).

A rede de transmissão que interliga cada um dos submercados do SIN tem limites de exportação e importação, os quais podem influenciar na formação do Custo Marginal de Operação (CMO) e por consequência o Preço de Liquidação das

Diferenças (PLD), preço no qual a CCEE se baliza para contabilizar e liquidar a energia de todos os agentes do setor no Mercado de Curto Prazo.

2.2. MATRIZ ENERGÉTICA

Conforme ANEEL (2018), o Brasil possui 7.098 empreendimentos em operação, totalizando 159,7 GW de potência instalada. Deste total cerca de 64% (102,13 GW) é proveniente de fontes hidráulicas, 27,1% (43,36 GW) de fontes térmicas, 8,1% de fonte eólica (12,92 GW) e 0,8% (1,31 GW) de fontes fotovoltaicas.

Conforme FIGURA 2, está previsto uma adição de 18,57 GW na capacidade de geração do País para os próximos anos, proveniente de 216 empreendimentos atualmente em construção e mais 394 empreendimentos com construção ainda não iniciada.

FIGURA 2 – EMPREENDIMENTOS FUTUROS DE GERAÇÃO

Empreendimentos em Construção				Empreendimentos com Construção não iniciada			
Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%	Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW)	%
CGH	5	4.810	0,05	CGH	1	1.000	0,01
EOL	118	2.675.450	26,44	EOL	109	2.515.986	29,78
PCH	27	327.000	3,23	PCH	123	1.634.478	19,35
UFV	30	831.316	8,21	UFV	40	968.195	11,46
UHE	6	1.254.100	12,39	UHE	7	694.180	8,22
UTE	29	3.677.617	36,34	UTE	114	2.633.825	31,18
UTN	1	1.350.000	13,34	Total	394	8.447.664	100
Total	216	10.120.293	100				

FONTE: ANEEL (2018).

2.2.1. Planejamento da expansão

Com a crescente inserção de fontes de geração não controlável, dita intermitente, e a progressiva redução da capacidade de regularização nas usinas hidrelétricas frente ao crescimento da carga, novos desafios para o planejamento e operação do sistema são vislumbrados. A nova configuração vislumbrada exigirá ações como a expansão da oferta com fontes específicas para atendimento de potência em determinadas horas do dia. Junto ao planejamento, espera-se maior participação dos consumidores no mercado de energia, seja atuando como gerador ou gerindo a própria demanda através do sinal econômico de preços da energia

elétrica. Nesse contexto, os estudos de planejamento da expansão da geração são fundamentais para antecipar essas ações, permitindo que o sistema se adapte gradativamente aos novos perfis de consumo.

Além do planejamento da expansão da geração, conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 publicado pela EPE (2017) (Brasil, 2017), a rede de transmissão apresenta-se como outra importante área do planejamento da expansão. A imensa malha de transmissão brasileira conecta as diversas fontes de produção ao consumo, o desafio do planejamento da expansão da capacidade de transmissão consiste em assegurar a existência de recursos no sistema que possam atender a demanda total projetada ao longo de um horizonte de planejamento ao menor custo possível, considerando as incertezas associadas e ainda respeitando os critérios de confiabilidade. A complexidade deste desafio decorre da necessidade de conciliar requisitos conflitantes de economicidade e confiabilidade do sistema e, em particular, das interligações regionais. Outra fonte de complexidade no sistema de transmissão são as crescentes restrições socioambientais, em especial, áreas de preservação ambiental e nos grandes centros urbanos. Adicionalmente, a multiplicidade de agentes de transmissão, exige permanente esforço de coordenação, por parte do ONS, desde a fase de projeto até a de operação do sistema, além da importância da rígida fiscalização, cuja responsabilidade fica a cargo da ANEEL.

2.3. PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO

O problema resolvido pelo ONS a cada novo planejamento da operação visa obter, para cada etapa, as metas de geração de cada usina do SIN (termoelétrica e hidráulica) de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de operação ao longo de todo período de planejamento. Este custo é composto pelo agregado dos custos do combustível das usinas termoelétricas (CVU) e pelo custo de déficit, representado por uma função de penalização.

2.3.1. *Sistemas puramente térmicos*

Em sistemas puramente térmicos, o problema de operação consiste em determinar a combinação de usinas que atende a função objetivo, ou seja, minimizar

o custo total de combustível e ao mesmo tempo atender a totalidade da demanda, satisfazendo os limites de geração e intercâmbio. Simplificadamente, este problema pode ser resolvido através do método Iteração Lambda, colocando as usinas em ordem crescente de custo e gradativamente elevar o custo incremental da geração (R\$/MWh) até que a demanda seja atendida. O último gerador acionado é chamado gerador marginal, pois ele atenderá a qualquer acréscimo extra de carga, nesta metodologia todos os geradores com custo inferior ao marginal operam em sua capacidade máxima (WOOD; WOLLENBERG, 1996).

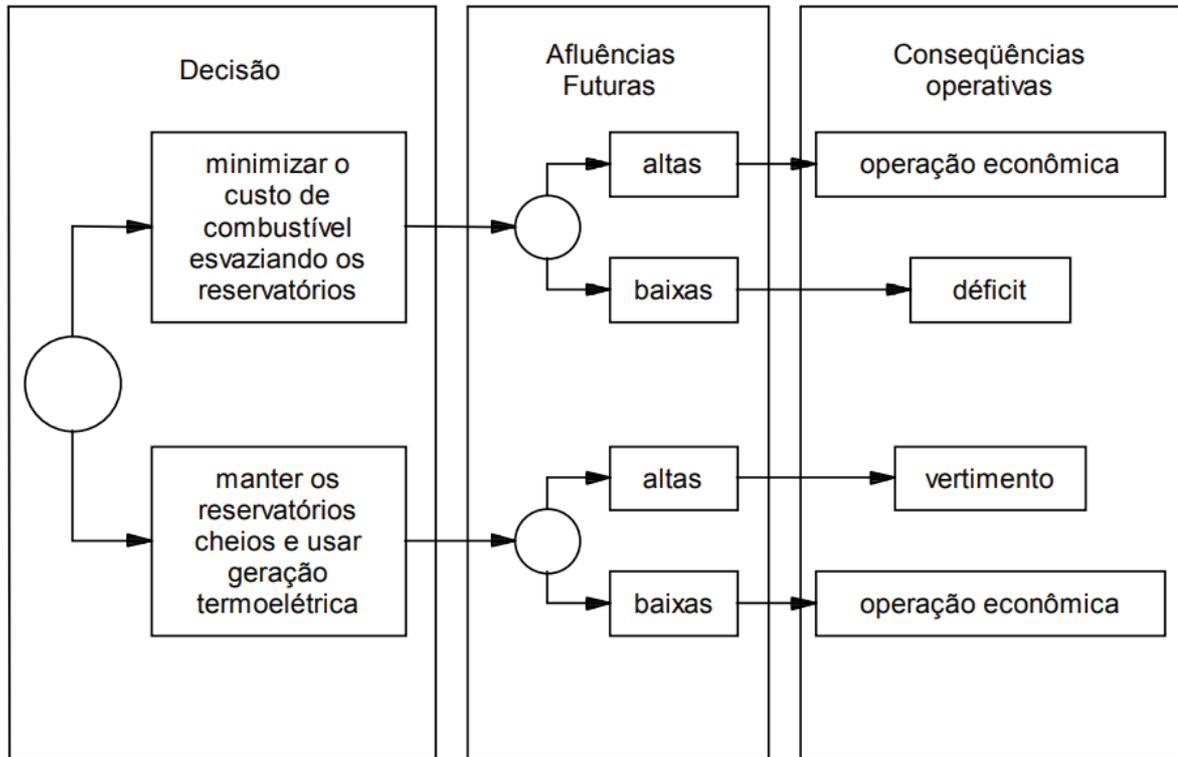
A interconexão entre sistemas vizinhos permitem uma redução dos custos globais de operação, proporcionando intercâmbios energéticos dos sistemas com custo de operação mais barato para os sistemas com custo de operação mais caros.

Segundo Cepel (2018b), ainda que existam fatores adicionais que tornem o problema mais complexo, como a consideração de perdas nos intercâmbios, restrições nas linhas de transmissão, custos de parada e partida das unidades térmicas, entre outros, o problema de operação termoelétrico tem características básicas como: Desacoplamento temporal (a decisão de operação hoje não afeta a operação futura); Custo direto de operação (o custo de operação de uma unidade não depende do nível de geração das demais); Confiabilidade (a confiabilidade do fornecimento de energia depende somente da capacidade total de geração disponível e não da estratégia de operação das unidades do sistema).

2.3.2. *Sistemas hidrotérmicos*

Ao contrário da operação em sistemas puramente térmicos, em sistemas hidrotérmicos o problema possui acoplamento temporal, ou seja, o volume futuro de água afluente aos reservatórios é desconhecido, tornando a disponibilidade de energia hidroelétrica limitada pela capacidade de armazenamento nos reservatórios. Esta incerteza futura torna o problema bastante complexo, introduz uma relação entre a decisão de operação em determinada etapa e as consequências futuras desta decisão. A FIGURA 3 apresenta esta problemática.

FIGURA 3 – PROCESSO DE DECISÃO PARA SISTEMAS HIDROTÉRMICOS



FONTE: CEPEL (2018b).

Como o futuro das vazões afluentes é desconhecido, a solução ótima representa um equilíbrio entre o benefício presente do uso da água (custo zero) e o benefício futuro de seu armazenamento (medido através da economia esperada no uso futuro das unidades térmicas). Além do acoplamento temporal, este tipo de problema apresenta acoplamento espacial, ou seja, existe interdependência entre a operação das usinas hidrelétricas na mesma cascata, pois a quantidade de água liberada em uma usina acaba afetando a operação das demais usinas a jusante. Sendo assim, a incerteza relativa às vazões faz do planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos um problema essencialmente estocástico (CEPEL, 2018b).

No caso do dimensionamento dos intercâmbios entre subsistemas, primeiramente é necessário determinar o valor da geração hidroelétrica, chamado valor da água. Com o valor da água, determina-se o custo marginal de cada subsistema e então o sistema é otimizado de maneira integrada, minimizando o custo total de operação.

2.3.3. *Planejamento da operação eletroenergética do SIN*

Atualmente no Brasil, o Operador Nacional do Sistema divide o planejamento da operação do SIN em planejamento de médio prazo, planejamento quadrimestral e planejamento mensal (ONS, 2018).

O planejamento de médio prazo possui periodicidade anual e contempla a período entre o mês de janeiro do segundo ano até o início de abril do ano subsequente. Este planejamento tem por objetivo realizar o diagnóstico do desempenho do SIN, sob o ponto de vista de atendimento aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede. Os estudos utilizam tanto os recursos de geração e transmissão existentes quanto os recursos previstos para entrada em operação futura, de modo igual, levam em conta a evolução da carga para o mesmo período de análise. Tais estudos permitem definir ações para solucionar os problemas futuros identificados; avaliar o benefício das novas instalações de transmissão e geração e indicar possíveis antecipações a fim de contornar eventuais atrasos no cronograma de expansão; indicar possíveis contingências e restrições elétricas que impeçam a otimização energética do SIN, além de subsidiar o MME e a ANEEL na tomada de decisões (ONS, 2016a).

O planejamento quadrimestral, assim como na etapa de médio prazo, visa indicar medidas operativas que atendam aos critérios e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede, com base nos recursos de geração e transmissão disponíveis e previsão de carga para o período analisado. O objetivo desta etapa é estabelecer e descrever as sistemáticas, as responsabilidades, o processo e os prazos a serem adotados na elaboração das diretrizes da operação elétrica com o horizonte quadrimestral (ONS, 2016b).

O planejamento mensal, chamado de Programa Mensal de Operação (PMO), atualiza e estabelece instruções de operação para o mês em questão. O estudo é baseado nos dados disponibilizados pela equipe de estudos elétricos de fluxo de potência (para a definição das unidades geradoras que deverão operar como compensadores síncronos), apresentando os limites de transmissão entre regiões do SIN para o horizonte de curto prazo e o parque hidrotérmico disponível para atendimento da demanda. O PMO apresenta as unidades geradoras que devem operar seja por ordem de mérito (ordem de custo) ou restrição elétrica, cuja finalidade é atender à totalidade da carga, sob a ótica da segurança operativa, com

políticas energéticas que visam minimizar o custo total de operação. Um dos principais produtos desta etapa de planejamento é o Custo Marginal de Operação (CMO) o qual, depois da retirada de algumas restrições intra-submercados pela CCEE, é chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que baliza todo o mercado de energia elétrico brasileiro (ONS, 2016c).

2.4. FORMAÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A formação do preço no mercado de energia elétrica brasileiro, que baliza/dimensiona o despacho centralizado das usinas do SIN, se dá através de dois processos que ocorrem em paralelo entre Operador Nacional do Sistema e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. O processo da formação de preços inicia-se pelo operador do sistema, na ocasião do planejamento da operação de médio prazo ao simular o modelo Newave. Seguida pela etapa de curto prazo, na qual é executado o modelo computacional Decomp.

2.4.1. *Modelo Newave*

O modelo computacional Newave ou Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo, desenvolvido pelo CEPEL, tem por objetivo o planejamento da operação do SIN com metas mensais de geração para cada usina do sistema que atendam à demanda e ao mesmo tempo minimizem o valor esperado do custo de operação ao longo de todo período de planejamento (atualmente 60 meses). O custo de operação é composto pelo custo variável de combustível das usinas termelétricas e pelo custo atribuído aos déficits, modelado por uma função de penalização. Este modelo determina as estratégias da operação hidrotérmica com representação agregada do parque hidroelétrico através de Reservatórios Equivalentes de Energia e troncos de interligação entre subsistemas, conforme já foi abordado neste trabalho. Já as vazões afluentes às usinas hidráulicas, são modeladas como conhecidas no início do estudo, enquanto os períodos sucessivos são resolvidos através de abertura de árvores de cenários do tipo “acaso-decisão” e resolvidos através de recursão de programação dinâmica estocástica (PDE), sendo que os níveis de armazenamento dos reservatórios e a

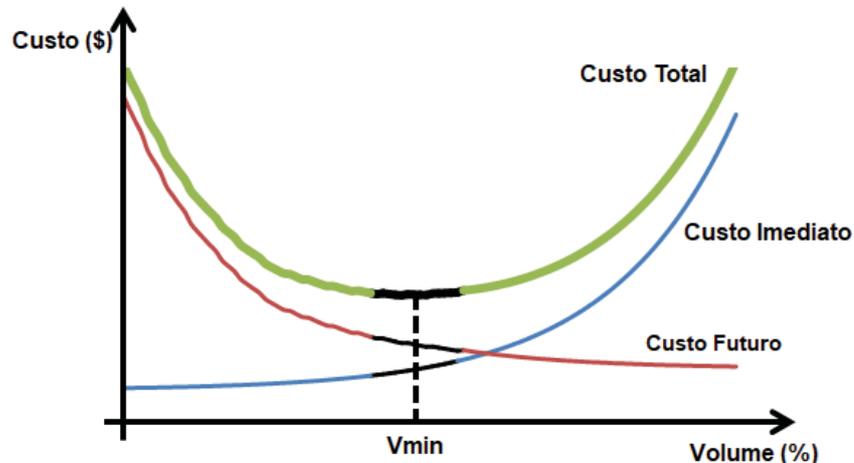
tendência hidrológica futura do sistema são representados pelas afluências aos reservatórios nos meses anteriores (CEPEL, 2018c).

A técnica de Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) foi desenvolvida para evitar os problemas de dimensionalidade associados à discretização do espaço de estados, visto que cada elemento do vetor do espaço de estados é composto por K volumes armazenados e K volumes de vazão afluente. Ou seja, se o vetor do espaço de estados possui M intervalos então o número de estados é M^{2K} . De forma que se M for igual a 20, para um reservatório existem 400 estados, para 2 reservatórios serão 160 mil estados, para 3 reservatórios serão 64 milhões de estados, crescendo exponencialmente, o que torna o problema completo insolúvel do ponto de vista computacional, visto que o sistema brasileiro conta com mais de 100 reservatórios (CEPEL, 2018c).

O modelo proposto por Pereira (1989) viabiliza a obtenção da estratégia ótima de operação, através da representação explícita dos intercâmbios entre os submercados e utilização de um modelo de energias afluentes autorregressivo mensal de ordem p . A estratégia consiste em aproximar a função de custo futuro através de funções lineares por partes que são resolvidas sequencialmente em dois estágios, em que a afluência a cada usina hidroelétrica é conhecida em qualquer que seja o estágio do período de planejamento. O algoritmo é similar à decomposição de Benders, produzindo cortes sequenciais, no sentido de resolver o problema primal inserindo-se a cada iteração novas restrições no problema dual relaxado até que todas as restrições sejam satisfeitas (ótimo primal-dual).

Sabe-se que as decisões de operação têm consequências futuras, portanto deve-se comparar o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento. Esta dualidade no processo de decisão faz com que o custo total de operação seja composto por duas componentes, uma função de custo imediato e outra função de custo futuro, conforme apresentado na FIGURA 4.

FIGURA 4 – FUNÇÕES DE CUSTO IMEDIATO E FUTURO



FONTE: Modificado de CEPEL (2018a).

A função de Custo Imediato é crescente, representa os custos de geração térmica e déficit e sua inclinação (derivada em função do volume armazenado X) corresponde ao custo de geração térmica ou déficit necessário para atingir o volume armazenado X no fim do período de planejamento. Sendo assim, o atendimento à demanda de energia utilizando água presente nos reservatórios provoca um esvaziamento dos reservatórios e resulta em um baixo custo, pois havia água disponível. A função de Custo Futuro por sua vez é decrescente, representa o custo do despacho térmico para suprir a energia demandada com o reservatório vazio, portanto o custo é alto. Em contrapartida, com o reservatório cheio o custo tende a ser baixo. Cabe ressaltar que a curva de Custo Futuro é consequência das ações tomadas no presente, portanto sua derivada em relação ao volume armazenado é conhecida como Valor da Água (CEPEL, 2018a).

A soma das curvas de Custo Imediato e Custo Futuro representa a curva de Custo Total, o ponto mínimo desta curva é a decisão ótima, correspondente ao ponto onde os módulos das derivadas da função de Custo Imediato e da função de Custo Futuro com relação ao armazenamento se igualam.

Conforme exposto, o Custo Imediato corresponde às despesas com o pagamento do combustível utilizado na geração das usinas termelétricas para atendimento da demanda. Enquanto o Custo Futuro depende das vazões afluentes às usinas hidrelétricas, cujo comportamento segue um modelo periódico auto regressivo de ordem p , modelo estatístico chamado de PAR(p), que se ajusta

conforme o comportamento das afluições passadas em até p meses anteriores (CEPEL, 2018a).

O modelo Newave fornece a política ótima de operação do SIN, adicionalmente o programa produz arquivos de saída contendo as séries sintéticas de energia afluyente geradas nas etapas *forward*, *backward* e final. Estes arquivos junto aos Cortes de Benders (utilizados para as simulações do modelo Decomp), gerados na simulação final, servem para se obter os custos marginais, déficits, energia natural afluyente líquida, energia armazenada final, vertimentos, geração hidráulica, geração térmica, intercâmbios entre submercados, entre outras informações (CEPEL, 2018a).

2.4.2. Modelo Decomp

O modelo Decomp foi desenvolvido pelo CEPEL para a etapa de curto prazo do planejamento da operação do SIN, da mesma forma que o modelo Newave o Decomp emprega a metodologia de PDDE (CEPEL, 2018b). As principais características do modelo de curto prazo são:

- Cenários de afluencia por usina hidráulica;
- Representação por patamares de carga (Leve, Média e Pesada);
- Limites de interligação entre subsistemas;
- Representação de curvas de déficit por patamar;
- Restrições elétricas por usina ou conjunto de equipamentos;
- Restrição de transporte entre a UHE Itaipu (50 Hz e 60 Hz) e o Subsistema Sudeste;
- Representação do acoplamento hidráulico entre usinas e subsistemas;
- Configuração dinâmica do parque gerador;
- Leitura da Função de Custo Futuro fornecida pelo modelo Newave.

Tratando-se da modelagem das vazões afluentes aos aproveitamentos hidráulicos no modelo Decomp, a estocasticidade das vazões é introduzida por meio da construção de cenários de vazões, representados por aberturas de árvores de afluencia com probabilidades associadas a cada ramo. Conforme CEPEL (2018b), o modelo Decomp trabalha com 6 períodos de análise, sendo os primeiros cinco

períodos dados de entradas (previsão semanal de curto prazo para o mês inicial) e o último período (segundo mês) trata-se da abertura de cenários citada. Os cenários de afluência são gerados por um modelo auxiliar chamado GEVAZP, cuja modelagem também é estocástica (CEPEL, 2018b). Diferentemente do modelo Newave, no qual a produtividade é considerada constante (energia armazenada de 65% do volume útil), que corresponde à produtividade associada ao esvaziamento completo do reservatório e considerando o nível de jusante fixo e igual à cota do canal de fuga, modelagem mais simples que leva a um modelo puramente linear. O Decomp é capaz de calcular a produtividade de cada usina hidroelétrica a cada estágio do planejamento, através de aproximações lineares por partes, sendo que a capacidade de geração de cada usina varia em função do volume médio disponível e da vazão defluente total (soma da vazão turbinada e da vazão vertida) do período de análise. O objetivo é construir a função de produção de cada usina da forma mais realista possível, utilizando-se as equações físicas que regem o processo de conversão de energia potencial hidráulica em energia elétrica, conforme Equação 1.

$$GH = \min\{P_{disp}, \rho_{esp} * k_{phd} * Q * [h_{mon}(V) - h_{jus}(T, S)]\} \quad (1)$$

onde:

GH: geração da usina hidroelétrica;

P_{disp}: potência disponível que pode ser produzida pelo conjunto de geradores da usina no período (leva em conta eventuais manutenções);

ρ_{esp}: produtividade específica ($r_{med} * 9,81 \times 10^{-3}$);

r_{med}: rendimento médio do grupo turbina-gerador (p.u.);

k_{phd}: coeficiente de perdas hidráulicas nas tubulações (constante);

V: volume disponível no início do período;

Q: vazão afluente (descontados coeficientes de irrigação e evaporação);

T: vazão turbinada;

S: vazão vertida;

h_{mon}(V): cota média de montante (polinômio Cota x Volume);

h_{jus}(T, S): cota média de jusante.

Conforme citado, para o cálculo da política ótima de operação na etapa de curto prazo, o Decomp necessita realizar consultas na Função de Custo Futuro

(gerada pelo modelo Newave), cujo objetivo é calcular o valor da água. Além de permitir a revisão semanal da política determinada nas semanas anteriores do mês inicial de estudo, considerando que a cada revisão são atualizadas as previsões de vazões e carga e os dados de níveis de partida dos reservatórios, disponibilidade e CVU das usinas térmicas.

O resultado mais importante do modelo Decomp é a determinação do despacho hidrotérmico ótimo, dada as condições iniciais do planejamento. Este despacho fornece o Custo Marginal de Operação, custo por unidade de energia produzida (R\$/MWh) para atender a qualquer acréscimo de carga. O CMO é calculado semanalmente pelo ONS, para cada patamar de carga e para cada submercado, sendo o PLD determinado semanalmente com base no CMO, limitado por um preço mínimo e máximo ajustados anualmente pela ANEEL (respectivamente iguais a R\$ 40,16 e R\$ 505,18, vigentes para o ano de 2018). Para o cálculo do PLD são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS, não sendo consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado, desta forma garante-se que, seja qual for o ponto de consumo, o preço será o mesmo em todo o submercado.

2.5. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Neste capítulo foi abordada a estrutura física do SIN, assim como sua representação através de reservatórios equivalentes de energia e os principais troncos de interligação entre os diferentes subsistemas/submercados. O fato de a matriz elétrica brasileira ser predominantemente hidráulica, apesar da crescente expansão na oferta de energia através de fontes ditas não controláveis (eólica e solar), trouxe novos desafios para o operador de sistema e para os agentes que compõem este mercado, revelando a necessidade destes se adaptarem aos novos tempos e dinâmica de um mercado em constante mutação.

O planejamento da operação e as características singulares do SIN, discutido no decorrer do capítulo, evidenciada pela sua característica mercadológica (do tipo *tight pool*) levou à necessidade do operador do sistema brasileiro se utilizar de um despacho centralizado da geração através de modelos matemáticos. A formação dos preços da energia elétrica no Brasil, se utiliza dos modelos Newave e Decomp para definir a política ótima de operação do SIN e por consequência os

Custos Marginais de Operação, que balizam os Preços de Liquidação das Diferenças, usados para liquidar as sobras e déficits contratuais de energia no mercado de curto prazo. Além de desempenhar um papel importante no balizamento do preço dos contratos futuros de energia, essencialmente importante para aqueles que negociam volumes de energia neste mercado.

Destaca-se, que todos os itens relacionados a representação espacial do SIN, assim como características particulares da formação dos preços da energia elétrica (planejamento da expansão e operação) no Brasil, auxiliam o leitor a compreender a importância destes fatores de fricção no que tange a previsão futura de preços.

3. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA

O setor de energia elétrica brasileiro vem atravessando inúmeras transformações nas suas dinâmicas de funcionamento. Mercados referência mundial, como o Norte Americano e Europeu, em algum momento da sua história passaram por reformas similares às nossas, que visaram o aumento de eficiência econômica setorial. Desta forma, considerando a importante relação entre os agentes de mercado que atuam no mercado de energia elétrica brasileiro e os volumes financeiros que circulam no âmbito do setor, é de extrema relevância compreender o processo de reformas acontecidas em diferentes mercados mundiais, para então compreender as necessidades, particularidades e oportunidades que nosso setor pode oferecer.

3.1. MERCADOS DE ENERGIA ELÉTRICA NO MUNDO

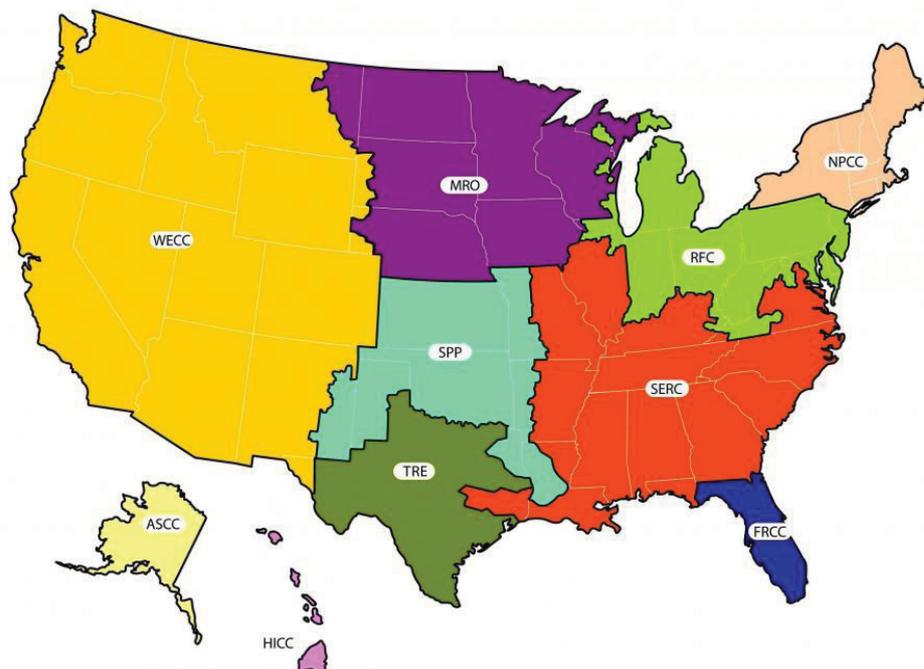
A experiência dos Estados Unidos representa um paradigma para a introdução gradual da competição nos setores elétricos, pois, ao mesmo tempo em que regulou os monopólios naturais privados, minou a possibilidade de poucos agentes exercerem excessivo poder de mercado. Neste contexto, hoje o mercado norte-americano é o principal mercado de energia elétrica no mundo com 2.269,4 GW de potência instalada e consumo de 441,2 GW médios registrado no ano de 2017 (EIA, 2018).

Segundo Pires (1999), as reformas ocorridas no setor elétrico norte-americano são caracterizadas por três aspectos importantes, sendo eles: pioneirismo, gradualismo e pragmatismo. O pioneirismo ocorre pelo fato dos EUA terem sido o primeiro país a estimular a competição na geração de energia elétrica, visando a substituição das fontes fósseis por fontes energéticas alternativas. O gradualismo é caracterizado pelo lento e progressivo ritmo das reformas após dois importantes marcos regulatórios, em 1978 (*Public Utilities Regulatory Policy Act*) e depois em 1992 (*Energy Policy Act*), sendo a última, essencial para o desenvolvimento do mercado atacadista de energia em várias regiões do país (considerando que algumas medidas legislativas se diferenciam entre os estados da federação). O terceiro e último aspecto, pragmatismo, é decorrente da grande

autonomia de cada estado da federação, ao mesmo tempo em que buscou-se soluções de compromisso entre interesses da federação e dos estados.

O efeito desta heterogeneidade regional, muitas vezes autônoma, e diversidades geográficas levaram o setor elétrico dos Estados Unidos à formação de sistemas elétricos regionais distintos e independentes, compostos por um grande número de empresas, havendo diferentes graus de coordenação e cooperação entre cada uma delas, conforme pode ser observado na FIGURA 5.

FIGURA 5 – REPRESENTAÇÃO DO SISTEMA ELÉTRICO NORTE-AMERICANO



FONTE: EPA (2018).

A reforma mais importante do setor de energia elétrica nos EUA, *Energy Policy Act* de 1992, estabeleceu dois importantes princípios regulatórios: a garantia do livre acesso aos sistemas de transmissão e a constituição de amplos mercados atacadistas. Além de atribuir importantes diretrizes, como:

- criação da classe geradora denominada *Exempt Wholesale Generators* (EWGs), empresas que possuem apenas ativos de geração, podendo transacionar sua energia apenas no mercado atacadista, e sem qualquer obrigação de investimento e/ou limitação geográfica de atuação relativa às concessionárias transmissoras ou distribuidoras;
- incentivo aos programas de conservação de energia e resposta da demanda;

- definição de critérios de transição para amortizar investimentos oriundos de obrigações assumidas pelas concessionárias para atender o mercado em regime de monopólio natural, que se tornariam irrecuperáveis em um mercado competitivo.

Não obstante a isso, no decorrer da década de 90 a agência reguladora de energia elétrica (*Federal Energy Regulatory Commission – Ferc*) ofereceu estímulos à constituição de operadores independentes do sistema, os *Independent System Operators* (ISOs), empresas responsáveis por gerenciar os ativos de transmissão de diferentes proprietários, em troca de receitas obtidas pelo ISO. Na mesma época surgiram as Bolsas de Energia ou *Power Exchange (PX)*, ambientes que promovem as vendas de energia entre geradores e consumidores livres, estimulando a competição no mercado atacadista e maior liquidez dos produtos de energia negociados. Até chegar a abertura dos mercados cativos de energia elétrica, formando o mercado varejista, e junto com ele novos agentes comercializadores e corretores de eletricidade junto aos consumidores finais (PIRES, 1999).

Sob outra ótica, a União Europeia (UE), segundo maior mercado mundial de energia elétrica com 965,6 GW de potência instalada e consumo de 371,15 GW médios registrado no ano de 2015 (EC, 2016), apresentou até recentemente, forte atuação estatal e de monopólio no fornecimento destes serviços, interrompido pela forte onda de liberalização dos mercados e uniformização das políticas regulatórias dos países membros da UE (PIRES, 1999).

A crescente integração política e econômica europeia propiciou o aumento na competitividade entre as empresas de geração e comercialização, reduzindo os custos da energia para os países membros, conseqüentemente sinalizando a necessidade de expansão nas interconexões internacionais. Deste modo, houve a necessidade de se padronizar as regras de acesso ao mercado livre e constituir as redes transeuropeias de eletricidade, denominadas *European Independent Transmission System Operation Association* (Etsoa), havendo coordenação única de operadores independentes dos sistemas de transmissão (PIRES, 1999).

A onda de liberalização dos mercados de energia se tornou uma tendência mundial. Os casos de sucesso nos EUA e Europa evidenciam que estimular a competição nos segmentos de geração e comercialização de energia, assim como constituir mercados atacadistas, pode propiciar a redução dos custos finais da

energia, sem que para isso segmentos de monopólio naturais (transmissão e distribuição) sejam totalmente privatizados.

3.2. MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA BRASILEIRO

O modelo institucional do setor de energia elétrica brasileira passou por grandes mudanças desde os anos 90. A primeira grande mudança desde então foi a criação da agência reguladora (ANEEL). Tais mudanças envolveram a privatização de grandes companhias operadoras com ativos de geração e distribuição de energia elétrica, que tiveram início com a Lei nº 9.427 de dezembro de 1996. Um dos principais objetivos desta lei foi estabelecer a exploração dos potenciais hidráulicos de geração através de leilões de energia, em que o maior valor oferecido pela outorga definia o vencedor. A segunda grande mudança após a década de 90 foi a instituição do novo modelo do setor elétrico, ocorrida em 2004. Os grandes objetivos desta reforma no setor foram estabelecer métricas consistentes para garantir o suprimento de energia elétrica com segurança e ao mesmo tempo promover a modicidade tarifária e a universalização do consumo de energia elétrica, nomeado de programa Luz para Todos (ANEEL, 2008).

A nova reforma do setor de 2004 instituiu os dois atuais modelos de contratação de energia elétrica, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), dos quais participam geradoras, comercializadoras, distribuidoras, importadores, exportadores, consumidores livres e especiais, produtores independentes, entre outros.

3.2.1. *Ambiente de Contratação Regulada – ACR*

No ACR atuam as concessionárias distribuidoras de energia elétrica, as geradoras de energia elétrica e os consumidores cujo perfil de consumo não se qualificam dentro dos requisitos mínimos para adesão ao mercado livre de energia, ou que por comodidade preferem adquiri-la da distribuidora local.

As distribuidoras, conforme Lei 10.848/2004, devem contratar 100% da sua demanda por meio de leilões de energia nova ou existente, promovidos para estes fins pela CCEE, além de participar das Cotas da energia gerada pela usina Itaipu, usinas do PROINFA e de Geração Distribuída embebida no sistema de distribuição.

Conforme CCEE (2018a) os leilões são mecanismos que visam aumentar a eficiência da contratação de energia, os contratos são os chamados CCEAR ou Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado registrados pela CCEE em um sistema específico de contabilização e liquidação financeira. Existem duas modalidades de CCEAR: por quantidade e por disponibilidade. A modalidade por quantidade refere-se aos riscos hidrológicos da operação energética, que são assumidos integralmente pelos agentes geradores. Nos contratos por disponibilidade, os custos decorrentes dos riscos hidrológicos são assumidos pelos agentes compradores (distribuidores), assim como eventuais exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo, com repasse ao consumidor final, por meio das revisões anuais, conforme mecanismo específico definido pela ANEEL.

3.2.2. *Ambiente de Contratação Livre – ACL*

Participam do ACL os geradores, comercializadores, importadores, exportadores, consumidores livres e especiais. Os agentes deste mercado têm a liberdade de estabelecer bilateralmente os volumes, preços e prazos de fornecimento para a energia elétrica comercializada. As operações de compra e venda são pactuadas por meio de Contratos de Compra e Venda de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), Contratos de Compra de Energia Incentivada (CCEI), Contratos bilaterais e Contratos de Energia de Reserva (CER). Toda esta gama de contratos é registrada na CCEE, que é a instituição responsável por realizar a contabilização e a liquidação financeira das diferenças entre os montantes contratados e aqueles efetivamente consumidos, além de apurar se os agentes não estão respeitando as regras normativas estabelecidas pela agência reguladora (CCEE, 2018b).

Todos os agentes deste mercado arcam com a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), e quando conectados à rede de transmissão incide também a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), proporcionais ao montante de energia consumido. Analogamente, o Encargo de Serviço e Sistema (ESS) é rateado entre todos os agentes que comercializaram energia no MCP, este encargo é destinado à cobertura de serviços ancilares, custo com geração térmica despachada fora da ordem de mérito, possíveis restrições na malha de transmissão, além de

diferenças entre CMO e PLD (quando $CMO > PLD$) ou devido a despacho térmico por garantia energética (CCEE, 2018b).

Conforme estabelecido no Decreto nº 8.828/2016, para haver comercialização de energia elétrica entre os agentes de distribuição, comercialização, consumidores livres e especiais, estes agentes devem garantir integralmente o atendimento de suas cargas por meio de apresentação de lastro de energia, que é calculado a partir da garantia física proporcionada por empreendimentos de geração própria ou de terceiros (mediante contratos de compra de energia). Sendo assim, os agentes vendedores estão sujeitos à penalidades caso não apresentem lastro de energia e potência elétrica para garantir 100% de seus contratos de venda.

3.2.3. *Instrumentos de negociação no ACL*

O mercado de energia elétrica brasileiro é bastante volátil, principalmente devido a sua predominância hidráulica, cujo risco está ligado diretamente às incertezas das afluências futuras. A principal forma para se mitigar riscos neste mercado é atuar conforme os preceitos estabelecidos pela ANEEL, ou seja, comprar ou vender contratos apenas para garantir a totalidade de seus compromissos já firmados ou para atender a sua demanda projetada (no caso de consumidores).

A alternativa para tais proteções é o uso de contratos derivativos, calcados no preço *spot* da energia. Tais contratos são negociados em acordos de balcão, ou através da plataforma do Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia (BBCE) que possibilita a negociação eletrônica de volumes de energia. O BBCE iniciou suas operações em março de 2012, e atualmente já negociou mais de 33GW em mais de 17.500 contratos, contabilizando um volume financeiro da ordem de R\$ 6,6 bilhões (BBCE, 2018).

Os contratos derivativos são instrumentos de negociação que vieram do mercado financeiro, este tipo de contrato se caracteriza por seus volumes de energia negociados serem muito maiores do que aqueles efetivamente liquidados fisicamente. As principais modalidades de derivativos são: contratos a termo, contratos futuros, contratos de opções e *swaps*.

Os contratos a termo são acordos bilaterais comerciais de compra ou venda, com datas e preços previamente estabelecidos. Esse tipo de contrato, conforme

CCEE (2018b) necessita de comprovação de lastro físico, ou seja, deve-se comprovar a existência de lastro de geração por parte do vendedor. Nos contratos a termo é definida uma data de entrega da energia, enquanto contratos futuros estipulam um período de entrega da energia. É bem verdade que contratos futuros são uma evolução dos contratos a termo, visto que são passíveis de padronização na quantidade, característica (energia convencional ou incentivada), datas de entrega e vencimento. Tais características permitem que estas negociações sejam feitas em bolsas de energia, o que contribui para aumentar a liquidez dos contratos no mercado. Os contratos desta natureza são liquidados, não somente pela sua entrega física, mas sim pela diferença entre o valor do papel contratado e seu valor de mercado (MAYO, 2012).

Os contratos de opções são utilizados no mercado de energia elétrica como ferramentas de *hedge*. Os contratos de opções, como o próprio nome já diz, dão ao comprador a opção de exercer ou não o contrato firmado, desta forma se protege de condições adversas de mercado. Resumidamente, quem vende este tipo de opção é alguém com perfil de risco mais elevado, cujo prêmio recebido pelo papel serve para alavancar outras operações, ou cobrir possíveis perdas com a volatilidade do mercado. Os dois tipos de opções são as de venda (*put*) e as de compra (*call*), sua precificação em geral é estratégica de cada agente do mercado, pois são baseados nos preços, atributos de volume, localização de entrega, data de entrega, período contratual, tipos de energia (incentivada ou convencional), entre outros. Já os contratos do tipo *Swap* podem ser definidos como troca de exposições, no mercado de energia elétrica pode haver *swap* entre submercados (onde um dos agentes assume o risco de diferenças nos preços entre os submercados) e *swap* temporais (onde um dado mês ou período de atendimento é trocado por outro). Em ambos os tipos de *swap* é cobrado um prêmio de risco, o que os torna eficazes instrumentos de *hedge* relativo a volatilidade dos preços da energia elétrica (MAYO, 2012).

3.3. MERCADO DE CURTO PRAZO E LIQUIDAÇÃO

A partir do momento em que foi criado o MAE, e após, no âmbito da CCEE, todos os contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados no país, seja no ACR ou ACL, têm a obrigatoriedade de serem registrados na CCEE no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL), para que esta realize o encontro de contas

mensalmente e contabilize quanto de energia cada agente gerou e consumiu. Realizada a medição dos montantes de energia produzida/consumida, é iniciado o processo de liquidação das sobras ou déficits de cada agente, comparando os montantes contratuais firmados e os volumes transacionados entre os agentes até o fechamento do balanço de carga e geração para a partição das perdas. Desta forma, de maneira resumida, o MCP valora as sobras e déficit contratuais ao PLD, efetua a partição das perdas (50% para o lado da geração e 50% para o lado do consumo) e aplica, caso necessário, penalidades quanto à insuficiência de lastro de potência ou lastro para comercialização (CCEE, 2018c).

3.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foi abordado no decorrer deste capítulo, a estrutura e evolução dos mercados referência internacionais (EUA e Europa) além de discutir a recente e ainda relativamente tímida liberalização do mercado brasileiro. Foram apresentados os ambientes de contratação de energia regulado e livre (ACR e ACL), cujas peculiaridades foram discutidas, referente às regras de contratação através de leilões regulados (ACR) e através dos diversos instrumentos de negociação no ACL (contratos bilaterais, *swaps*, contratos a termo, entre outros).

Ressalta-se que do ponto de vista do comercializador de energia elétrica atuando no ACL, todos os produtos passíveis de negociação citados, podem ser modelados e compor a carteira de contratos de energia da empresa.

4. MODELAGEM DE RISCO E TÉCNICAS DE OTIMIZAÇÃO

O risco para qualquer que seja a empresa, investidor ou ramo de atuação, se apresenta de inúmeras formas. Sabidamente, grande parte das incertezas está relacionada ao futuro, podendo ser relacionadas ao crescimento da economia, estrutura comercial do país, taxas de juros, taxas cambiais, arcabouço regulatório, entre outros. No setor elétrico brasileiro, especialmente tratando-se de empresas de comercialização de energia elétrica que atuam no ACL, a principal fonte de risco está relacionada à incerteza futura das afluências hidrológicas e a respectiva influência na formação do preço da energia.

Mercados financeiros em todo o mundo e demais mercados de energia elétrica mais desenvolvidos contribuíram para o desenvolvimento de técnicas de análise e mitigação de riscos, como é o caso do *Value at Risk*, *Conditional Value at Risk*, *Earning at Risk* (EaR), Fronteira de Pareto e Teoria dos Portfólios de Markovitz.

4.1. MÉTODOS DE ANÁLISE DE RISCO

4.1.1. *Value at Risk*

O *Value at Risk* (VaR) foi definido por Morgan (1996) como a medida máxima das perdas em determinada operação, ou carteira, definida em um horizonte pré-definido de tempo. O VaR responde a pergunta: qual a perda máxima suportada com $\alpha\%$ de probabilidade em um determinado horizonte temporal. Ou seja, pode-se confiar $\alpha\%$ de que o retorno não será menor que o VaR nos próximos N períodos. Assim, o VaR considera um determinado nível de confiança “ α ” (variável conforme o perfil ou grau de aversão ao risco da empresa ou investidor) para medir a pior perda esperada, sob condições normais de mercado. Dessa forma, constitui-se em um procedimento necessário, mas não suficiente, para o controle de riscos, já que o mesmo não traz nenhuma informação sobre perdas superiores ao valor crítico estipulado.

Sob outra ótica de mensuração de risco, existe o chamado *Earning at Risk* (EaR). O EaR mede a quantidade pela qual o lucro líquido de uma operação ou carteira pode diminuir em caso de alterações adversas das variáveis envolvidas no

processo. Esta medida de risco está intimamente ligada ao VaR. Embora ambos os modelos dependam da determinação dos fluxos de caixa, o EaR considera os riscos de liquidez do mercado para analisar as possíveis mudanças nos fluxos de caixa ou nos ganhos (THOMPSON, 2014).

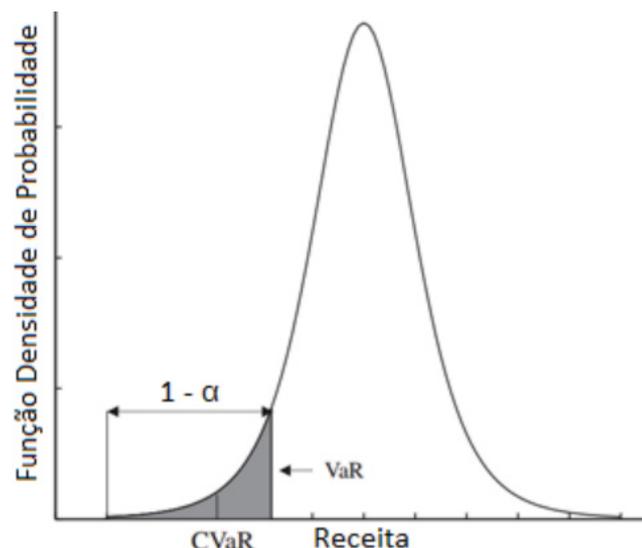
4.1.2. Conditional Value at Risk

Conforme proposto por Rockafellar e Uryasev (2000) e abordado por Street (2009), a tradicional mensuração do risco (VaR) evoluiu ao que foi chamado de *Conditional Value at Risk* (CVaR) a fim de quantificar a perda média que excede o VaR, fornecendo informações sobre a distribuição da cauda. O CVaR, portanto, considera dois parâmetros cuja notação é descrita pela Equação 2.

$$\Phi_{\alpha,\lambda}(R) = \lambda.CVaR_{\alpha}(R) + (1 - \lambda).E(R) \quad (2)$$

O parâmetro λ representa o peso para o CVaR, enquanto seu complemento $(1 - \lambda)$ o peso dado ao valor esperado das séries que excedem o VaR. Já o parâmetro α descreve o nível de proteção pretendido, ou seja, identifica e quantifica os $\alpha\%$ piores valores da série analisada, conforme FIGURA 6.

FIGURA 6 – REPRESENTAÇÃO DO VAR E CVAR



FONTE: Modificado de Rockafellar e Uryasev (2000).

O trabalho de Rockafellar e Uryasev (2000) provou que a formulação de problemas de minimização que se utilizam do CVaR geralmente resultam em

problemas convexos e muitas vezes lineares, desta forma a sua aplicabilidade se estendeu rapidamente à gestão de risco financeira e à otimização.

4.1.3. *Teoria dos Portfólios de Markovitz*

Dentre os métodos citados figura a teoria do portfólio apostolada por Markowitz (1952). Esta teoria considera a diversificação do risco na construção de portfólios, sendo muito utilizada nos diversos campos da economia. O que foi chamado por Markowitz de Seleção de Portfólios resume-se à resolução do problema de maximização de retornos e minimização de riscos, o qual modela os riscos em função do desvio padrão dos diferentes ativos que compõem a carteira e da covariância entre eles. Esta teoria mostrou que a diversificação dos ativos da carteira leva a um menor risco, trazendo à tona a definição de risco diversificável (não sistemático), risco não diversificável (sistemático) e o princípio da dominância (dentre dois ativos com o mesmo retorno, aquele ativo com menor risco será o preferido).

Uma carteira de mínima variância (portfólio ótimo) é calculada para cada retorno possível, ao repetir o processo para todas as combinações de ativos chega-se na chamada fronteira eficiente de Markowitz. Os resultados obtidos por esse método criaram uma das frases mais conhecidas no mercado financeiro: “Não se deve colocar todos os ovos em uma única cesta”, ou seja, a diversificação de uma carteira de ativos possibilita um menor nível de risco para o mesmo nível de retorno.

Foi levantado por Black e Litterman (1992) o fato de que no modelo clássico de média-variância, a decisão do portfólio é muito sensível à média e à matriz de covariância, especialmente às médias. Neste estudo foi demonstrado que uma pequena mudança na média pode produzir uma grande mudança na posição ótima da carteira, assim, o risco calculado está fortemente atrelado à incerteza da distribuição de probabilidade subjacente, comprovando a dependência de boas expectativas para os preços futuros da energia elétrica.

4.1.4. *Simulações de Monte Carlo*

O método de Monte Carlo é uma das principais técnicas utilizadas no mercado financeiro, utilizada para precificar derivativos, precificar ativos complexos

dentro de uma carteira de contratos e avaliar os respectivos riscos. Este método surgiu no âmbito do projeto Manhattan na década de 40 nos Estados Unidos, onde ícones da física moderna como Enrico Fermi, John von Neumann e Stanislaw Ulam estiveram presentes. O nome do método foi inspirado nos diversos cassinos que havia na cidade de Monte Carlo (Principado de Mônaco), pois o método emula jogadas reais e passíveis de serem realizadas por uma pessoa em jogos de cassino.

Conforme Metropolis e Ulam (1949) e Hammersley e Handscomb (1964), o método considera a simulação de problemas cujas probabilidades não são totalmente definidas, ou seja, durante o método é criado um espaço de estados cujos valores podem possuir certa tendência, ou probabilidade de acontecimento. Assim, o produto destas simulações pode ser uma análise de risco, cuja formalização da noção de probabilidade é feita associando certos eventos (conhecidos) em uma amostra de dados (espaço de estados). A simulação de Monte Carlo muitas vezes se torna o único método para avaliar os preços de derivativos financeiros e estimar os riscos intrínsecos a uma carteira complexa.

4.2. IMPORTÂNCIA DAS SÉRIES DE PREÇOS FUTUROS

A definição de séries futuras de preços para o mercado de energia elétrica costuma ser o diferencial entre os agentes que atuam neste setor, visto que expectativas diferentes ou divergentes de preços pode representar uma oportunidade de negócio e geração de lucros. Portanto, grande parte das estratégias de contratação, seja de compra ou venda de determinado agente, deve ser calculada prioritariamente em algum tipo de análise neste sentido.

É importante ressaltar que a definição e métodos para elaboração de séries de preços futuros não faz parte do escopo deste trabalho. Nesse mesmo sentido, Diversos autores brasileiros como Tamarozzi (2002), Medeiros (2003), Zelaya (2004), Lenzi (2004), Castro (2004), Tonelli (2006), Pires (2008), Guder (2009), Masukawa (2011), Arfux (2011), Lima (2012), Sierra (2013), Veronese (2013), Santos (2013), Decker (2014), desenvolveram seus trabalhos baseadas em Simulações de Monte Carlo, Otimização Estocástica, Lógica Fuzzy, Algoritmos Genéticos, Teoria dos Portfólios de Markowitz, cada qual com enfoque em um segmento específico, seja otimizando a contratação de energia, maximização de retornos, minimização de riscos e outras avaliação de riscos para Geradores, Distribuidores ou

Comercializadores. A TABELA 2 resume os segmentos de atuação, principais métodos e métricas de risco utilizadas nesses trabalhos.

TABELA 2 – ANÁLISE DA REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Segmento de atuação, Métodos de otimização, Métricas de Risco	Autores
Multi segmentos de atuação, Monte Carlo, VaR, Stress test,	Tamarozi (2002)
Multi segmentos de atuação, Modelo Neuro-fuzzy, Otimização estocástica, Monte Carlo.	Medeiros (2003)
Segmento de geração, Lógica Fuzzy, VaR, método multicritério.	Zelaya (2004)
Segmento de distribuição, Monte Carlo, VaR, Teoria da utilidade, Risco de exposição ao MCP.	Lenzi (2004)
Segmento de distribuição, Otimização estocástica, Markowitz, VaR.	Castro (2004)
Multi segmentos de atuação, Programação orientada a objetos, Risco x Retorno.	Tonelli (2006)
Segmento de geração, Monte Carlo, CVaR.	Pires (2008)
Multi segmentos de atuação, Algoritmos Genéticos Multiobjetivo, Markowitz, VaR e CVaR.	Guder (2009)
Segmento de geração, Risco baseado no arrependimento, Risco baseado no desvio da média.	Masukawa (2011)
Segmento de geração, Seleção de Portfólios de Markowitz, decomposição aninhada, CVaR.	Arfux (2011)
Segmento de comercialização, Método de otimização da sazonalização de contratos por preço ou quantidade contratada, VaR.	Lima (2012)
Segmento de geração, otimização estocástica, decomposição de cenário por árvores.	Sierra (2013)
Segmento de distribuição, Otimização estocástica, <i>progressive hedging</i> .	Veronese (2013)
Segmento de geração, Fronteira Pareto ótima, método determinístico de semi-espacos, Risco x Retorno.	Santos (2013)
Segmento de geração, Otimização estocástica, árvore de cenários, decomposição aninhada, VaR, CVaR.	Decker (2014)

FONTE: O autor (2018).

Conforme apresentado, em todas estas pesquisas o ponto nevrálgico é justamente a definição das séries de preços, entradas dos modelos desenvolvidos, e somente após a definição destas, é que algum método ou análise pode ser aplicada.

4.3. OTIMIZAÇÃO MULTIOBJETIVOS

Os conceitos básicos envolvidos na otimização multiobjetivo envolve dois ou mais objetivos que devem ser atingidos simultaneamente. Geralmente essas metas são conflitantes, de forma que as técnicas desse tipo de otimização levam consigo conceitos como as soluções eficientes (Fronteira eficiente de Markowitz, fronteira de Pareto), geralmente curvas de *trade-off* de risco e retorno. Assim, uma solução é dita eficiente quando a solução não pode ser melhorada sem que um dos objetivos do problema seja deteriorado (COHON e MARKS, 1975).

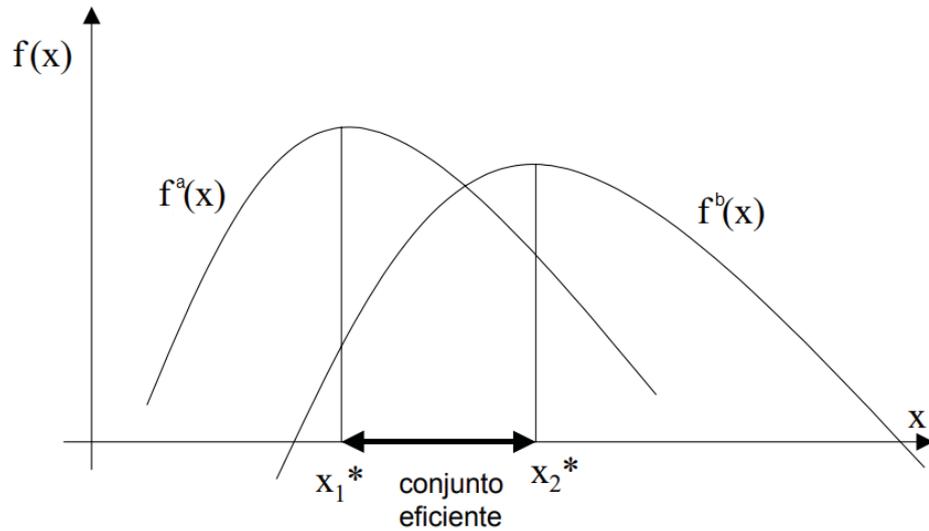
Formalmente um problema genérico, com n objetivos, pode ser escrito conforme EQUAÇÃO 3 e 3.1.

$$\text{Min } W = \phi(f^a(x), f^b(x), \dots, f^n(x)) \quad (3)$$

$$\text{sujeito a: } x \in X^* \quad (3.1)$$

O espaço objetivo factível representado pela imagem de X^* , denotada pelo conjunto ótimo de x , ou seja, $W^* = f(X^*)$. A FIGURA 7 apresenta o conjunto de soluções ótimas para um problema exemplo, composto por duas funções objetivo.

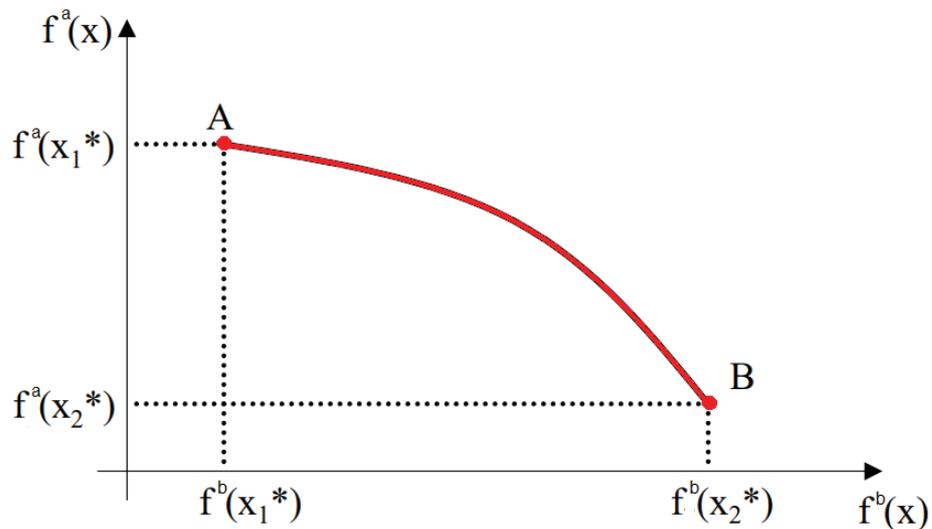
FIGURA 7 – CONJUNTO ÓTIMO DE UM PROBLEMA BI-OBJETIVO EXEMPLO



FONTE: Modificado de Castro (2004).

A curva de trade-off deste problema exemplo é a imagem das funções a e b entre x_1^* e x_2^* , conforme FIGURA 8.

FIGURA 8 – CURVA DE TRADE-OFF DO PROBLEMA EXEMPLO



FONTE: Modificado de Castro (2004).

Sobre esta curva, especificamente sobre os pontos A e B (extremos da fronteira eficiente) é que o CVaR pode ser aplicado, ou seja, é possível definir uma combinação convexa das funções objetivos do problema e tratá-las simultaneamente a fim de auxiliar no processo de tomada de decisão (CASTRO, 2004).

4.3.1. *Fronteira ótima de Pareto*

Dentro do universo da otimização multiobjetivo, o conjunto de soluções do problema são chamados de Pareto-ótimas, ou fronteira eficiente de Pareto. Segundo Pareto (1971), o conceito de Pareto-ótimo, Fronteira de Pareto, Fronteira Eficiente, constitui a origem da busca operacional multiobjetivo. Pela definição postulada por Pareto, o vetor x é Pareto-ótimo quando não existe nenhum outro x^* viável que possa melhorar um dos objetivos, sem causar a piora de algum outro. O que vai de encontro com os conceitos usados pela Teoria dos portfólios de Markowitz.

Os problemas com mais de um objetivo raramente admitem apenas uma solução, comumente a solução é composta por uma gama de soluções ditas pareto-ótimas (Pareto-eficientes). Partindo da identificação de um conjunto de soluções ótimas, um segundo problema surge no sentido de necessitar de técnicas para seleção apropriada de uma das soluções identificadas (FONSECA e FLEMING, 1995).

Conforme Arroyo (2002), Fonseca e Fleming (1995), existem métodos para tomadas de decisão do tipo: a-priori e a-posteriori. No método a-priori, o decisor participa da entrada de dados antes da resolução do problema, podendo atribuir condições, prioridade para um determinado objetivo ou inclusão de algum aspecto não considerado anteriormente, tal método possui a vantagem de apenas uma rodada computacional ser realizada, pois agrega toda a informação necessária para resolução do problema de antemão. No método a-posteriori, a tomada de decisão é realizada após a identificação das soluções pareto-ótimas, portanto considera que todos os objetivos do problema possuem a mesma relevância, este método exige alto custo computacional, fazendo com que o tempo gasto para identificar o conjunto ótimo de soluções possa inviabilizar tal método, contudo, vale ressaltar que mudanças nas preferências do decisor não implicam em custos computacionais adicionais.

4.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

A revisão bibliográfica pertinente aos métodos de análise de risco foi iniciada pela definição de VaR, visto que tal método é bastante utilizado em mercados financeiros. O caso é que o VaR mostrou-se uma métrica insuficiente e

ultrapassada, pois o método CVaR (*Expected Shortfall*) é capaz de englobar além das noções de VaR, a consideração das perdas que o excedem, além da combinação linear resultante das métrica do CVaR resultar em problemas convexos o que faz desta técnica mais completa e ideal para problemas de otimização, sendo a métrica adotada nesta pesquisa para quantificar o risco da carteira de contratos a ser otimizada. O método de Monte Carlo, também abordado neste capítulo, diz respeito às inúmeras simulações que podem ser realizadas com intuito de criar um espaço de estados factível e assim seja possível analisar tendências e probabilidades. Este método é bastante utilizado para simular as características estocásticas dos preços futuros de energia, sendo o principal *inputs* para os diversos modelos de otimização e análise de risco de carteira discutido nesta seção.

Uma vez definida a métrica de risco mais adequada buscou-se na literatura os métodos de otimização multiobjetivo, intimamente ligados às pesquisas realizadas por Markowitz e Pareto, cuja definição de soluções não dominada, riscos gerenciáveis e não gerenciáveis e fronteiras eficientes foram abordadas e discutidas.

5. METODOLOGIA

A metodologia aplicada nesta pesquisa busca auxiliar na tomada de decisão, no que diz respeito a operações de compra e venda pactuadas por um agente comercializador no mercado livre de energia elétrica. Pretende-se que tal metodologia dê suporte ao decisor na avaliação dos riscos e retornos não identificados pela sua experiência e leitura das estratégias da empresa inseridas no mercado.

O modelo proposto é capaz de gerar carteiras de contratos que maximizem a receita anual, bem como apresentar os volumes de energia que devem ser negociados, além de seus respectivos riscos e retornos. Nesse sentido, um algoritmo de otimização capaz de lidar com problemas multiobjetivo é proposto e avaliado.

5.1. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA

As variáveis da função objetivo foram definidas, conforme Markowitz (1952), no sentido de modelar o risco através da dispersão (desvios padrão) e as correlações cruzadas entre as expectativas futuras de preços para a energia, apresentada pela EQUAÇÃO 4.

$$\sigma_{carteira} = \sqrt{\sum_{P=1}^n (w_P^2 * \sigma_P^2) + \sum_{P=1}^{n-1} 2 * w_P * w_{P+1} * COV_{P,P+1}} \quad (4)$$

onde:

$\sigma_{carteira}$: desvio padrão total da carteira de contratos;

w_P : peso do produto P na composição da carteira (-1 a 1);

w_{P+1} : peso do produto P+1 na composição da carteira (-1 a 1);

σ_P : desvio padrão dos preços futuros referentes ao produto P;

$COV_{P,P+1}$: covariância do produto P e P+1, com relação à dispersão de preços.

As expectativas futuras de preços são fornecidas para modelo em base mensal e estes são agregados conforme os produtos disponíveis no mercado balcão e bolsa de energia (produtos mensais, bimestrais, trimestrais, semestrais, anuais,

entre outros). De forma que os pesos negativos dos produtos na composição da carteira, definidos percentualmente, são referentes a compras e valores positivos referente a vendas. Portanto, o resultado financeiro da carteira de contratos pode ser modelado conforme EQUAÇÃO 5.

$$Retorno_{carteira} = \sum_{P=1}^n (w_P * B_P * N_{horasP} * [MtM_P - E[x]_P]) \quad (5)$$

onde:

w_P : peso do produto P na composição da carteira (-1 a 1);

B_P : base do produto P na composição da carteira (MWmédios);

N_{horasP} : número de horas do produto P (horas);

MtM_P : marcação à mercado do produto P (R\$/MWh);

$E[x]_P$: valor esperado do preço do produto P (R\$/MWh).

Resumidamente, a modelagem do risco *versus* o retorno pode ser apresentada como um espaço de estados, pois os volumes que compõem a carteira de contratos podem se diversificar de tal forma, que o número de combinações pode tender ao infinito. Assim sendo, restrições foram implementadas a fim de reproduzir o comportamento do agente comercializador, ou seja, dentro de uma carteira genérica existem diversos contratos de compra, venda, com ou sem opções, com ou sem flexibilidades. Estas restrições dizem respeito aos volumes mínimos e máximos que podem ser vendidos ou comprados, para que o resultado mensal, ou fluxo de caixa da empresa se mantenha sustentável durante todo o ano. Sem restrições, o modelo de otimização tende a alocar volumes maiores de energia para os meses onde as possibilidades de ganhos são maiores, alocações inviáveis do ponto de vista financeiro. Portanto existe margem restrita para se melhorar os retornos da carteira.

Tendo como base os métodos de gestão de risco e técnicas de otimização multiobjetivo apresentados, a metodologia proposta é avaliada por meio de um programa computacional, voltado à maximização de retornos financeiro e minimização de riscos econômicos de uma comercializadora de energia elétrica, contemplando ainda a representação das restrições naturais de fluxo de caixa, regras comerciais, necessidades e limites de negociações mensais, além de

quantificar o risco de variação de preços com base mensal, tal como apresentado no problema de otimização a seguir proposto.

$$\begin{aligned} \max_w \text{Retorno}_{carteira}(\bar{w}) \\ \min_w \sigma_{carteira}(\bar{w}) \end{aligned} \quad (6)$$

sujeito a:

$$\overline{L}_{min} \leq \bar{w} \leq \overline{L}_{máx}$$

$$0 \leq \frac{\sigma_{carteira}}{\sigma_{carteira_{máximo}}} \leq 1$$

$$-Lim_Fluxo_Caixa_P \leq (w_P * B_P * N_{horas_P} * MtM_P) \leq Lim_Fluxo_Caixa_P$$

$$Lim_Lastro_Máx_P \geq (w_P * B_P * N_{horas_P})$$

onde:

$\text{Retorno}_{carteira}(\bar{w})$: função retorno da carteira;

\bar{w} : vetor de pesos dos produtos que compõe a carteira;

L_{min} : vetor limites mínimos de negociação (valores < 0 referem-se a compras);

$L_{máx}$: vetor limites máximos de negociação (valores > 0 referem-se a vendas);

$\sigma_{carteira_{máximo}}$: desvio padrão máximo da carteira (risco máximo);

$Lim_Fluxo_Caixa_P$: limite financeiro máximo para o fluxo de caixa;

$Lim_Lastro_Máx_P$: limite de lastro de comercialização máximo.

A solução da EQUAÇÃO 6, permite a realização de análises gráficas das métricas de risco, através de fronteiras ótimas de Pareto e/ou Markowitz, sendo utilizado como ferramenta de auxílio à tomada de decisão no que concernem às negociações de compra e venda de energia elétrica.

A avaliação do algoritmo desenvolvido foi realizada através da comparação com as expectativas passadas de preços (expectativa de preços da área de riscos da Comercializadora e a expectativa de preços que o mercado estava praticando na época da análise), buscando aferir a aderência do modelo e os impactos financeiros na carteira de contratos da Comercializadora, caso alguma decisão tivesse sido tomada “na época” usando a modelagem proposta. Salienta-se que os efeitos de poder de mercado, liquidez, *spread* negativo ou positivo (se houver), tendências de mercado serão desconsiderados para simplificar a análise proposta.

5.2. MODELAGEM DESENVOLVIDA

O problema foi modelado em plataforma MATLAB R2015a utilizando-se a *Optimization Toolbox* através de licença estudantil conseguida junto a MathWorks®.

Os principais passos do algoritmo desenvolvido são descritos a seguir:

1. Informar quais produtos serão utilizados na otimização (dados de entrada);
2. Informar séries de preço por mês (dados de entrada);
3. Informar vetor de MtM de cada produto (MtM_p) (dados de entrada);
4. Informar base para os volumes de energia por produto (B_p) (dados de entrada);
5. Informar restrições de negociação (L_{min} e $L_{máx}$) de cada produto, em percentual da base (dados de entrada);
6. Informar restrições de limite financeiro máximo para o fluxo de caixa ($Lim_Fluxo_Caixa_p$) (dados de entrada);
7. Informar restrições de limite de lastro de comercialização máximo para o fluxo de caixa ($Lim_Lastro_Máx_p$) (dados de entrada);
8. Informar número de pontos (iterações) que serão utilizadas para levantar a fronteira ótima (dados de entrada);
9. Agrega número de horas e séries de preços para cada produto;
10. Calcula $E[\bar{x}]$ (valor esperado das séries) por produto;
11. Calcula diferença entre MtM e $E[\bar{x}]$ por produto;
12. Calcula matriz de covariância;
13. Define Função Risco, conforme EQUAÇÃO 4;
14. Inicia vetor de pesos (\bar{w}) igual a zero;
15. Calcula o Max da Função Risco;
16. Guarda o resultado como $\sigma_{carteira_{máximo}}(\bar{w})$, ou seja, 100% do Desvio padrão da carteira;
17. Guarda o Retorno para esta mesma configuração de carteira, conforme EQUAÇÃO 5, e calcula $\Delta_{retorno} = \frac{Retorno}{N^{\circ} \text{ de iterações}}$;
18. Calcula Iterativamente o Min da Função Risco, atualizando uma restrição de retornos criada ($Retorno_i \geq Retorno_{i-1} - \Delta_{retorno}$);
19. Guarda em arquivos texto as saídas, ou resultados, do processamento;

20. Gera gráfico da fronteira eficiente (carteiras ótimas), $Retorno_i$ vs $Risco_i$, com i variando de 1 à nº de iterações informado.

Os passos de 1 a 8 dizem respeito à entrada de dados, fornecida pelo usuário. Finalizada a entrada dos dados, no passo 9 é realizada a soma das horas de cada mês para se obter o número de horas de cada produto, por exemplo, o produto 1ºTRI tem o número de horas de Janeiro, Fevereiro e Março somados. Assim como agrega as séries de preços, fornecidas na etapa de entrada de dados, através da soma ponderada pelo número de horas de cada mês agregado.

O passo 10, a seu turno, calcula a média da matriz de preços agregada por produto. Já o passo 11 realiza a diferença entre o vetor de preços MtM e o vetor de médias obtidos no passo 10. E o passo 12 calcula a matriz covariância com relação às séries de preços agregadas por produto obtida no passo 9.

No passo 13 é definida a função risco, conforme EQUAÇÃO 4. O passo 14 inicializa os elementos do vetor de pesos (\bar{w}) em zero. Enquanto que no passo 15 é calculado o máximo desvio padrão da carteira, enquanto que no passo 16, o desvio padrão máximo é armazenado em uma variável para ser utilizada posteriormente para uniformizar os demais riscos obtidos.

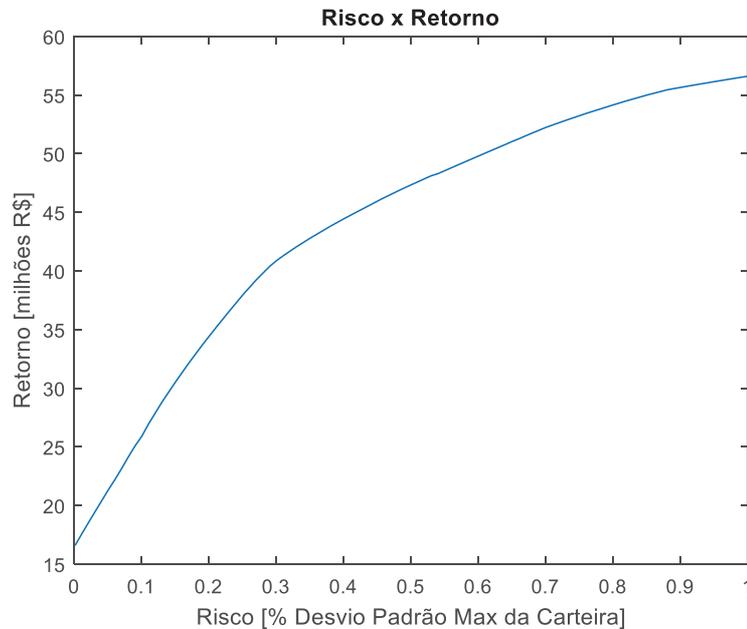
No passo 17 é armazenado o retorno (a função retorno é descrita conforme EQUAÇÃO 5, fruto dos mesmos pesos obtidos no passo 15, além de calcular a variação $\Delta_{retorno} = \frac{Retorno}{N^{\circ} \text{ de iterações}}$ que será empregada para levantar a fronteira eficiente.

No passo 18 é calculado iterativamente o mínimo valor da Função Risco, atualizando-se a restrição de retornos que foi criada ($Retorno_i \geq Retorno_{i-1} - \Delta_{retorno}$), ou seja, o retorno obtido varia a cada iteração enquanto o risco da carteira é minimizado. As rotinas de otimização descritas foram desenvolvidas por meio da função *fmincon* pertencente à *Optimization Toolbox*, esta função é capaz de resolver problemas de minimização sujeito a restrições não lineares multivariadas.

Finalmente, o processamento é concluído e no passo 19 e a matriz de pesos ótima, assim como vetor de retornos e riscos para as configurações ótimas são guardados em arquivo texto, para facilitar posterior análise via planilha de dados.

No passo 20, é gerado o gráfico da fronteira eficiente (carteiras ótimas), $Retorno_i$ vs $Risco_i$, com um total de pontos igual o nº de iterações informado na entrada de dados, de acordo com apresentado pela FIGURA 9.

FIGURA 9 – GRÁFICO FINAL GERADO: FRONTEIRA EFICIENTE



FONTE: O autor (2018).

5.3. ETAPA DE PÓS-PROCESSAMENTO

O tratamento e gerenciamento dos riscos da carteira são realizados numa etapa de pós-processamento, fazendo-se uso das métricas do CVaR e escalonando os riscos das carteiras ótimas de acordo com as métricas α e λ . Sabidamente as métricas de risco em cada setor econômico são subjetivas: cada agente possui uma aversão ao risco diferente, de acordo com suas limitações financeiras, planejamento estratégico empresarial e momento de mercado.

A visão de risco pode ser diversa inclusive para o mesmo agente, quando os volumes financeiros envolvidos na estratégia tomam algum grau de criticidade no fluxo de caixa da empresa. Um exemplo seria a disposição do agente tomador de decisão em vislumbrar altos retornos, ao mesmo tempo em que toma substancial risco financeiro, capaz de desestabilizar o fluxo financeiro da empresa.

Slovic (1972), Tversky e Kahneman (1992), Sewell (2007) e Statman (2018), em seus trabalhos sobre a chamada Economia Comportamental, descrevem e modelam as possíveis decisões de um agente com base em hábitos, experiências pessoais, emoções, sentimentos e regras práticas assimiladas durante a carreira. Ou seja, este processo acaba sendo mais emocional do que racional. Na prática um agente de mercado tem dificuldade em estabelecer conexões entre estratégias e possíveis desafios/benefícios de curto, médio e longo prazo. Mais comumente, explicam os autores, existem evidências experimentais de um padrão particular que leva a priorizar a aversão ao risco por ganhos menores e, ao mesmo tempo, a busca por ganhos mais expressivos e aversão aos riscos de baixas probabilidades.

5.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Nesta seção foram apresentadas e definidas as metodologias utilizadas no desenvolvimento desta pesquisa, cuja modelagem matemática do risco baseia-se na teoria dos portfólios postulada por Markowitz, modelo de média-variância.

O desenvolvimento foi elaborado em plataforma Matlab com saídas gráficas de Risco e Retorno, com etapa de pós-processamento para mensuração e definição dos critérios de riscos utilizados para seleção das configurações ótimas de carteira, já que a economia comportamental explica que o sentimento ou *feeling* do decisor pode não ser a melhor estratégia a ser seguida.

6. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Nesta seção serão apresentadas as simulações realizadas, assim como maiores detalhes sobre a aplicação das métricas do CVaR, além de apresentar os resultados do modelo desenvolvido para resolução do problema de otimização proposto.

6.1. SIMULAÇÕES

Considerou-se nesta simulação uma carteira de contratos genérica, composta por 22 produtos passíveis de negociação no ambiente livre de energia elétrica, para o submercado Sudeste. Esta estratégia foi concebida em Outubro de 2017, ou seja, os produtos bimestrais, trimestrais, semestrais e anuais foram agregados na mesma época. Cada um dos quais possuía no momento da simulação um valor esperado ($E[x]$, expectativa de preços do agente) e sua respectiva marcação a mercado (MtM), ou seja, quanto o mercado estava disposto a pagar pelos produtos naquele instante da análise, apresentado na TABELA 3.

TABELA 3 – RESERVATÓRIOS EQUIVALENTES E SUBSISTEMAS

Produtos	Base [MWmédio]	MtM [R\$/MWh]	$E[x]$ do PLD [R\$/MWh]
OUT/17	45	502	533,82
NOV/17	50	404	376,78
DEZ/17	50	287	232,73
JAN/18	150	225	196,57
FEV/18	160	225	175,04
MAR/18	160	225	197,59
ABR/18	160	225	198,67
MAI/18	160	225	243,69
JUN/18	160	225	262,13
JUL/18	160	225	293,53
AGO/18	160	225	319,02
SET/18	160	225	312,81
OUT/18	160	225	254,55
NOV/18	160	225	227,96
DEZ/18	160	225	226,39
NOV-DEZ/17	35	346	304,76
4TRI17	45	398	381,11
2018	55	225	242,33
1TRI18	80	225	189,73
2TRI18	80	225	234,83
1SEM18	150	225	212,28
2SEM18	150	225	272,38

FONTE: O autor (2018).

O algoritmo desenvolvido é capaz de otimizar a carteira genérica de contratos com base na matriz covariância da série de preços projetados e as condições de contorno apresentadas na TABELA 3. É importante destacar que o estudo não considera o efeito de poder de mercado exercido pela estratégia de comercialização definida pelo algoritmo. Também não foram considerados os efeitos do *spread* das negociações, que podem ser positivos ou negativos, dependendo da situação do mercado de curto prazo. Estas considerações podem ser tratadas como restrições associadas aos montantes de compra ou venda definidos pela estratégia, enquanto que a dinâmica do *spread* aplicado às negociações pode ser definida numa etapa de pós-processamento, parametrizado pelas condições do mercado.

A chamada fronteira eficiente foi levantada através da geração de 60 configurações ótimas de compra e venda para a carteira, respeitando-se os limites e restrições estipulados. O conjunto de configurações ótimas é gerado, restringindo-se gradualmente o risco máximo da carteira, enquanto o retorno é maximizado. Assim, cada ponto ótimo simulado garante o máximo retorno com o menor risco possível para aquela configuração de carteira. Desta forma, o risco e o retorno foram mapeados de modo gradativo, anulando-se a possibilidade de se apresentar configurações ditas dominadas (MARKOWITZ, 1952).

Vale destacar que a base (volume) de energia informada é uma segunda dimensão da restrição de fluxo de caixa, ou seja, o volume de energia multiplicada pelo número de horas e pelo preço do produto deve ser igual ou menor que o limite máximo financeiro que a empresa é capaz de suportar para o mês em questão. Os limites de negociação para esta simulação foram definidos como sendo no mínimo de -0,25 da base (compra) e +1,00 da base (venda). Ou seja, segundo estas restrições, o algoritmo pode trabalhar com no máximo 25% de compra, enquanto que a restrição de venda é de 100% do montante de energia base. Tratando-se de contratos futuros, essa estratégia costuma ser tomada quando o agente de mercado está numa posição comprada, dita "*long*", isto é, o agente comprou contratos futuros anteriormente a esta simulação.

Conforme apresentado na FIGURA 10, cada uma das 60 configurações de carteiras ótimas é representada por uma linha, e cada coluna representa um dos 22 produtos modelados. Sendo assim, as células superiores representam as configurações com maiores retornos, porém mais propensas ao risco.

Analogamente, as linhas inferiores representam as configurações com menor risco, porém com menores possíveis retornos.

FIGURA 10 – CONFIGURAÇÃO DAS CARTEIRAS ÓTIMAS GERADAS

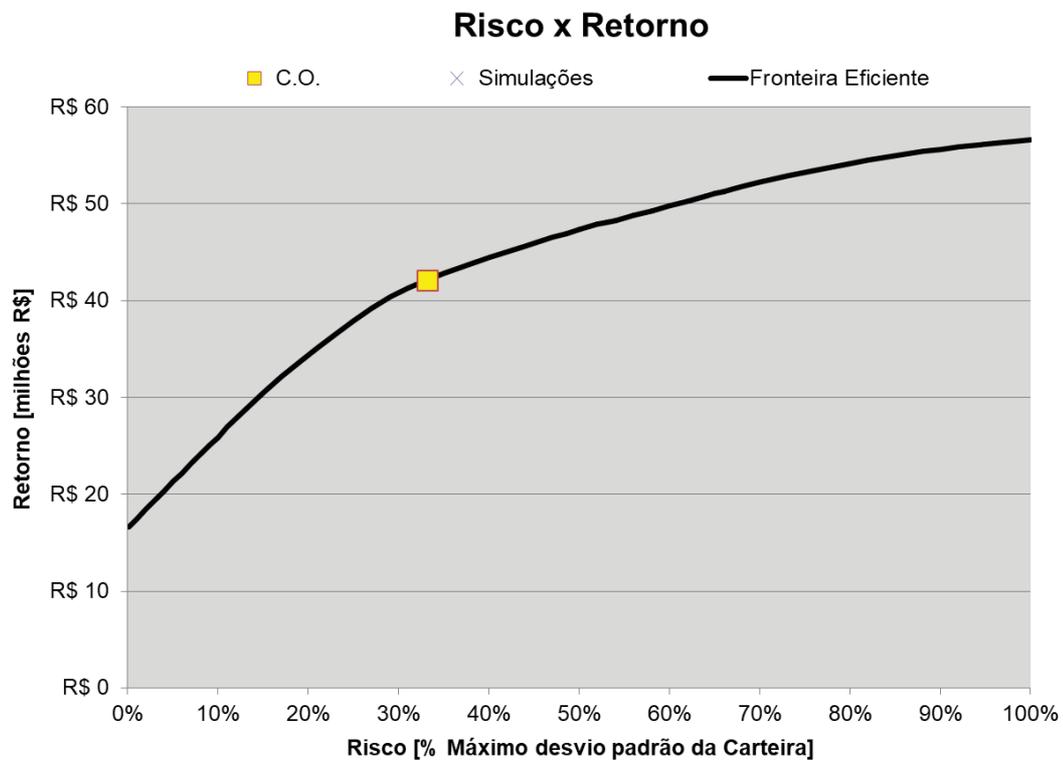
	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TR17	2018	1TR18	2TR18	15EM18	25EM18
1	-25%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
2	-25%	91%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-23%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
3	-25%	82%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-22%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
4	-25%	73%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-20%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
5	-25%	55%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-14%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
6	-25%	45%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-15%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
7	-25%	27%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-9%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
8	-25%	7%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-7%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
9	-25%	-13%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-6%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
10	-25%	-25%	88%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-3%	96%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
11	-25%	-25%	61%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	15%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
12	-25%	-25%	44%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	24%	100%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
13	-25%	-25%	11%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	22%	97%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
14	-25%	-25%	-8%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	24%	88%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
15	-25%	-25%	-25%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-10%	23%	77%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
16	-25%	-25%	-25%	100%	100%	88%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-10%	23%	73%	99%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
17	-25%	-25%	-25%	100%	100%	83%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-9%	24%	70%	99%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
18	-25%	-25%	-25%	100%	100%	74%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-18%	27%	71%	98%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
19	-25%	-25%	-25%	100%	100%	71%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-8%	24%	66%	98%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
20	-25%	-25%	-25%	100%	100%	63%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-16%	28%	67%	97%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
21	-25%	-25%	-25%	100%	100%	51%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-14%	29%	62%	96%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
22	-25%	-25%	-25%	100%	100%	40%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-12%	30%	57%	95%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
23	-25%	-25%	-25%	100%	100%	29%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-9%	31%	52%	94%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
24	-25%	-25%	-25%	100%	100%	19%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-5%	32%	46%	93%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
25	-25%	-25%	-25%	100%	100%	9%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-2%	33%	39%	92%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
26	-25%	-25%	-25%	100%	100%	26%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	16%	21%	-1%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
27	-25%	-25%	-25%	100%	100%	20%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	16%	21%	-3%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
28	-25%	-25%	-25%	100%	100%	6%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	18%	23%	-7%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
29	-25%	-25%	-25%	100%	100%	1%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	25%	22%	-16%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
30	-25%	-25%	-25%	98%	100%	-14%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	21%	24%	-11%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
31	-25%	-25%	-25%	94%	100%	-21%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	24%	26%	-13%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
32	-25%	-25%	-25%	89%	100%	-25%	96%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	22%	24%	-14%	98%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
33	-25%	-25%	-25%	60%	100%	-25%	96%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	36%	30%	-25%	98%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
34	-25%	-25%	-25%	43%	100%	-25%	93%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	43%	21%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
35	-25%	-25%	-25%	19%	100%	-25%	85%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	49%	21%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
36	-25%	-25%	-25%	0%	100%	-25%	81%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	53%	21%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
37	-25%	-25%	-25%	-18%	100%	-25%	75%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	57%	21%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
38	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	69%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	61%	21%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
39	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	58%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	66%	21%	-25%	91%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
40	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	41%	-14%	-25%	-25%	-25%	-25%	66%	20%	-25%	73%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	-25%
41	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	26%	-6%	-23%	-25%	-25%	-25%	13%	59%	19%	-25%	59%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
42	-25%	-25%	-25%	-25%	86%	-25%	21%	-4%	-17%	-25%	-25%	-25%	-7%	55%	16%	-25%	58%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
43	-25%	-25%	-25%	-25%	68%	-25%	16%	-3%	-13%	-25%	-25%	-25%	-2%	50%	17%	-25%	64%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
44	-25%	-25%	-25%	-25%	57%	-25%	15%	-6%	-7%	-25%	-25%	-25%	1%	48%	16%	-25%	71%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
45	-25%	-25%	-25%	-25%	49%	-25%	12%	-3%	-6%	-25%	-25%	-25%	3%	46%	16%	-25%	69%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
46	-25%	-25%	-25%	-25%	35%	-25%	5%	-2%	0%	-25%	-25%	-25%	10%	43%	14%	-25%	68%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
47	-25%	-25%	-25%	-25%	13%	-25%	5%	-2%	1%	-20%	-25%	-25%	15%	35%	13%	-25%	76%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
48	-25%	-25%	-25%	-25%	-1%	-25%	-1%	-4%	1%	-10%	-25%	-25%	17%	33%	12%	-25%	80%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
49	-25%	-25%	-25%	-25%	-7%	-25%	-4%	-4%	1%	-6%	-21%	-22%	16%	30%	10%	-25%	79%	-25%	92%	-25%	100%	-25%
50	-25%	-25%	-25%	-25%	-9%	-25%	1%	-3%	-1%	-3%	-20%	-19%	16%	26%	11%	-11%	63%	-25%	85%	-25%	100%	-25%
51	-25%	-25%	-25%	-25%	-18%	-25%	-5%	-4%	-1%	-3%	-16%	-17%	15%	24%	10%	-23%	84%	-25%	89%	-25%	100%	-25%
52	-25%	-25%	-25%	-25%	-21%	-25%	-6%	-4%	-2%	-2%	-13%	-14%	14%	22%	10%	-23%	86%	-25%	85%	-25%	100%	-25%
53	-25%	-25%	-25%	-25%	-24%	-25%	-5%	-5%	-2%	-2%	-11%	-13%	14%	21%	10%	-11%	71%	-25%	79%	-25%	100%	-25%
54	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-7%	-5%	-3%	0%	-9%	-9%	13%	18%	9%	-11%	72%	-25%	75%	-25%	100%	-25%
55	-25%	-25%	-25%	-25%	-24%	-25%	-5%	-7%	-2%	0%	-6%	-7%	11%	16%	9%	-25%	96%	-25%	66%	-25%	100%	-25%
56	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-6%	-6%	-3%	2%	-4%	-4%	10%	14%	8%	-23%	97%	-25%	61%	-25%	100%	-25%
57	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-6%	-5%	-5%	3%	-2%	-1%	9%	12%	8%	-23%	100%	-25%	53%	-25%	100%	-25%
58	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-7%	-6%	-5%	4%	1%	1%	8%	10%	7%	-22%	100%	-25%	47%	-25%	100%	-25%
59	-25%	-24%	-25%	-25%	-25%	-25%	-7%	-6%	-6%	5%	4%	4%	7%	8%	7%	-21%	99%	-25%	40%	-25%	100%	-25%
60	-25%	-24%	-24%	-25%	-25%	-25%	-7%	-7%	-7%	6%	6%	6%	6%	7%	6%	-20%	100%	-25%	32%	-24%	99%	-25%

FONTE: O autor (2018).

A formatação condicional, na cor amarela, refere-se às vendas, enquanto a formatação em verde refere-se às compras de cada uma das 60 carteiras ótimas simuladas.

As estratégias fornecidas pelas 60 carteiras ótimas de negociação baseiam-se na expectativa de preços futuros e suas respectivas distribuições de probabilidade, cuja metodologia não será abordada neste trabalho. Salienta-se, contudo, que, quanto mais apuradas forem as previsões de preços futuros para a energia elétrica, maiores serão as chances das estratégias ótimas simuladas retornarem lucros ao agente. A FIGURA 11 apresenta os riscos frente aos retornos esperados para cada uma das 60 carteiras geradas, que formam a dita fronteira eficiente de Markowitz ou conjunto de soluções Pareto-ótimo, cada ponto da fronteira eficiente apresentada é descrita no ANEXO 1.

FIGURA 11 – CONFIGURAÇÃO DAS CARTEIRAS ÓTIMAS GERADAS



FONTE: O autor (2018).

Após a etapa em que é levantada a fronteira eficiente, aplica-se o conceito de CVaR para identificar a configuração de carteira que respeita as métricas de risco impostas pelo agente. Os parâmetros de risco da métrica CVaR (α, λ) devem ser variados a fim de se obter diversos pares de α e λ , independente da aversão ao risco do tomador de decisão, conforme discutido pela Economia Comportamental (STATMAN, 2018). A TABELA 4 apresenta 36 pares de α e λ , sendo os valores de α variando de 50% a 95% e o parâmetro λ variando de 50% a 5%.

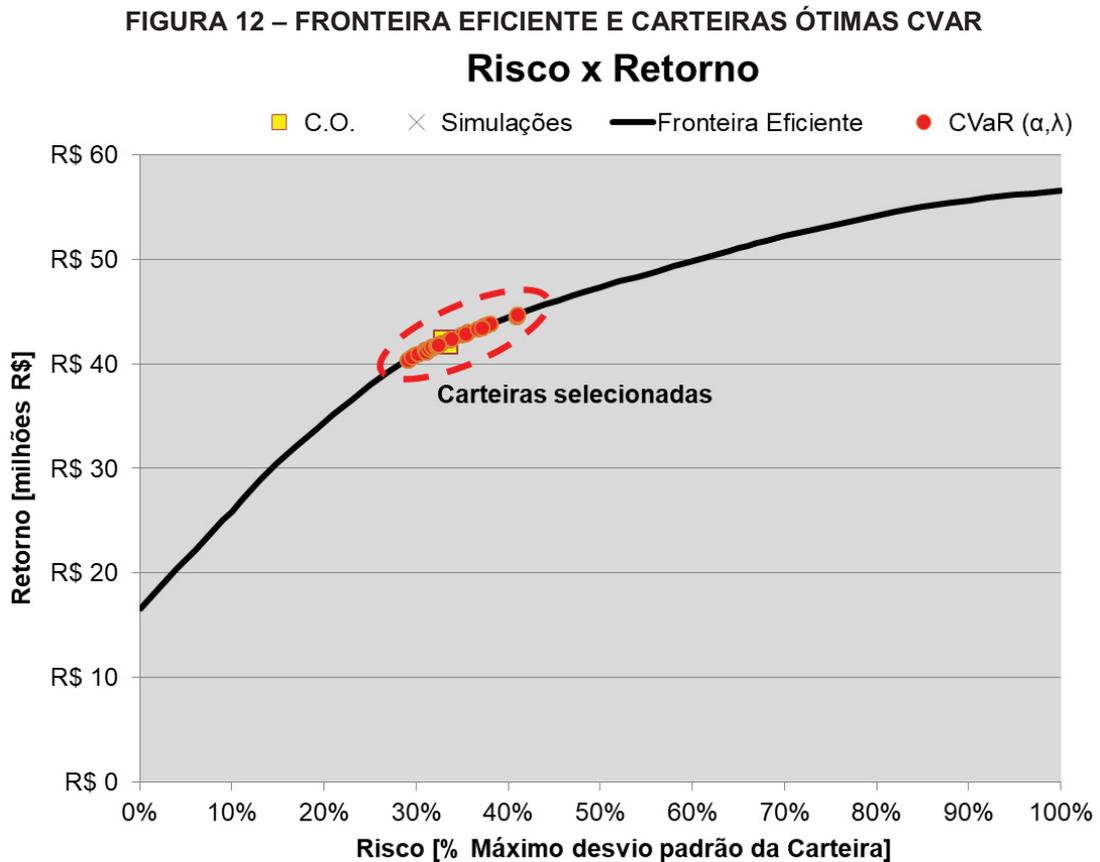
TABELA 4 – SENSIBILIDADE DE PARÂMETROS CVAR

	Lambda	Alpha	CVaR (α, λ) [R\$ Milhões]	Risk
1	50%	50,0%	40,3	29,2%
2	40%	50,0%	40,3	29,2%
3	30%	50,0%	40,8	29,9%
4	20%	50,0%	40,6	29,6%
5	10%	50,0%	40,9	30,2%
6	5%	50,0%	41,3	31,1%
7	50%	60,0%	41,5	31,5%
8	40%	60,0%	41,3	31,1%
9	30%	60,0%	41,6	31,8%
10	20%	60,0%	41,1	31,1%
11	10%	60,0%	41,1	31,1%
12	5%	60,0%	41,5	31,8%
13	50%	70,0%	42,8	35,0%
14	40%	70,0%	42,3	33,6%
15	30%	70,0%	42,3	33,6%
16	20%	70,0%	41,6	31,8%
17	10%	70,0%	41,4	31,4%
18	5%	70,0%	41,6	31,8%
19	50%	80,0%	43,7	37,7%
20	40%	80,0%	43,0	35,6%
21	30%	80,0%	42,9	35,4%
22	20%	80,0%	42,0	32,8%
23	10%	80,0%	41,6	31,8%
24	5%	80,0%	41,7	32,2%
25	50%	90,0%	44,5	40,9%
26	40%	90,0%	43,6	37,4%
27	30%	90,0%	43,3	36,7%
28	20%	90,0%	42,3	33,6%
29	10%	90,0%	41,7	32,2%
30	5%	90,0%	41,8	32,5%
31	50%	95,0%	44,7	41,1%
32	40%	95,0%	43,8	38,0%
33	30%	95,0%	43,5	37,2%
34	20%	95,0%	42,4	33,9%
35	10%	95,0%	41,8	32,5%
36	5%	95,0%	41,8	32,5%
	Média		42,1	33,2%

FONTE: O autor (2018).

Os pares para o CVaR (α, λ) foram agregados conforme desenvolvido por Uryasev (2011), no sentido de analisar apenas valores de α maiores que 50%,

preferivelmente entre 90% e 95% (grau de significância do VaR) e valores de λ menores que 50% (conforme pares de CVaR de 25 a 36, descritos na TABELA 4), no sentido de escolher λ tão menores quanto a aversão ao risco do agente tomador de decisão. A FIGURA 12 apresenta a fronteira eficiente da carteira, além de destacar os 36 pares de CVaR que foram simulados.



FONTE: O autor (2018).

Das 36 carteiras ótimas identificadas através da modelagem do CVaR, foram escolhidas 12 carteiras (carteiras 25 – 36) cujos parâmetros de α variam de 90% e 95% e λ variam entre 50% e 5%, conforme apresentado na FIGURA 13. Conforme discutido anteriormente, este critério de escolha foi desenvolvido e definido por Uryasev (2011), sendo que a seleção diz respeito aos parâmetros de grau de significância e a aversão ao risco do tomador de decisão.

FIGURA 13 – CONFIGURAÇÃO DAS CARTEIRAS ÓTIMAS CVAR SELECIONADAS

	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18
25	-25%	-25%	-12%	20%	100%	-4%	99%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	51%	19%	-11%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
26	-25%	-25%	-25%	38%	100%	-25%	91%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	45%	20%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
27	-25%	-25%	-20%	16%	100%	-18%	90%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	51%	20%	-19%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
28	-25%	-25%	-25%	7%	100%	-25%	81%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	52%	20%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
29	-25%	-25%	-24%	-8%	99%	-23%	78%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	59%	18%	-23%	99%	-25%	99%	-25%	100%	-25%
30	-25%	-25%	-23%	-8%	100%	-22%	78%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	59%	18%	-23%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
31	-25%	-25%	-19%	47%	100%	-16%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	44%	20%	-19%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
32	-25%	-25%	-24%	33%	100%	-25%	97%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	47%	19%	-19%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
33	-25%	-25%	-22%	24%	100%	-25%	95%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	48%	19%	-17%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
34	-25%	-25%	-25%	9%	100%	-25%	82%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	52%	21%	-25%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
35	-25%	-25%	-23%	-8%	100%	-22%	78%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	59%	18%	-23%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%
36	-25%	-25%	-23%	-8%	100%	-22%	78%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	59%	18%	-23%	100%	-25%	100%	-25%	100%	-25%

FONTE: O autor (2018).

A configuração e pesos atribuídos aos 22 produtos analisados variam muito pouco entre si, os quais resultam em uma carteira média com retorno (CVaR) de R\$ 42,9 milhões e Risco da ordem de 35,6% do máximo desvio padrão da carteira. A qualidade das estratégias apontadas pelo modelo na análise base de Outubro de 2017 foi analisada para o período de Outubro de 2017 a Dezembro de 2018.

As 12 configurações de pesos destacadas na FIGURA 13, são apresentadas na FIGURA 14 em função dos volumes em MW médios de cada um dos produtos da carteira. Os volumes positivos referem-se às vendas, enquanto os negativos referem-se às compras.

FIGURA 14 – VOLUMES DE ENERGIA DAS CARTEIRAS ÓTIMAS SELECIONADAS

Volumes de energia por produto [MWmédios]																						
	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18
Base	45	50	50	150	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	35	45	55	80	80	150	150
	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18
25	-11,3	-12,5	-6,1	30,2	160,0	-6,1	158,9	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	82,2	31,0	-4,0	44,9	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
26	-11,3	-12,5	-12,5	56,7	160,0	-40,0	145,5	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	72,0	32,6	-8,8	45,0	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
27	-11,3	-12,5	-10,2	24,3	160,0	-29,4	144,2	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	81,9	31,5	-6,7	45,0	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
28	-11,3	-12,5	-12,5	9,8	160,0	-40,0	130,4	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	83,9	32,3	-8,8	45,0	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
29	-11,3	-12,5	-12,0	-12,6	158,4	-37,4	125,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-39,3	94,5	28,2	-8,1	44,7	-13,8	79,5	-20,0	150,0	-37,5
30	-11,3	-12,3	-11,7	-11,9	159,2	-36,0	125,6	-40,0	-39,8	-39,7	-40,0	-40,0	-39,6	94,2	28,1	-8,1	44,9	-13,8	79,6	-20,0	150,0	-37,5
31	-11,3	-12,5	-9,7	70,6	159,8	-25,0	159,6	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	70,4	31,8	-6,6	44,9	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
32	-11,3	-12,5	-11,8	50,0	160,0	-40,0	155,2	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	74,4	30,0	-6,5	45,0	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
33	-11,3	-12,5	-11,2	36,7	160,0	-40,0	151,9	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	77,5	30,2	-6,1	45,0	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
34	-11,3	-12,5	-12,5	13,9	160,0	-40,0	131,1	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	-40,0	82,6	33,1	-8,8	45,0	-13,8	80,0	-20,0	150,0	-37,5
35	-11,3	-12,3	-11,7	-11,9	159,2	-36,0	125,6	-40,0	-39,8	-39,7	-40,0	-40,0	-39,6	94,2	28,1	-8,1	44,9	-13,8	79,6	-20,0	150,0	-37,5
36	-11,3	-12,3	-11,7	-11,9	159,2	-36,0	125,6	-40,0	-39,8	-39,7	-40,0	-40,0	-39,6	94,2	28,1	-8,1	44,9	-13,8	79,6	-20,0	150,0	-37,5

FONTE: O autor (2018).

Ressalta-se que a forma de leitura da FIGURA 14 deve levar em consideração aqueles produtos que mais tiveram alteração entre as composições ótimas de carteira selecionadas. Por exemplo: o produto Janeiro de 2018 variou entre +56,7MWmédios e -11,9 MWmédios. Este efeito pode ser explicado pelo alto desvio padrão das séries de preços para este mês ou a contiguidade dos preços de mercado com o valor esperado desta série. Sendo assim, este produto pode estar

contribuindo de maneira expressiva no risco global da carteira, sinalizando a necessidade de sensibilidade quanto aos volumes base para negociação deste produto. Sob outro aspecto, a análise da proficuidade das estratégias selecionadas considera o valor do PLD apurado pela CCEE entre Outubro/17 e Agosto/18, enquanto que os produtos de Setembro/18 até Dezembro/18 (meses não realizados) o valor referência utilizado é o preço de mercado de 22/08/2018. O lucro ou prejuízo resultante de cada carteira ótima selecionada é definido pela soma dos volumes valorados à MtM (base out/17) e o PLD publicado pela CCEE (excluindo-se o período entre set/18 e dez/18, no qual será considerado o preço de mercado de 22/08/2018). As FIGURAS 15 e 16 resumem cada parcela desta soma.

FIGURA 15 – COMPRA OU VENDA VALORADA À MTM [R\$ MILHÕES]

Carteiras	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TR17	2018	1TR18	2TR18	1SEM18	2SEM18	Total
25	-4,20	-3,64	-1,29	5,06	24,23	-1,02	25,73	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	13,32	5,19	-2,01	39,37	-27,10	38,90	-9,83	146,64	-37,25	172,38	
26	-4,20	-3,64	-2,67	9,50	24,23	-6,70	23,57	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	11,66	5,45	-4,43	39,51	-27,10	38,90	-9,83	146,66	-37,25	163,02	
27	-4,20	-3,64	-2,17	4,07	24,23	-4,93	23,36	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	13,27	5,28	-3,41	39,51	-27,10	38,90	-9,83	146,66	-37,25	163,02	
28	-4,20	-3,64	-2,67	1,64	24,23	-6,70	21,12	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	13,60	5,41	-4,43	39,51	-27,10	38,90	-9,83	146,64	-37,27	155,49	
29	-4,20	-3,64	-2,56	-2,11	23,99	-6,26	20,24	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	15,32	4,72	-4,10	39,27	-27,10	38,66	-9,83	146,66	-37,27	152,18	
30	-4,20	-3,57	-2,50	-1,99	24,11	-6,02	20,34	-6,70	-6,46	-6,65	-6,70	-6,48	-6,62	15,26	4,71	-4,10	39,41	-27,10	38,71	-9,83	146,66	-37,27	153,03
31	-4,20	-3,64	-2,06	11,81	24,20	-4,18	25,85	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	11,40	5,32	-3,36	39,46	-27,10	38,90	-9,83	146,64	-37,25	172,23	
32	-4,20	-3,64	-2,52	6,37	24,23	-6,70	25,15	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	12,05	5,03	-3,30	39,51	-27,10	38,90	-9,83	146,66	-37,25	165,61	
33	-4,20	-3,64	-2,39	6,15	24,23	-6,70	24,61	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	12,55	5,05	-3,08	39,51	-27,10	38,90	-9,83	146,66	-37,25	163,73	
34	-4,20	-3,64	-2,67	2,33	24,23	-6,70	21,25	-6,70	-6,48	-6,70	-6,48	-6,69	13,39	5,54	-4,43	39,51	-27,10	38,90	-9,83	146,66	-37,25	156,25	
35	-4,20	-3,57	-2,50	-1,99	24,11	-6,02	20,34	-6,70	-6,46	-6,65	-6,70	-6,48	-6,62	15,26	4,71	-4,10	39,41	-27,10	38,71	-9,83	146,66	-37,27	153,03
36	-4,20	-3,57	-2,50	-1,99	24,11	-6,02	20,34	-6,70	-6,46	-6,65	-6,70	-6,48	-6,62	15,26	4,71	-4,10	39,41	-27,10	38,71	-9,83	146,66	-37,27	153,03

FONTE: O autor (2018).

Enquanto que na FIGURA 15 os volumes valorados ao preço de mercado (MtM) são expostos, a FIGURA 16 apresenta os mesmos volumes valorados aos valores de PLD, sendo as compras (destacadas em vermelho) realizadas ao preço de mercado (MtM) vendidas ao PLD, enquanto as vendas (destacadas em verde) realizadas ao preço de mercado são compradas ao PLD. A diferença entre estes valores compõem o lucro global da carteira.

FIGURA 16 – COMPRA OU VENDA VALORADA AO PLD [R\$ MILHÕES]

Carteiras	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TR17	2018	1TR18	2TR18	1SEM18	2SEM18	Total
25	4,46	3,83	1,06	-4,05	-20,33	0,99	-12,55	9,69	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	-19,53	-5,66	1,92	-39,40	39,37	-33,89	13,22	-162,52	66,96	-88,16
26	4,46	3,83	2,19	-7,60	-20,33	6,53	-11,49	9,69	13,62	15,03	15,04	13,32	11,26	-17,11	-5,93	4,23	-39,53	39,37	-33,89	13,22	-162,53	66,96	-79,68
27	4,46	3,83	1,78	-3,26	-20,33	4,80	-11,39	9,69	13,62	15,03	15,04	13,32	11,26	-19,47	-5,75	3,26	-39,53	39,37	-33,89	13,22	-162,53	66,96	-80,52
28	4,46	3,83	2,19	-1,31	-20,33	6,52	-10,30	9,69	13,62	15,04	15,04	13,32	11,27	-19,95	-5,89	4,23	-39,53	39,37	-33,89	13,22	-162,52	66,98	-74,95
29	4,46	3,83	2,10	1,69	-20,13	6,10	-9,87	9,69	13,62	15,04	15,04	13,32	11,05	-22,46	-5,14	3,91	-39,30	39,37	-33,68	13,22	-162,53	66,98	-73,70
30	4,46	3,75	2,05	1,59	-20,23	5,86	-9,92	9,69	13,57	14,92	15,04	13,32	11,15	-22,39	-5,13	3,91	-39,43	39,37	-33,72	13,22	-162,53	66,98	-74,46
31	4,46	3,83	1,69	-9,45	-20,31	4,08	-12,61	9,69	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	-16,72	-5,79	3,21	-39,48	39,37	-33,89	13,22	-162,52	66,96	-86,02
32	4,46	3,83	2,07	-6,70	-20,33	6,53	-12,26	9,69	13,62	15,03	15,04	13,32	11,26	-17,68	-5,48	3,15	-39,53	39,37	-33,89	13,22	-162,53	66,96	-80,86
33	4,46	3,83	1,96	-4,92	-20,33	6,53	-12,00	9,69	13,62	15,03	15,04	13,32	11,26	-18,41	-5,50	2,95	-39,53	39,37	-33,89	13,22	-162,53	66,96	-79,89
34	4,46	3,83	2,19	-1,86	-20,33	6,52	-10,36	9,69	13,62	15,03	15,04	13,32	11,26	-19,63	-6,03	4,23	-39,53	39,37	-33,89	13,22	-162,53	66,96	-75,44
35	4,46	3,75	2,05	1,59	-20,23	5,86	-9,92	9,69	13,57	14,92	15,04	13,32	11,15	-22,39	-5,13	3,91	-39,43	39,37	-33,72	13,22	-162,53	66,98	-74,46
36	4,46	3,75	2,05	1,59	-20,23	5,86	-9,92	9,69	13,57	14,92	15,04	13,32	11,15	-22,39	-5,13	3,91	-39,43	39,37	-33,72	13,22	-162,53	66,98	-74,46

FONTE: O autor (2018).

Conforme citado, o preço de mercado ou *Mark to Market* (MtM) é o valor de mercado dos produtos no momento das simulações, ou seja, o valor que os demais agentes do mercado estavam propensos a pagar no momento da marcação de

preços. Portanto, a TABELA 5 apresenta o retorno das estratégias ótimas selecionadas, isto é, a diferença entre todo o volume de energia comprado e vendido, cujos montantes variaram de R\$ 78,48 a R\$ 86,22 milhões.

TABELA 5 – ANÁLISE DOS RETORNOS AUFERIDOS PELAS CARTEIRAS ÓTIMAS

Carteiras	Lambda	Alpha	CVaR (α, λ)		Retorno [R\$ milhões]
			[R\$ milhões]	Risk	
25	50%	90,0%	44,5	40,9%	84,21
26	40%	90,0%	43,6	37,4%	84,24
27	30%	90,0%	43,3	36,7%	82,50
28	20%	90,0%	42,3	33,6%	80,54
29	10%	90,0%	41,7	32,2%	78,48
30	5%	90,0%	41,8	32,5%	78,57
31	50%	95,0%	44,7	41,1%	86,22
32	40%	95,0%	43,8	38,0%	84,76
33	30%	95,0%	43,5	37,2%	83,83
34	20%	95,0%	42,4	33,9%	80,81
35	10%	95,0%	41,8	32,5%	78,57
36	5%	95,0%	41,8	32,5%	78,57

FONTE: O autor (2018).

O Retorno sobre o Investimento (ROI) para estas 12 carteiras selecionadas variou de 48,9% a 51,8% para o período de um ano (Out/17 – Out/18), considerando-se a negociação de 22 produtos. De forma que o risco teve variação de 32,2% e 41,1% do desvio padrão máximo da carteira.

6.2. SENSIBILIDADE DE DESEMPENHO DA PREVISÃO DE PREÇOS

Ciente da importância da previsão de preços futuros para a otimização de carteira, foi simulado um caso teórico de previsões “perfeitas” para o PLD futuro, tal simulação será a base comparativa para aferir o desempenho das estratégias calculadas. Neste caso de sensibilidade foram ajustadas as funções densidade de probabilidade dos preços mensais para que as suas médias fossem iguais ao PLD apurado pela CCEE. Ou seja, dentro de uma dispersão natural para os preços futuros, o valor esperado da distribuição de preços do agente seria igual ao PLD

(previsão perfeita). A mesma metodologia de simulação de carteira foi aplicada utilizando estas novas expectativas de preços, sendo obtidas 40 carteiras ótimas, conforme FIGURA 17.

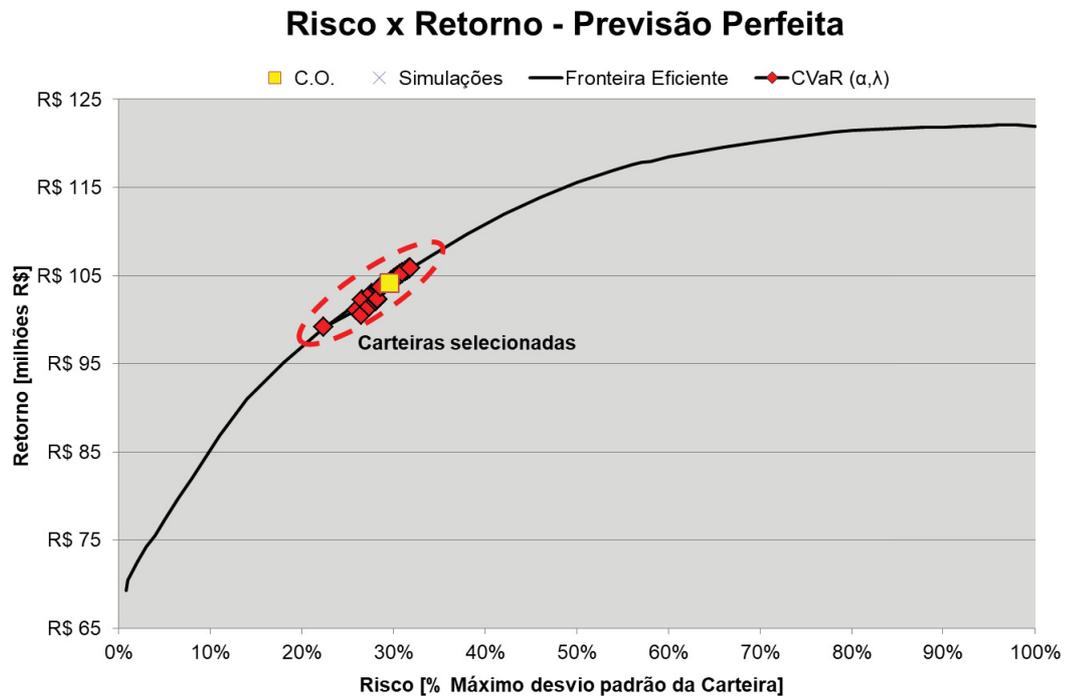
FIGURA 17 – CARTEIRAS ÓTIMAS: SENSIBILIDADE DA PREVISÃO PERFEITA DE PLD

	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18
1	-25%	-25%	100%	100%	100%	100%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	57%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
2	-25%	-25%	100%	100%	100%	82%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
3	-25%	-25%	100%	100%	100%	73%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
4	-25%	-25%	100%	100%	100%	68%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
5	-25%	-25%	100%	100%	100%	54%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
6	-25%	-25%	100%	100%	100%	43%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
7	-25%	-25%	100%	100%	100%	33%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
8	-25%	-25%	100%	100%	100%	22%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
9	-25%	-25%	100%	100%	100%	11%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
10	-25%	-25%	100%	100%	100%	-2%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
11	-25%	-25%	100%	100%	100%	-14%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
12	-25%	-25%	98%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	99%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
13	-25%	-25%	74%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	95%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
14	-25%	-25%	51%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-16%	89%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
15	-25%	-25%	32%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	48%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
16	-25%	-25%	14%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	41%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
17	-25%	-25%	4%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-1%	36%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
18	-25%	-25%	8%	100%	97%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	19%	38%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%
19	-25%	-25%	-12%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	12%	31%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%
20	-25%	-25%	-18%	100%	100%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	17%	27%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%
21	-25%	-25%	-25%	100%	98%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	29%	19%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%
22	-25%	-25%	-25%	100%	69%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	38%	17%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%
23	-25%	-25%	-25%	100%	47%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	49%	12%	-25%	-25%	90%	-25%	-25%	-25%
24	-25%	-25%	-23%	99%	7%	-25%	100%	-18%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	51%	8%	-25%	-25%	100%	-25%	-25%	-25%
25	-25%	-25%	-24%	90%	-1%	-25%	100%	-9%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	51%	8%	-25%	-25%	93%	-25%	-25%	-25%
26	-25%	-25%	-15%	75%	-11%	-25%	100%	-3%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-22%	51%	7%	-21%	-25%	86%	-25%	-25%	-25%
27	-25%	-20%	-9%	64%	-15%	-25%	100%	2%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-12%	42%	6%	-23%	-25%	80%	-25%	-25%	-25%
28	-25%	-14%	-4%	50%	-18%	-25%	100%	7%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-3%	35%	5%	-25%	-25%	70%	-25%	-25%	-25%
29	-25%	-7%	-1%	36%	-22%	-25%	100%	12%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	9%	29%	3%	-25%	-25%	59%	-25%	-25%	-25%
30	-25%	-2%	0%	27%	-23%	-25%	100%	14%	-25%	-25%	-25%	-25%	-11%	8%	22%	2%	-25%	-25%	50%	-25%	-25%	-25%
31	-25%	3%	5%	14%	-13%	-25%	100%	18%	-25%	-25%	-25%	-25%	4%	6%	15%	1%	-25%	-25%	29%	-25%	-25%	-25%
32	-25%	5%	5%	14%	1%	-25%	100%	19%	-16%	-25%	-25%	-25%	10%	7%	12%	0%	-25%	-25%	7%	-25%	-25%	-25%
33	-25%	6%	6%	12%	1%	-25%	100%	17%	-6%	-25%	-25%	-17%	9%	6%	11%	0%	-25%	-25%	2%	-25%	-25%	-25%
34	-25%	7%	7%	16%	9%	-25%	100%	17%	-3%	-25%	-25%	-12%	8%	7%	10%	0%	-25%	-25%	-12%	-25%	-25%	-25%
35	-25%	7%	7%	15%	8%	-25%	100%	17%	0%	-25%	-25%	-8%	9%	7%	9%	0%	-25%	-25%	-12%	-25%	-25%	-25%
36	-25%	6%	6%	14%	8%	-25%	100%	15%	4%	-25%	-25%	-7%	10%	6%	8%	0%	-25%	-25%	-13%	-23%	-25%	-25%
37	-25%	8%	7%	18%	15%	-25%	100%	16%	7%	-25%	-25%	-2%	7%	6%	8%	0%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%
38	-25%	8%	7%	17%	14%	-25%	100%	15%	10%	-25%	-25%	1%	7%	6%	7%	0%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%
39	-25%	8%	8%	15%	15%	-25%	99%	15%	13%	-25%	-25%	5%	7%	6%	6%	0%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%
40	-25%	9%	8%	15%	14%	-25%	97%	14%	15%	-25%	-25%	6%	7%	6%	6%	0%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%	-25%

FONTE: O autor (2018).

As carteiras ótimas encontradas foram analisadas para os 22 produtos entre Outubro de 2017 e Dezembro de 2018, sendo levantada a curva de *trade-off* entre Risco e Retorno para tais negociações. Da mesma forma, os pares de CVaR (α, λ) foram agregados conforme desenvolvido por Uryasev (2011), com valores de α maiores que 50% e valores de λ menores que 50%. A FIGURA 18 apresenta a fronteira eficiente da carteira, além de destacar os 36 pares de CVaR que foram simulados.

FIGURA 18 – CARTEIRAS ÓTIMAS: SENSIBILIDADE DA PREVISÃO PERFEITA DE PLD



Das 36 carteiras ótimas identificadas através da modelagem do CVaR, foram escolhidas as mesmas 12 carteiras (25 – 36) cujos parâmetros de α variam de 90% e 95% e λ variam entre 50% e 5%.

A configuração e pesos atribuídos aos 22 produtos se mantiveram bastante estáveis, os quais resultaram em uma carteira média com retorno (CVaR) de R\$ 104,12 milhões e Risco da ordem de 29,5% do máximo desvio padrão da carteira. A eficácia destas estratégias foi analisada para o mesmo período das simulações anteriores (Outubro de 2017 a Dezembro de 2018). Logo, as 12 configurações são apresentadas na FIGURA 19 em função dos volumes em MW médios de cada um dos produtos da carteira, os volumes positivos referem-se às vendas, enquanto os negativos referem-se às compras.

FIGURA 19 – VOLUMES DAS CARTEIRAS ÓTIMAS CVAR: CASO SENSIBILIDADE

		Volumes de energia por produto [MWhmédios]																				
	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18
Base	45	50	50	150	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	160	35	45	55	80	80	150	150
	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18
25	- 11	- 12	- 2	72	- 32	- 40	158	6	- 40	- 40	- 40	- 35	- 32	- 18	74	2	- 11	- 14	78	- 19	- 38	- 38
26	- 11	- 9	- 1	66	- 36	- 40	160	5	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 13	64	2	- 11	- 14	74	- 20	- 38	- 38
27	- 11	- 12	- 2	75	- 29	- 40	160	- 1	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 25	73	2	- 11	- 14	79	- 20	- 38	- 38
28	- 11	- 12	- 2	74	- 29	- 40	160	1	- 40	- 40	- 40	- 40	- 38	- 23	73	2	- 11	- 14	79	- 20	- 37	- 38
29	- 11	- 12	- 2	73	- 29	- 40	160	0	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 23	71	2	- 11	- 14	78	- 20	- 38	- 38
30	- 11	- 12	- 2	76	- 29	- 40	160	- 1	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 26	73	2	- 11	- 14	80	- 20	- 37	- 38
31	- 11	- 12	- 2	73	- 32	- 40	159	6	- 40	- 40	- 40	- 35	- 32	- 18	74	2	- 11	- 14	78	- 19	- 38	- 38
32	- 11	- 10	- 2	67	- 36	- 40	160	5	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 13	65	2	- 11	- 14	74	- 20	- 38	- 38
33	- 11	- 12	- 2	76	- 30	- 40	160	- 1	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 25	73	2	- 11	- 14	79	- 20	- 37	- 37
34	- 11	- 11	- 1	72	- 28	- 40	160	1	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 22	71	2	- 11	- 14	77	- 20	- 38	- 38
35	- 11	- 12	- 2	74	- 28	- 40	160	0	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 23	71	2	- 11	- 14	77	- 20	- 38	- 38
36	- 11	- 12	- 2	77	- 29	- 40	160	- 1	- 40	- 40	- 40	- 40	- 40	- 26	74	2	- 11	- 14	80	- 20	- 38	- 38

FONTE: O autor (2018).

O lucro ou prejuízo resultante de cada carteira ótima selecionada é definido pela soma dos volumes valorados à MtM (base out/17) e o PLD publicado pela CCEE, conforme FIGURAS 20 e 21 resumem cada parcela desta soma.

FIGURA 20 – COMPRA OU VENDA VALORADA À MTM: CASO SENSIBILIDADE [R\$ MILHÕES]

Carteiras	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18	Total
25	-4,20	-3,51	-0,47	12,13	-4,87	-6,70	25,67	0,98	-6,48	-6,70	-6,70	-5,67	-5,31	-2,99	12,44	-1,02	-9,88	-27,10	38,02	-9,16	-36,66	-37,25	-83,38
26	-4,20	-2,76	-0,31	11,09	-5,53	-6,70	25,92	0,85	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-2,11	10,76	0,93	-9,88	-27,10	35,94	-9,83	-36,66	-37,25	-89,87
27	-4,20	-3,50	-0,35	12,54	-4,34	-6,70	25,92	-0,09	-6,48	-6,69	-6,69	-6,48	-6,69	-4,01	12,18	1,07	-9,88	-27,10	38,39	-9,83	-36,66	-37,25	-86,83
28	-4,20	-3,49	-0,37	12,43	-4,42	-6,70	25,92	0,17	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,40	-3,75	12,23	1,06	-9,88	-27,10	38,23	-9,73	-36,65	-37,27	-86,28
29	-4,20	-3,39	-0,33	12,19	-4,39	-6,70	25,92	0,06	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-3,68	11,93	1,04	-9,88	-27,10	37,86	-9,83	-36,66	-37,25	-87,43
30	-4,20	-3,56	-0,38	12,72	-4,42	-6,70	25,92	-0,18	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-4,17	12,30	1,08	-9,88	-27,10	38,90	-9,83	-36,65	-37,25	-86,43
31	-4,20	-3,47	-0,47	12,20	-4,87	-6,70	25,69	0,97	-6,48	-6,70	-6,70	-5,71	-5,39	-2,93	12,34	1,02	-9,88	-27,10	37,75	-9,19	-36,66	-37,25	-83,74
32	-4,20	-2,79	-0,32	11,23	-5,45	-6,70	25,92	0,83	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-2,18	10,81	0,94	-9,88	-27,10	35,86	-9,83	-36,66	-37,25	-89,81
33	-4,20	-3,51	-0,38	12,71	-4,47	-6,70	25,92	-0,12	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-4,03	12,19	1,07	-9,88	-27,10	38,57	-9,83	-36,66	-37,24	-86,69
34	-4,20	-3,35	-0,32	12,09	-4,27	-6,70	25,92	0,12	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-3,58	11,87	1,04	-9,88	-27,10	37,43	-9,83	-36,66	-37,25	-87,70
35	-4,20	-3,40	-0,33	12,32	-4,25	-6,70	25,92	0,07	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-3,71	11,97	1,05	-9,88	-27,10	37,55	-9,83	-36,66	-37,25	-87,46
36	-4,20	-3,55	-0,40	12,85	-4,39	-6,70	25,92	-0,17	-6,48	-6,70	-6,70	-6,48	-6,69	-4,19	12,32	1,08	-9,88	-27,10	38,74	-9,83	-36,66	-37,25	-86,45

FONTE: O autor (2018).

FIGURA 21 – COMPRA OU VENDA VALORADA AO PLD: CASO SENSIBILIDADE [R\$ MILHÕES]

Carteiras	out/17	nov/17	dez/17	jan/18	fev/18	mar/18	abr/18	mai/18	jun/18	jul/18	ago/18	set/18	out/18	nov/18	dez/18	nov-dez/17	4TRI17	2018	1TRI18	2TRI18	1SEM18	2SEM18	Total
25	4,46	3,69	0,38	-9,71	4,08	6,52	-12,52	-1,41	13,62	15,04	15,04	11,65	8,94	4,38	-13,54	-0,98	9,88	39,37	-33,12	13,22	40,63	66,96	185,70
26	4,46	2,90	0,26	-8,88	4,64	6,52	-12,64	-1,23	13,62	15,03	15,03	13,32	11,27	3,09	-11,72	-0,89	9,88	39,37	-31,31	13,22	40,63	66,96	193,54
27	4,46	3,68	0,29	-10,03	3,64	6,52	-12,64	0,12	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	5,87	-13,27	-1,02	9,88	39,37	-33,45	13,22	40,63	66,96	192,50
28	4,46	3,67	0,30	-9,95	3,71	6,52	-12,64	-0,24	13,62	15,03	15,03	13,32	10,79	5,51	-13,32	-1,01	9,88	39,37	-33,31	13,09	40,61	66,98	191,45
29	4,46	3,56	0,27	-9,75	3,68	6,52	-12,64	-0,09	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	5,39	-12,99	-1,00	9,88	39,37	-32,89	13,22	40,63	66,96	192,76
30	4,46	3,74	0,31	-10,18	3,71	6,52	-12,64	0,25	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	6,12	-13,39	-1,03	9,88	39,37	-33,89	13,22	40,61	66,96	192,30
31	4,46	3,65	0,39	-9,76	4,09	6,52	-12,52	-1,40	13,62	15,04	15,04	11,74	9,07	4,30	-13,44	-0,97	9,88	39,37	-32,89	12,37	40,63	66,96	186,14
32	4,46	2,93	0,26	-8,99	4,58	6,52	-12,64	-1,19	13,62	15,03	15,03	13,32	11,27	3,20	-11,77	-0,90	9,88	39,37	-31,25	13,22	40,63	66,96	193,55
33	4,46	3,69	0,32	-10,17	3,75	6,52	-12,64	0,17	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	5,91	-13,27	-1,02	9,88	39,37	-33,61	13,22	40,63	66,94	192,41
34	4,46	3,52	0,26	-9,68	3,58	6,52	-12,64	-0,17	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	5,25	-12,92	-0,99	9,88	39,37	-32,61	13,22	40,63	66,96	192,91
35	4,46	3,58	0,27	-9,86	3,57	6,52	-12,64	-0,10	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	5,44	-13,03	-1,00	9,88	39,37	-32,72	13,22	40,63	66,96	192,81
36	4,46	3,73	0,33	-10,28	3,69	6,52	-12,64	0,25	13,62	15,03	15,03	13,31	11,26	6,15	-13,41	-1,03	9,88	39,37	-33,75	13,22	40,63	66,96	192,33

FONTE: O autor (2018).

A TABELA 6 apresenta o retorno das estratégias ótimas selecionadas para o caso de sensibilidade de previsões de PLD futuro, que variaram de R\$ 102,32 a R\$ 105,88 milhões.

TABELA 6 – ANÁLISE DOS RETORNOS AUFERIDOS: CASO SENSIBILIDADE

Carteiras	Lambda	Alpha	CVaR (α, λ) [R\$ milhões]	Risk	Retorno [R\$ milhões]
25	50%	90%	102,27	28,2%	102,32
26	40%	90%	103,62	28,5%	103,67
27	30%	90%	105,62	31,5%	105,67
28	20%	90%	105,12	30,8%	105,17
29	10%	90%	105,28	31,0%	105,33
30	5%	90%	105,82	31,8%	105,87
31	50%	95%	102,35	28,2%	102,40
32	40%	95%	103,69	28,6%	103,74
33	30%	95%	105,67	31,6%	105,72
34	20%	95%	105,16	30,8%	105,21
35	10%	95%	105,30	31,0%	105,35
36	5%	95%	105,83	31,8%	105,88

FONTE: O autor (2018).

O Retorno sobre o Investimento (ROI) para as 12 carteiras selecionadas variou de 53,4% a 55,1% para o período um ano (Out/17 – Out/18), considerando-se a negociação de 22 produtos.

6.3. ESTUDO COMPARATIVO

Comparativamente, os riscos e retornos obtidos através das estratégias ótimas de contratação selecionadas são diferentes entre si. Estas diferenças são fruto das expectativas futuras de preços divergentes entre a expectativa datada de Outubro/17 e a expectativa dita “perfeita” para o PLD. É possível identificar, através da TABELA 7, que as estratégias ótimas selecionadas na simulação realizada com a expectativa de preços futuros de Out/2017 obtiveram, em média, retornos 28,2% menores do que aqueles obtidos através da previsão dita “perfeita” do preço futuro.

TABELA 7 – ESTUDO COMPARATIVO: CASO ORIGINAL E CASO SENSIBILIDADE

Carteiras	Lambda	Alpha	Retorno [R\$ milhões]		GAP
			Simulação Original	Simulação Sensibilidade	
25	50%	90%	84,21	102,32	21,5%
26	40%	90%	84,24	103,67	23,1%
27	30%	90%	82,50	105,67	28,1%
28	20%	90%	80,54	105,17	30,6%
29	10%	90%	78,48	105,33	34,2%
30	5%	90%	78,57	105,87	34,7%
31	50%	95%	86,22	102,40	18,8%
32	40%	95%	84,76	103,74	22,4%
33	30%	95%	83,83	105,72	26,1%
34	20%	95%	80,81	105,21	30,2%
35	10%	95%	78,57	105,35	34,1%
36	5%	95%	78,57	105,88	34,8%
Média			81,77	104,69	28,2%

FONTE: O autor (2018).

Os chamados GAP, entre os retornos obtidos pela simulação original e pela simulação sensibilidade, dizem respeito à margem que pode ser melhorada na medida em que as previsões futuras de preços se aproximam do PLD publicado pela CCEE.

6.4. CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

As simulações discutidas nesta seção apresentam a possibilidade de se obter taxas de retornos anuais na faixa dos 48,9% a 51,8% com as técnicas de otimização de carteira apresentadas. Podendo inclusive chegar a taxas de retorno da ordem de 55%, dependendo somente da qualidade das previsões futuras de PLD. Portanto verificou-se adequado desempenho da técnica apresentada, com a ressalva de que a estratégia ótima calculada depende fortemente da qualidade e aderência das expectativas de preços futuros usadas pelo agente como dados de entrada no modelo de otimização de carteira.

O algoritmo simulado leva poucos segundos para convergir, sendo capaz de simular centenas de produtos ao mesmo tempo, sem que isto onere demasiadamente o tempo de processamento.

7. CONCLUSÕES

A presente pesquisa teve como objetivo principal desenvolver uma metodologia e algoritmo para auxiliar na tomada de decisão, no que diz respeito a operações de compra e venda pactuadas no ACL por um agente comercializador de energia elétrica. O programa desenvolvido possibilita a avaliação dos riscos e retornos, sendo geradas carteiras de contratos que maximizam a receita anual, bem como apresenta graficamente os volumes de energia que devem ser negociados, e seus respectivos riscos e retornos.

O estado da arte acerca de problemas de maximização de retornos, minimização de riscos, otimização estocástica, simulações de Monte Carlo, Teoria dos Portfólios, entre outros, apresentou diversas técnicas possíveis para tratamento e mensuração de riscos, cada qual com enfoque em um segmento específico, seja otimizando a contratação de energia, maximização de retornos, minimização de riscos e outras avaliações de riscos para Geradores, Distribuidores e Comercializadores. Dentre as técnicas mais utilizadas na literatura, o método selecionado para otimização de carteira de contratos de energia foi a Teoria dos Portfólios de Markowitz, modelo de média variância, cujas carteiras ótimas geradas são submetidas a seleção pelo critério de risco CVaR (*expected shortfall*). A avaliação da metodologia e do algoritmo desenvolvido foi realizada através da expectativa sinalizada na otimização valorada ao preço de mercado da época da simulação, e após liquidada ao PLD verificado pela CCEE. O estudo de sensibilidade realizado teve como intuito evidenciar a possibilidade de aumento dos retornos esperados, uma vez que as previsões futuras de preços se aproximam do PLD. Esta sensibilidade foi chamada de “previsão perfeita”.

Os resultados apresentados, assim como estudo comparativo, demonstram a viabilidade e importância de se desenvolver um plano de comercialização de curto, médio e longo prazo, considerando restrições de fluxo de caixa, métricas de risco, e, sobretudo possíveis efeitos de poder de mercado.

A modelagem do risco pelas dispersões de preços projetados para cada produto negociado, através da Teoria dos Portfólios de Markowitz e fronteiras eficientes de Pareto, apresentam a vantagem de serem matematicamente simples como o desvio padrão e covariância, usados para comparar o benefício de curto e médio prazo de cada produto negociado, assim como as correlações entre cada um

deles. Metodologia essa comparada ao preço de mercado (MtM) e restrita às características mercadológicas do ACL e capacidade financeira de cada agente, aproximando a matemática e técnicas de otimização da realidade do tomador de decisão.

O tratamento do risco através do CVaR mostrou-se bastante consistente principalmente após compreender a base conceitual da economia comportamental e a subjetividade de cada agente tomador de decisão no momento de analisar riscos e retornos. Ressalta-se que a metodologia de otimização foi desenvolvida para um agente comercializador no ambiente livre de energia elétrica no Brasil. Entretanto, a mesma mostrou-se consistente e adaptável para todo e qualquer agente de mercado, sejam quais forem suas restrições e objetivos de análise.

7.1. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Esta pesquisa apresentou técnicas clássicas de otimização e aplicação de modelagens criadas para o mercado financeiro, além de metodologias para mitigação e gerenciamento do risco.

Sugere-se como tema para trabalhos futuros a modelagem de produtos não comercializáveis dentro de uma carteira de contratos de energia de uma comercializadora, distribuidora ou geradora de energia elétrica, como o caso de seguros garantias, derivativos financeiros, aplicações financeiras indexadas, aplicações em mercados internacionais sujeitos à variação cambial, aplicações em fundos. Inclusive a negociação de produtos de serviços ancilares e derivativos climáticos, que podem ser indexados à pluviometria, energia natural afluyente, temperatura, índices anemométricos (velocidade e consistência de ventos), índices correlacionados a ativos de geração que podem compor a carteira de contrato, trazendo maior diversificação destes ativos, conseqüentemente menores riscos.

Outrossim, sugere-se como pesquisas futuras a modelagem de família de carteiras ótimas similares, de forma que sejam agregadas e identificadas através da composição (pesos) de cada produto dentro da carteira global de ativos.

REFERÊNCIAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **BIG – Banco de Informações de Geração**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 20 jun. 2018.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de energia elétrica do Brasil 3ª ed.** Brasília: ANEEL, 2008.

ARFUX, G. A. B. **Definição de Estratégias de Comercialização de Energia Elétrica via Métodos de Otimização Estocástica e Análise Integrada de Risco**. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2011.

ARROYO, J. E. C.. **Heurísticas e metaheurísticas para otimização combinatória multiobjetivo**. Tese de doutorado – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2002.

BBCE – Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia. **Plataforma eletrônica de negociação de contratos de energia elétrica**. Disponível em: <<https://www.bbce.com.br/>>. Acesso em: 16 ago. 2018.

BLACK, F., R., LITTERMAN. **Global portfolio optimization**. Financial Analysts Journal, volume 48, pp. 28–43, 1992.

BRASIL, Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 16 mar. 2004. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm>. Acesso em: 13 ago. 2018.

BRASIL. Decreto nº 8.828, de 2 de agosto de 2016. Altera o Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 03 ago. 2016. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Decreto/D8828.htm>. Acesso em: 15 ago. 2018.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Brasília: MME/EPE, 2017.

CASTRO R.. **Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil**. 2004. Tese de doutorado –

Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, 2004.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Comercialização: Ambiente de Contratação Regulada**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/port al/faces/pages_publico/onde-atuamos/comercializacao>. Acesso em: 13 ago. 2018a.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Como participar: Ambiente livre e ambiente regulado**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/port al/faces/pages_publico/como-participar/ambiente-livre-ambiente-regulado>. Acesso em: 14 ago. 2018b.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Módulo 5 – Mercado de Curto Prazo: Submódulo 5.2 – Liquidação no mercado de curto prazo**. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058272>. Acesso em: 24 out. 2018c.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual do Usuário – Modelo estratégico de geração hidrotérmica a subsistemas equivalentes**. Rio de Janeiro: versão 24.3.8, junho de 2018a.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Manual de referência – Modelo Decomp: Determinação da coordenação da operação de curto prazo**. Rio de Janeiro: versão 27.6, abril de 2018b.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 30 de jul. de 2018c.

COHON, J. L, MARKS, D. H. **A review and evaluation of multiobjective programming techniques**. Water Resources Research, volume 11, n. 2, pp. 208-220, 1975.

DECKER, B. U. **Um Modelo de Otimização Estocástica para Apoio à Decisão na Comercialização de Energia Elétrica de Pequenas Centrais Hidrelétricas com Técnicas de Aversão ao Risco**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2014.

EIA, Energy Information Administration. **Statistics on electric power plants, capacity, generation, fuel consumption, sales, prices and customers**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/electricity/data.php>>. Acesso em: 23 de out. de 2018.

EPA, Environmental Protection Agency. **North American Reliability Corporation (NERC) region representational map**. Disponível em: <<https://www.epa.gov/energy/north-american-reliability-corporation-nerc-region-representational-map>>. Acesso em: 23 de out. de 2018.

EC, European Commission. **EU Reference Scenario 2016 – Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050**, EU Publications Office: 2016. Disponível em: <<https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/energy-modelling>>. Acesso em: 23 de out. de 2018.

FONSECA, C. M, FLEMING, P. J.. **An Overview of evolutionary Algorithms in Multiobjective Optimization**. Evolutionary Computation, v. 3, n. 1, pp. 1-16, 1995.

GUDER, R. **Otimização de Portfólios de Contratos de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos Multiobjetivo**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2009.

HAMMERSLEY, J. M., HANDSCOMB, D. C.. **Monte Carlo Methods**. Methuens's Monographs on Applied Probability and Statistics, London: 1964.

LENZI, M. A. **Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico**. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, 2004.

LIMA, F. R. **Decisão de Sazonalização para Otimizar Carteira de Contratos com Hidrelétricas e Eólicas no Brasil**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas, Pontifícia Universidade do Rio de Janeiro, 2012.

MARKOWITZ, H.. **Portfolio Selection**. The Journal of Finance, Vol.7, n. 1, pp. 77-91, 1952.

MASUKAWA, F. T. **Avaliação de Critérios de Risco na Negociação de Contratos Bilaterais de Energia em Centrais Hidrelétricas de Pequeno Porte - PCH**. Dissertação de Mestrado – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, 2011.

MAYO, R. J.. **Mercados de Eletricidade**. São Paulo: Synergia, 2012.

MEDEIROS, L. de. **Previsão do Preço Spot no Mercado de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade do Rio de Janeiro, 2003.

METROPOLIS N., ULAM S.. **The Monte Carlo Method**. Journal of the American Statistical Association, volume 44, n. 247, pp. 335-341. JSTOR: 1949.

MORGAN, J. P.. **RiskMetrics – Technical Document**. Fourth Edition. Morgan Guaranty Trust Company of New York, New York: 1996.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **Procedimentos de Rede – Planejamento da Operação Elétrica de Médio Prazo**. Rio de Janeiro: Submódulo 6.2, dezembro de 2016a.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **Procedimentos de Rede – Diretrizes para a Operação Elétrica com horizonte quadrimestral**. Rio de Janeiro: Submódulo 6.3, dezembro de 2016b.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **Procedimentos de Rede – Diretrizes para a Operação Elétrica com horizonte mensal**. Rio de Janeiro: Submódulo 6.4, dezembro de 2016c.

ONS, Operador Nacional do Sistema. **ENERGIA NO FUTURO: PROGRAMAÇÃO DA OPERAÇÃO**. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/programacao-da-operacao>>. Acesso em: 10 de set. de 2018.

PARETO, V. **Manual of Political Economy**. New York: A. M. Kelley, 1971.

PEREIRA, M. V. F. **Optimal stochastic operations scheduling of large hydroelectric systems**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. volume 11, n. 3, p. 161-169, 1989.

PIRES, J. R. C. **Otimização e Geração de Cenários Aplicadas à Contratação de Energia Elétrica**. Tese de Doutorado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Aeronáutica e Mecânica, Instituto Tecnológico de Aeronáutica, 2008.

PIRES, J. C. L. **Energia elétrica: a experiência dos estados unidos e da união europeia**. Textos para discussão nº 73, pp. 59, BNDES, Rio de Janeiro: 1999.

ROCKAFELLAR, R. T, URYASEV S. **Optimization of Conditional Value-at-Risk**. Journal of Risk, volume 2, n. 3, pp. 21-41. SPRING: 2000.

SANTOS, F. F. G. dos. **Gerenciamento de Riscos: Otimização Multiobjetivo e Análise de Portfólio de Compra e Venda de Energia**. Dissertação de Mestrado – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas, 2013.

SEWELL, M.. **Behavioural Finance: An introduction to behavioural finance**. University of Cambridge, 2007.

SIERRA, M. A. G. **Um Modelo de Otimização Estocástica para o Apoio à Decisão na Comercialização de energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2013.

SILVA, E. L.. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Editora Sagra Luzzato, 2001.

SLOVIC, P.. **Psychological Study of Human Judgment: Implications for Investment Decision Making**. The Journal of Finance, vol. 27, n. 4, pp. 779-799, University of California, Berkeley: WILEY, 1972.

STATMAN, M.. **A Unified Behavioral Finance**. The Journal of Portfolio Management, New York, 2018.

STREET, A. **On the Conditional Value-at-Risk Probability-dependent Utility Function**. Internal Research Report – n. 1. Rio de Janeiro: MAXWELL/LAMBDA-DEE, 2009.

TAMAROZI, R. **Identificação, Modelagem e Mitigação de Riscos em Operações de Comercialização de Energia Elétrica no Mercado Brasileiro**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental, Universidade Federal do Paraná, 2002.

THOMPSON, R. C. **Discussion of Earning at Risk (EAR) – An Effective and Understandable Methodology for IRR Management**. Informative of TCT Risk Solutions, 2014.

TONELLI, A. V. P. **Modelo Computacional para Gestão de Riscos na Comercialização de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, 2006.

TUMA, R. W.. **Sobre o monopólio natural e o modelo competitivo no setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: IFE 1585, IE-UFRJ, 02 de junho de 2005.

TVERSKY, A., KAHNEMAN, D.. **Advances in Prospect Theory: Cumulative Representation of Uncertainty**. Journal of Risk and Uncertainty, vol. 5, pp. 297-323, SPRINGER: New York, 1992.

URYASEV, S. **VaR vs CVaR in Risk Management and Optimization**. Presentation at Financial Engineering Lab, pp. 48-75, University of Florida, 2011.

VERONESE, H. D. **Um Modelo de Otimização Estocástica Baseado em Progressive Hedging para Definição de Estratégias de Contratação de Energia no Ambiente Regulado**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, Universidade Federal de Itajubá, 2013.

WOOD, Allen J.; WOLLENBERG, Bruce F. **Power Generation Operation And Control**. 2ª ed. New York: John Wiley & Sons, Inc., 1996.

ZELAYA, R. A. **Avaliação de Energia sob Incerteza: Uma Abordagem Baseada na Lógica Fuzzy e Teoria Multicritério**. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, 2004.

ANEXO 1 – TABELAS COMPLETAS DAS SIMULAÇÕES

A seguir são apresentadas as configurações de carteiras ótimas, as quais foram utilizadas para levantar a curva de trade-off (risco e retorno), a FIGURA 22 trata do valor esperado global da carteira genérica simulada ao mesmo tempo *versus* os riscos de cada configuração.

FIGURA 22 – CARTEIRAS ÓTIMAS: RISCO E RETORNO [R\$ MILHÕES]

	Risk	E[x]		Risk	E[x]
1	100,0%	56,6	31	45,5%	46,1
2	99,0%	56,5	32	44,0%	45,6
3	98,0%	56,4	33	40,0%	44,4
4	97,0%	56,3	34	38,0%	43,8
5	95,0%	56,1	35	35,0%	42,8
6	94,0%	56,0	36	33,0%	42,1
7	92,0%	55,8	37	31,0%	41,3
8	90,0%	55,6	38	30,0%	40,9
9	88,0%	55,4	39	29,0%	40,4
10	85,0%	55,0	40	27,0%	39,2
11	82,0%	54,5	41	25,0%	38,0
12	80,0%	54,2	42	23,0%	36,6
13	76,0%	53,4	43	21,0%	35,2
14	73,0%	52,8	44	20,0%	34,4
15	70,0%	52,2	45	19,0%	33,7
16	68,0%	51,8	46	17,0%	32,1
17	67,0%	51,5	47	15,0%	30,5
18	66,0%	51,3	48	13,0%	28,8
19	65,0%	51,0	49	11,0%	26,9
20	64,0%	50,8	50	10,0%	25,9
21	62,0%	50,3	51	9,0%	25,1
22	60,0%	49,8	52	8,0%	24,1
23	58,0%	49,3	53	7,0%	23,1
24	56,0%	48,8	54	6,0%	22,2
25	54,0%	48,3	55	5,0%	21,3
26	53,0%	48,1	56	4,0%	20,3
27	52,0%	47,9	57	3,0%	19,4
28	50,0%	47,3	58	2,0%	18,5
29	48,5%	46,9	59	1,0%	17,5
30	47,0%	46,5	60	0,1%	16,6

FONTE: O autor (2018).

A FIGURA 23, por sua vez, trata do valor esperado global da carteira genérica simulada *versus* os riscos de cada configuração, estes dados são a base para se levantar a curva de *trade-off* (Risco x Retorno) das simulações.

FIGURA 23 – CARTEIRAS ÓTIMAS CASO SENSIBILIDADE: RISCO E RETORNO [R\$ MILHÕES]

	Risk	E[x]		Risk	E[x]
1	100,0%	121,9	21	54,0%	117,0
2	98,0%	122,1	22	50,0%	115,6
3	96,0%	122,1	23	46,0%	113,9
4	95,0%	122,0	24	42,0%	111,9
5	92,0%	121,9	25	38,0%	109,7
6	90,0%	121,9	26	34,0%	107,2
7	88,0%	121,8	27	30,0%	104,6
8	86,0%	121,7	28	26,0%	101,8
9	84,0%	121,6	29	22,0%	98,8
10	82,0%	121,6	30	18,0%	95,2
11	80,0%	121,5	31	14,0%	91,0
12	78,0%	121,3	32	11,0%	86,8
13	74,0%	120,8	33	8,0%	82,0
14	70,0%	120,2	34	6,5%	79,8
15	66,0%	119,6	35	5,0%	77,3
16	62,0%	118,9	36	4,0%	75,5
17	60,0%	118,5	37	3,0%	74,2
18	58,0%	117,9	38	2,0%	72,6
19	57,0%	117,8	39	1,0%	70,4
20	56,0%	117,6	40	0,8%	69,3

FONTE: O autor (2018).