



Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Engenharia de Energia

**Análise de portfólio de contratação na
comercialização de energia no ACL com
avaliação de riscos**

Autora: Letícia Leite Munhoz
Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua

Brasília, DF
2018



Letícia Leite Munhoz

**Análise de portfólio de contratação na comercialização
de energia no ACL com avaliação de riscos**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília - UnB

Faculdade UnB Gama - FGA

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua

Brasília, DF

2018

Letícia Leite Munhoz

Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos/ Letícia Leite Munhoz. – Brasília, DF, 2018-

70 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA , 2018.

1. Comercialização de energia. 2. Mercado de energia. 3. Otimização de portfólio. 4. Análise de riscos. I. Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos

Letícia Leite Munhoz

Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 25 de maio de 2018:

Prof. Dr. Fernando Paiva Scardua
Orientador

Profa. Dra. Paula Meyer Soares -
UnB/FGA
Membro Convidado

Prof. Dr. Alex Reis - UnB/FGA
Membro Convidado

Brasília, DF
2018

Agradecimentos

Sou muito orgulhosa da minha trajetória nesses últimos anos, de toda minha graduação até esse trabalho final, e há algumas pessoas que gostaria de agradecer por ter chegado até aqui e estar finalizando esse trabalho.

Primeiramente gostaria de demonstrar meu agradecimento ao meu orientador professor Fernando pela incrível orientação, sempre tão presente, prestativo e preocupado com minha evolução com o trabalho. Gostaria de agradecer também ao João e ao Diego pelas conversas acerca do tema, trazendo a realidade do mercado um pouco mais presente no trabalho.

Sou grata também a Universidade de Brasília quanto instituição, a todos os professores e monitores que contribuíram em minha formação e todos os demais funcionários e servidores que estavam dentro dos espaços em que passei corroborando para que eu chegasse até aqui concluindo esse trabalho.

Agradeço muito também aos meus colegas de trabalho, de estágio no Tribunal de Contas da União, da Multincubadora/CDT, equipe de aerodelismo Draco Volans, empresa júnior Zenit Aerospace e da federação das empresas juniores Concentro. Acredito que a parte mais rica da minha formação vem de fora da sala de aula, sou muito grata por todas as oportunidades que tive e pessoas incríveis que me acrescentaram muito como profissional.

Por fim, sou extremamente agradecida à minha família e às pessoas maravilhosas que tenho perto de mim. Minha mãe e pai, irmão e irmã, tios e tias, amigos mais queridos (próximos e distantes), muito obrigada por todo carinho e apoio para seguir na jornada concretizando esse trabalho.

À minha mãe e ao meu pai sou especialmente grata. Desde minhas memórias mais distantes, sempre me apoiando incondicionalmente em todas as escolhas que tomei, sempre encorajando todas as minhas decisões. Esse trabalho em especial dedico a vocês.

Acredito que devemos valorizar mais o caminho do que a conquista, e hoje não consigo dizer o tamanho da minha gratidão ao olhar para trás e ver o caminho que percorri. A todos vocês que participaram, meus agradecimentos.

Resumo

A comercialização de energia elétrica constitui-se de uma atividade em que as transações são estruturadas sob condições de incerteza como, por exemplo, em relação ao preço *spot* e do regime hidrológico. Deriva desse fato a busca dos agentes pela formulação de estratégias a partir de estudos da tomada de decisão considerada ótima sob condições de incerteza, que se dá por meio da aplicação de técnicas de otimização estocástica, que viabiliza a modelagem de problemas com variáveis que ainda não se tem o valor real. O objetivo desse trabalho é, sob esse cenário de incertezas, realizar uma análise sobre o nível de contratação a preço fixo e ao nível de exposição ao preço *spot* de decisão de um consumidor livre, que vise a minimização dos custos de compra de energia e a redução dos riscos, obtendo a relação ótima de retorno e risco. A análise proposta avalia a minimização do risco e a minimização do custo por Markowitz utilizando uma função que leva em consideração a média das expectativas de PLD futuros e expectativa do mercado para contratações anuais a preço fixo, finalizando por fim com uma Análise Envoltória de Dados - DEA. Resultou-se dessa análise a confirmação de algumas teorias. A partir da análise com dados reais do mercado comprovou-se que o consumidor avesso ao risco deve manter-se contratado a contratos bilaterais de preço fixo mesmo com retornos mais baixos para evitar riscos elevados, enquanto o consumidor mais propenso ao risco deve manter-se descontratado, recorrendo ao mercado *spot*, mesmo com riscos superiores, pois dessa forma terá maiores retornos. A teoria de Markowitz a respeito da variação de portfólio também é comprovada, pois as carteiras devem ter um mínimo de variação para apresentar melhores retornos e riscos.

Palavras-chaves: Comercialização de energia. Mercado de energia. Otimização de portfólio. Análise de riscos

Abstract

The commercialization of electricity is an activity in which the transactions are structured under conditions of uncertainty, for example in relation to the spot price and the hydrological regime. It derives from the fact that the search of the agents for the formulation of strategies from studies of the decision making considered optimal under conditions of uncertainty, which occurs through the application of techniques of stochastic optimization, that makes possible the modeling of problems with variables that have not yet if it has the real value. The objective of this work is, under this scenario of uncertainties, to perform an analysis on the level of contracting at a fixed price and at the level of exposure to the decision spot price of a free consumer, aimed at minimizing purchase costs and the reduction of risks, obtaining the optimal return and risk ratio. The proposed analysis evaluates risk minimization and cost minimization by Markowitz using a function that takes into account the average of future LDP expectations and market expectations for annual fixed price contracts, finally ending with a Data Envelopment Analysis - DEA. The confirmation of some theories resulted from this analysis. Based on the analysis with actual market data, it has been proven that the risk averse consumer should remain engaged in bilateral fixed price contracts even with lower returns to avoid high risks, while the more risk-prone consumer should remain relaxed, resorting to the textit spot market, even with higher risks, as this will have greater returns. Markowitz's theory of portfolio variation is also proven, as portfolios must have a minimum of variation to present better returns and risks.

Key-words: Energy commercialization. Energy market. Portfolio optimization. Risks analyses.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Procedimento de formação do PLD. Fonte: (ARFUX, 2004).	23
Figura 2 – Contrato a termo. Fonte: (TAKAHASHI; CORREIA, 2007).	39
Figura 3 – Contrato a termo flexível. Fonte: (TAKAHASHI; CORREIA, 2007). . .	40
Figura 4 – Exercício de Call e Put por um Titular (Comprador). Fonte: Adaptado de (ARFUX, 2004).	42
Figura 5 – Exemplo em que o preço <i>strike</i> esta acima do <i>spot</i> , e o comprador deve pagar a diferença entre os dois ao vendedor. Fonte: (OLIVEIRA, 1997).	43
Figura 6 – Desempenho de Contrato Tipo <i>Collar</i> . Fonte: (ARFUX, 2004).	44
Figura 7 – Efeito da Diversificação do Risco. Fonte: Adaptado de (SILVEIRA, 2001).	49
Figura 8 – Efeito da Diversificação do Risco - Carteira com Múltiplos Ativos. Fonte: Adaptado de (ARCE, 2015).	49
Figura 9 – VaR para Distribuições Gerais. Fonte: Adaptado de (JORION, 1998).	52
Figura 10 – CVaR para distribuições gerais. Fonte: Adaptado (JORION, 1998).	53
Figura 11 – Comparação do C-VaR para as duas distribuições com o mesmo valor de VaR. Fonte: (ROCHA, 2013).	54
Figura 12 – Valores de entrada para a análise estudada: média de PLD e de contratos de preço fixo. Fonte: Autoria própria.	59
Figura 13 – Fronteira eficiente das carteiras analisadas segundo percentual de composição.	63

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tipos de energia a ser discriminada no contrato.	34
Tabela 2 – Relação entre prazo e aspecto de influência no preço.	36
Tabela 3 – Dados de entrada e resultantes gerais de cada ativo de média, variância e desvio padrão, bem como a covariância e correlação entre eles.	61
Tabela 4 – Carteira analisadas e seus resultantes de média, variância e desvio padrão.	62

Lista de abreviaturas e siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutores
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CL	Consumidores Livre
CE	Consumidores Especiais
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CMO	Custos Marginais de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PMO	Programa Mensal da Operação
PDO	Programação Diária da Operação
SEB	Sistema elétrico brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia

Sumário

	Introdução	12
1	PRINCÍPIOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	16
1.1	Visão geral do marco regulatório atual	16
1.1.1	Ambiente de Contratação Regulada - ACR	17
1.1.2	Ambiente de Contratação Livre - ACL	18
1.2	Conceitos da área de comercialização de energia	19
1.2.1	Centro de gravidade e submercado	19
1.2.2	Garantia Física	20
1.2.3	Mecanismo de realocação de energia - MRE	20
1.3	A formação de preço de energia no mercado livre	21
1.3.1	O planejamento e a programação da operação pelo ONS	21
1.3.2	Operação da CCEE e o Mercado de Curto Prazo	23
1.4	Considerações finais	25
2	TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E OS IMPACTOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	26
2.1	Definição e pressupostos da Teoria de Custos de Transação	27
2.2	Transações econômicas integrantes do processo de comercialização	28
2.3	A Teoria de Custos de Transação no Setor Elétrico	29
2.3.1	O papel dos contratos na comercialização	29
2.3.2	A comercializadora e seu papel nos custos de transação	31
2.4	Considerações Finais	31
3	CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE	32
3.1	Princípios da teoria de contratos e elementos do contrato de energia elétrica	32
3.1.1	Relação entre precificação e prazo nos contratos no ACL	35
3.2	Procedimentos de contratação junto à CCEE	36
3.2.1	Contratos de Comercialização de Energia Incentivada - CCEI	37
3.2.2	Contratos de Cessão de Energia	38
3.3	Contratos derivativos	39
3.3.1	Contratos a termo (<i>forward contract</i>)	39
3.3.2	Contratos futuros	41

3.3.3	Contrato de opções	41
3.3.4	Contrato por Diferença	42
3.3.5	Contrato <i>Swap</i>	43
3.4	Contrato <i>collar</i>	43
3.5	Considerações finais	44
4	ANÁLISE DE RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	45
4.1	Riscos associados à comercialização	45
4.2	Ferramentas de análise de risco	47
4.2.1	Teoria de Seleção de Portfólio de Markowitz	47
4.2.1.1	Formulação matemática	47
4.2.1.2	<i>Data Envelopment Analysis</i> (Análise Envoltória de Dados) - DEA	50
4.2.2	<i>Value at Risk</i> (Valor em Risco) – VAR	51
4.2.2.1	Formulação matemática	51
4.2.3	<i>Conditional Value at Risk</i> (Valor em Risco Condicional) - CVAR	52
4.2.4	Cash flow at risk (Fluxo de Caixa em Risco) - CFAR	54
4.3	Considerações Finais	54
5	ESTUDO DE CASO	56
5.1	Contexto	56
5.2	Modelo de Análise	57
5.2.1	Premissas da análise	58
5.2.2	Formulação matemática	59
5.2.3	Execução	60
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	66
	REFERÊNCIAS	68

Introdução

A questão da comercialização de energia elétrica é de forte relevância no dia a dia de empresas e organizações que apresentam grande demanda de energia elétrica. Para algumas empresas o custo da energia representa um valor tão expressivo que pode afetar em muito no preço final dos produtos e serviços e até na viabilidade financeira da empresa.

Consumidores com o nível de demanda de 3MW podem fazer a opção de se tornar o denominado consumidor livre, que pode negociar a compra diretamente com o gerador de energia. Consumidores com demanda entre 500kW e 3MW podem fazer a opção para o mercado livre como consumidores especiais, aqueles que podem consumir apenas de fontes de energia incentivadas (PCHs, eólica, solar, biomassa e cogeração).

Ao optarem pela migração para o mercado livre de energia, esses consumidores passam a ter mais controle sobre suas contratações, o que não acontece quando consumidores cativos (que consomem diretamente da concessionária local). Ao adentrarem ao Ambiente de Contratação Livre - ACL, os consumidores necessitam negociar, diretamente com o gerador, contratos bilaterais de suprimento de energia elétrica. Entretanto, o consumidor depara-se com inúmeras variáveis de decisão que são de extrema importância para determinar os ganhos e as perdas de se operar no ACL.

Nesse contexto, há inúmeros estudos que vêm propor modelos e estratégias que visam otimizar a aquisição de energia elétrica, frente as variáveis e incertezas do mercado de eletricidade brasileiro. Para essa análise, estudos estatísticos, simulações que visam otimizar e reduzir os custos com energia elétrica, análises de risco a exposição ao mercado de curto prazo em troca de retorno financeiro são de extrema relevância, e nesse sentido encontra-se a motivação para o desenvolvimento desse trabalho.

Dado o contexto apresentado, a transação de compra de energia elétrica para consumidores livres apresenta inúmeras variáveis de estudo para o entendimento de como otimizar as aquisições. A base para o estudo é entender o mercado brasileiro de eletricidade, como funcionam as transações de comercialização, como o marco legal e regulatório interfere nas variáveis de decisão e como interferem nos resultados financeiros. Nesse sentido, o primeiro capítulo vem trazer um referencial teórico sobre o mercado do setor.

Entendendo a questão regulatória, outra problemática será entender como a regulação interfere nos custos de transação inerentes aos contratos firmados. Essa questão será esclarecida no capítulo 2, em que serão tratados os pressupostos e a Teoria dos Custos de Transação e seu papel na comercialização de energia elétrica.

Como dito anteriormente, ao adentrar no ACL o consumidor se depara com a

necessidade de negociar contratos bilaterais diretamente com o gerador. Essa problemática vem ser esclarecida no capítulo 3, em que é estudada a teoria de contratos, os elementos básicos de um contrato de eletricidade, os tipos de contratos firmados nessas negociações e o uso de derivativos para proteção contra perdas financeiras.

A última questão de pesquisa relevante para o entendimento da proposta é a questão dos riscos na comercialização. No capítulo 4 serão apresentados os principais riscos na comercialização de energia elétrica e as principais ferramentas de análise utilizadas nas questões de compra de energia.

Para ilustrar a problemática da atividade de compra de energia elétrica, propõe-se por fim uma análise, com dados de mercado, no contexto de um consumidor livre sobre a porcentagem de demanda contratada e a porcentagem de compra a PLD. Trata-se então de um estudo de caso fictício, em que se deve responder qual a carteira ótima de contratos, segundo o perfil do consumidor, para desempenhar a melhor relação retorno e risco na compra de energia, e por fim comparar com o referencial estudado.

A análise será realizada utilizando o apoio de dados de mercado, expectativa de PLD e preço fixo de contratos bilaterais, a partir da modelagem matemática de Markowitz de fronteira eficiente, sendo a fronteira eficiente relacionado ao estudo de Análise Envoltória de Dados - DEA.

Objetivos

Objetivos Gerais

O trabalho tem como objetivo principal analisar o portfólio de contratos da comercialização de energia elétrica no mercado livre de energia do ponto de vista de um consumidor livre.

Objetivos Específicos

- Descrever o contexto atual do mercado de comercialização de energia elétrica brasileiro;
- Descrever os contratos no ACL e os elementos básicos para a negociação de contratos bilaterais de energia;
- Identificar os riscos nos contratos de comercialização de energia elétrica e como eles impactam na decisão do comprador;
- Identificar e apresentar ferramentas de análise de risco utilizadas no setor elétrico;

- Análise de composição de carteira para um consumidor livre com as opções de compra a contratos bilaterais de preço fixo e ao PLD.

Metodologia

A fim de alcançar os objetivos propostos, o trabalho foi separado em duas etapas. Na primeira, abordando conceitos essenciais para o desenvolvimento da simulação proposta, como a revisão bibliográfica e modelagem matemática inicial da simulação.

A segunda etapa traz os resultados obtidos nas simulações de alocação de portfólio e gestão de risco, e por fim a análise qualitativa e quantitativa da modelagem proposta. Para a primeira etapa, foi realizada uma revisão bibliográfica sobre os assuntos de suma importância para a compreensão do trabalho. Em seguida a segunda etapa apresenta os resultados e propõe uma análise da modelagem de escolha de portfólio.

Acerca da revisão bibliográfica, primeiramente, estuda-se a comercialização de energia elétrica no Brasil e o marco legal e regulatório que a rege. Então estuda-se a questão contratual e de riscos na contratação, no que tange o Ambiente de Contratação Livre - ACL, passando por um primeiro momento de revisão de conceitos econômicos como Teoria de Custos de Transação e as falhas de mercado que regem a regulação, e de que maneira interferem no setor elétrico brasileiro.

Foram realizadas análises documentais por meio de livros, artigos acadêmicos, dissertações e teses na área. As pesquisas foram realizadas por meio das plataformas Scielo, Periódicos Capes, Google Acadêmico, Biblioteca Unificada do site Portal Bolsas de Estudos e repositórios online de teses e dissertações da Universidade de São Paulo - USP e da Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.

Para a realização dessas buscas nos sites de conteúdo acadêmico, foram utilizadas as palavras chaves: "comercialização de energia", "contratos no setor elétrico", "otimização de portfólio de energia elétrica", "análise de riscos no setor elétrico", entre outras. Após selecionar cerca de 50 trabalhos relevantes, optou-se por aqueles que tinham revisão bibliográfica a respeito dos temas estudados e aqueles que tinham simulações de otimização de contratação de energia no ACL, que totalizam cerca de 10 trabalhos.

Além disso, buscou-se informações do mercado de eletricidade em sites dos agentes do setor como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL e Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, além de empresas de comercialização e os balcões de negociação, como BBCE e Brix.

A análise do estudo de caso foi realizada levando em consideração um cenário em que um consumidor livre de energia, que consome energia convencional, sem sazonalização,

deve analisar o percentual de contratação bilateral a preço fixo e o percentual em que ficará exposto ao PLD.

Sendo assim, para a proposição de risco *versus* retorno dos dois tipos de contratação (preço fixo e PLD), utilizou-se para o preço fixo estimativas do mercado para os preços dos contratos anuais dos anos de 2018 a 2020. Para os dados de PLD, utilizou-se as médias das 2000 séries mensais de expectativa de PLD publicadas pela CCEE.

Foram analisadas duas opções de compra, a compra de todo o período de 3 anos a Preço Fixo, e a opção de não contratação e exposição ao valor do PLD. Assim foi pensada a composição da carteira, variando-se as porcentagens de compra a Preço Fixo + PLD com incremento de 10%, iniciando-se em 0% de PLD e 100% de Preço Fixo, até 100% de PLD e 0% de Preço Fixo.

Para realização do estudo de compra, foram utilizados como entradas do problema as previsões de séries de PLD da CCEE, e para os contratos a Preço Fixo foram consideradas as previsões do mercado para os preços dos contratos bilaterais negociados no balcão de compra.

A cada mês, são obtidas as médias das 2000 séries de previsão de PLD, sendo esse valor médio considerado o valor de fechamento da opção de compra ao preço de PLD. Assim é possível calcular os retornos mês a mês, e posteriormente a média dos retornos para compras com PLD e o desvio padrão. Já para os contratos de Preço Fixo, foram utilizadas as previsões de mercado para os contratos em meses futuros, sendo esses valores os fechamentos, para o posterior cálculo mês a mês dos retornos.

Após a obtenção dos dados de fechamento mês a mês de cada uma das opções de contratação, realizou-se a aplicação do método da Fronteira Eficiente de Markowitz. A análise, a partir da modelagem matemática de Markowitz de fronteira eficiente, utiliza a fronteira eficiente relacionando ao estudo de Análise Envoltória de Dados - DEA.

1 PRINCÍPIOS DA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O setor de energia elétrica passou por uma reforma estrutural, a nível mundial, desde a década de 1990. As mudanças foram calcadas pela inserção de competitividade no mercado, motivados por maiores ganhos com eficiência (NERY, 2012). Desta forma, setores de geração e comercialização foram impulsionados a operar em ambientes de mercado com certa concorrência. Nesse contexto, é possível identificar alguns aspectos em comum às reformas operadas em todo mundo, como a criação de agentes reguladores e a criação do livre mercado de energia, em que é possível negociar abertamente contratos de compra e venda de energia (ARFUX, 2004).

Em países em desenvolvimento, como o Brasil, a reestruturação representou um mecanismo de aumento da eficiência no sentido de viabilizar a expansão do setor, haja vista a dificuldade do Estado em prover os investimentos necessários (ARFUX, 2004). No âmbito geral, a tendência da comercialização de energia foi de uma maior abertura do mercado, passando por um processo de aperfeiçoamento que vem consolidando a base do segmento de livre contratação (SILVA, 2001).

Neste capítulo é apresentada uma visão geral do atual marco regulatório, realizada por meio de um levantamento atualizado de questões comerciais do Setor Elétrico Brasileiro - SEB, já com uma visão voltada as relações contratuais e de risco na comercialização. As principais referências para esta atividade são a operação do mercado elétrico, o contexto da matriz energética, o preço de curto prazo e seu processo de formação.

1.1 Visão geral do marco regulatório atual

O atual marco regulatório do Setor Elétrico Brasileiro - SEB, que passou por diversas fases de consolidação, hoje tem a estrutura que envolver um misto de agentes estatais e privados, resumidamente composto por uma agência reguladora (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL), entidade com a competência de planejar o setor (Empresa de Pesquisa Energética - EPE), o operador do Sistema Interligado Nacional - SIN (Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS) e um operador do mercado (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE), com a presença do governo nas diretrizes de políticas do setor (Ministério de Minas e Energia - MME e Conselho Nacional de Política Energética - CNPE) e no acompanhamento e avaliação da segurança energética do setor (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE).

O modelo brasileiro de comercialização de energia elétrica funciona em dois ambientes de contratação, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR, em que o Governo Federal faz a regulação da comercialização de energia para as distribuidoras, realizada por meio de leilões; e, o Ambiente de Contratação Livre - ACL onde temos a comercialização dos consumidores livres e especiais, realizada por meio de contratos livremente negociados (DECKER, 2014).

A complementariedade dos dois ambientes permite a manutenção de caráter competitivo na geração. Independentemente do ambiente, todos os contratos devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo (CAMARGO, 2015). Os geradores (geradores de serviço público, produtores independentes, comercializadores e autoprodutores) podem vender energia elétrica para ambos os ambientes, sendo esse o caráter competitivo. Já do ponto de vista dos consumidores, esse caráter competitivo está restrito ao ACL, no qual pode ocorrer livre negociação dos contratos entre os agentes, o que não acontece para o consumidor cativo do ACR, que apenas paga pela tarifa regulada pela ANEEL (NERY, 2012).

1.1.1 Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ACR, empresas distribuidoras adquirem energia elétrica para atender seus consumidores cativos, aqueles que não têm a possibilidade de escolher o fornecedor de energia pois compram a energia diretamente da distribuidora local a qual estão conectados. Esses consumidores estão expostos a uma tarifa regulada pela ANEEL, sendo essas operações precedidas de licitação (NERY, 2012).

Por sua vez, os agentes distribuidores têm as seguintes possibilidades de compra energia elétrica, segundo o Decreto nº 9.143/2017:

- Através da compra proveniente de geração distribuída;
- Aquisição pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia - PROINFA;
- Compra de energia de Itaipu Binacional, para distribuidoras da região sul, sudeste e centro-oeste;
- Leilões de energia de reserva, espécie de adicional de energia que deve ser agregado ao SIN visando a segurança energética;
- Leilões de energia de empreendimentos existentes, para recontração de contratos vencidos e fornecimento à demanda atual, com contratos com duração de 1 a 15 anos (em licitações realizadas com anos "A-0", "A-1", "A-2", "A-3", "A-4" e "A-5");
- Leilões de novos empreendimentos de geração, para atendimento de demandas futuras, com licitações a serem realizadas de cinco ou três anos antes da data de início

de entrega da energia elétrica, por meio de contratos com duração de 15 a 35 anos (em licitações realizadas com anos "A-3", "A-4", "A-5" e "A-6");

- Leilões para fontes de energia alternativas (em licitações realizadas com anos "A-1", "A-2", "A-3", "A-4" e "A-5" e "A-6");
- Leilões para energia proveniente de projetos de geração indicados por resolução do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) e aprovada pelo presidente da República (em licitações realizadas com anos "A-5", "A-6" ou "A-7");
- Leilões para energia nova cuja licitação ocorrerá em conjunto com a dos ativos de transmissão pelos quais a energia será escoada (em licitações realizadas com anos "A-5", "A-6" ou "A-7"); e
- Cotas de Garantia Física e Potência provenientes de usinas existentes que tiveram suas concessões renovadas conforme a MP 579 de 2012, regulamentada pelo Decreto nº 7.805 de 2012, convertida na Lei nº 12.783 de 2013.

Os leilões são organizados pelo Governo Federal e registrados pela CCEE. A ideia contida nessa disposição dos leilões é de que a energia oriunda de usinas existentes (energia “velha”), teoricamente devidamente amortizadas, poderia ser comercializada por preços menores do que aquela gerada pelas novas usinas, que tem o preço acrescido pelo investimento inicial (RIBEIRO, 2015).

1.1.2 Ambiente de Contratação Livre - ACL

No ACL é possível a livre negociação de preços e prazos de contratos entre os agentes. Estes dividem-se em consumidores, autoprodutores - APE, consumidores livres - CL, consumidores especiais - CE e exportadores, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados por meio de contratos bilaterais. Nestes, as partes têm liberdade de negociar volumes de energia, prazos, preços, garantias financeiras, dentre outros itens que constituem esses tipos de contrato (NERY, 2012). Atualmente, mercado ACL representa 30,4% da energia consumida no Brasil (CCEE, 2017a).

Há também a possibilidade dos próprios vendedores comprarem energia para posterior revenda, esse é o papel dos chamados comercializadores de energia. Este agente não detém propriedade de nenhum ativo de geração, ele apenas atua na compra e venda de energia de usinas de outros proprietários para seus clientes consumidores (NERY, 2012).

Segundo a Lei nº 9.074/1995, podem optar livremente pelo gerador de energia os consumidores cuja demanda seja maior ou igual a 3 MW sendo atendidos por nível de tensão a partir de 69 kV, se conectados antes de julho de 1995, ou em qualquer nível de tensão, se conectados após esta data. Além dos consumidores nessa faixa de consumo,

denominados consumidores livres, a legislação também prevê que os consumidores com demanda maior ou igual a 500 kW, em qualquer nível de tensão, também possam optar pela compra de energia. Entretanto, esses consumidores denominados consumidores especiais, só podem contratar a partir de fontes alternativas (PCH, solar, eólica e biomassa), de acordo com o Decreto nº 9.143/2017.

Esta decisão por parte do consumidor relativo a qual ambiente comprar a energia, ACL ou ACR, é fruto da análise da comparação entre a relação preço e previsibilidade da tarifa do cativo e dos custos do ambiente livre, sendo os custos do ACL relacionados à compra da energia.

1.2 Conceitos da área de comercialização de energia

Para a melhor compreensão das transações realizadas no mercado livre de energia, faz-se necessário entender aspectos a respeito de alguns conceitos que envolvem o setor elétrico brasileiro, essenciais ao entendimento do mercado de curto prazo referido.

1.2.1 Centro de gravidade e submercado

Devido a característica física da natureza da eletricidade há a impossibilidade de identificar fisicamente a energia gerada e comprada de um vendedor em particular a qualquer comprador em particular. Toda a energia flui no sistema interligado de acordo com as leis da física, assim não há como dizer quem recebe energia de quem.

A comercialização da energia elétrica dá-se no Centro de Gravidade do submercado. Centro de Gravidade é um ponto virtual do submercado, no qual é referida toda energia gerada e consumida, de modo que exista um conjunto de fatores de perdas associadas à transmissão do ativo, entre as barras de geração e consumo de cada área. O modelo brasileiro adota que o rateio das perdas de transmissão de alta tensão na rede básica seja de 50% para os geradores e 50% para a carga (QUEIROZ, 2010).

Submercado é um subconjunto do sistema de transmissão brasileiro para o qual não existem fortes restrições de fluxo de energia entre a geração e a carga. No Brasil, trabalha-se comercialmente com quatro submercados: sudeste/centro-oeste, sul, nordeste e norte.

Os contratos firmados por todos os agentes são geralmente referidos ao Centro de Gravidade de um submercado definido. Portanto, as sobras ou déficits contratuais são calculados no centro de gravidade de cada submercado e são negociadas ao preço de curto prazo definido para o mesmo submercado onde se processa a contabilização (QUEIROZ, 2010).

1.2.2 Garantia Física

A garantia física de uma usina pode ser definida como o montante de energia que o empreendimento agrega ao sistema brasileiro como um todo, no caso o SIN, em que o cálculo é definido por metodologia constante nas Portarias MME nº 303/2004 e 258/2008. Para as usinas que não contam com esse valor definido, a Garantia Física é considerada como a geração verificada da usina no Centro de Gravidade do sistema elétrico (CCEE, 2016).

O valor de garantia física basicamente é o lastro comercial do agente (um certificado emitido pelo Ministério de Minas e Energia - MME correspondente à garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiro, sendo a contribuição, em MW médios de garantia física), utilizado para fins de cálculo de penalidade por insuficiência de lastro de venda de energia e também para alocações no Mecanismo de Realocação de Energia - MRE (CCEE, 2016).

1.2.3 Mecanismo de realocação de energia - MRE

As regras de comercialização de energia preveem um mecanismo de mitigação de risco hidrológico denominado Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. Este tem como objetivo realocar a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas garantias físicas para aqueles que geraram abaixo, compartilhando assim as consequências de hidrologias baixas ou de decisões do operador a respeito do despacho de cada usina (CCEE, 2017b).

O excesso de geração em relação à soma das Garantias Físicas é denominado de energia secundária e também é realocada entre os participantes desse “condomínio”. Toda a energia secundária é alocada a todas as usinas, na proporção de suas Garantias Físicas. A alocação de energia dos geradores com excedente de Garantia Física para os geradores com déficit é feita prioritariamente entre geradores dentro de cada submercado. O excedente remanescente é alocado, então, a partir dos submercados superavitários para os deficitários, até o preenchimento dos níveis totais de Garantia Física do sistema (CCEE, 2017b).

Porém, pode ocorrer que a geração total dos participantes do condomínio não atinja a garantia física total do sistema. Nessa situação, o MRE não é capaz de atender a demanda de todos os geradores deficitários e, então, é utilizado um fator de redução na alocação da energia do MRE para os agentes, também com base na garantia física individual, ocorrendo assim a exposição ao mercado de curto de prazo (CCEE, 2017b).

1.3 A formação de preço de energia no mercado livre

O ONS tem como atribuição, entre outras funções, a coordenação da operação do sistema interligado. Essa operação é dada pelo planejamento e programação da operação do sistema a médio-curto prazo e a realização dos despachos das usinas contratadas a fim de fazer o melhor balanço entre custo e disponibilidade dos recursos energéticos (NERY, 2012).

Após os despachos, a CCEE vem fazer a contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo, o tratamento da energia de reserva, a apuração e posterior liquidação dos valores de cessão, do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits - MCSD, a realização de leilões de energia quando delegado pela ANEEL (NERY, 2012).

Nessa seção, será realizada uma contextualização do planejamento e operação realizada pelo ONS, para que se possa entender as variáveis que influenciam no risco da formação do preço no curto prazo. Posteriormente, uma análise da operação da CCEE no mercado de curto prazo (ou mercado *spot*), fechando assim a visão da operação a curto prazo.

1.3.1 O planejamento e a programação da operação pelo ONS

A matriz de recursos brasileira é composta predominantemente por recursos hídricos. Entretanto, a fonte hídrica está exposta a volatilidade do período de chuvas, o que abre espaço para atuação das usinas térmicas como complementação do sistema, proporcionando segurança no abastecimento, apesar da energia hídrica ter um valor de custo muito menor do que a térmica.

Sendo assim, uma parcela do custo de operação é determinada indiretamente, pois está associada à disponibilidade de água nos reservatórios e às previsões de aflúências futuras. Diferentemente de um sistema puramente térmico, em que o custo de operação está diretamente relacionado ao preço do combustível e sua previsibilidade possibilita um planejamento a curto prazo, o sistema predominantemente híbrido precisa de um planejamento de médio-curto prazo para prever a melhor utilização dos recursos de acordo com a disponibilidade e menor preço (SILVA, 2001).

Para realizar a atribuição de um valor à água para uma comparação com o custo de operação das termelétricas, são utilizados três aspectos: (i) as estimativas de aflúências futuras; (ii) a necessidade de complementação térmica valorada pelo seu respectivo custo variável e; (iii) estimativas de corte de carga valoradas pelo custo de déficit (ARFUX, 2004).

Dos modelos de mercado do setor elétrico, o Brasil adota um modelo híbrido, no qual o despacho é centralizado, sendo as decisões de operação realizadas pelo ONS. Esse

modelo é utilizado devido, principalmente, à significativa contribuição das térmicas e a interdependência operativa entre elas. A decisão de operação é baseada na política ótima de operação por ordem de mérito do custo de cada fonte de energia elétrica (QUEIROZ, 2010).

Na operação do SIN, o problema para resolução da coordenação dos recursos energéticos e despachos de energia no sistema é representado matematicamente por um modelo de otimização dinâmica estocástica com acoplamento temporal e espacial. O problema envolve variáveis futuras desconhecidas no momento da tomada de decisão operativa, como afluência dos reservatórios. O acoplamento temporal é consequência da capacidade de armazenamento limitada e, o acoplamento espacial advém da dependência das vazões de fluentes das usinas a montante, ou seja, há uma interdependência operativa entre usinas localizadas em uma mesma cascata (SILVA, 2001).

As evidentes dificuldades de resolução dos problemas de seleção de recursos para despacho tornam o problema complexo e muito grande, necessitando assim de um modelo de solução com os recursos computacionais atualmente disponíveis. A solução atualmente utilizada consiste em dividir o problema em etapas, com diferentes níveis de detalhamento para representação do sistema. Há o Programa Mensal de Operação - PMO e o Programa Diário da Operação - PDO, além dos horizontes de planejamento anuais (QUEIROZ, 2010).

No PMO, o modelo para programação da operação no médio prazo (até cinco anos) com discretização mensal é o NEWAVE. As usinas dos submercados são todas consideradas em Reservatórios Equivalentes (REEs), devido ao tamanho do sistema para os recursos computacionais. O NEWAVE gera a Função de Custo Futuro - FCF, esta indica o valor esperado futuro da água em função do nível do reservatório. Para isso, utiliza-se modelos auxiliares de previsão de vazões futuras a partir de um modelo auto-regressivo periódico que utiliza dados hidrológicos verificados em meses anteriores. Uma das saídas que esse modelo também gera são os valores esperados dos CMOs até o final do horizonte especificado (ARFUX, 2004).

A informação de FCF obtida é repassada ao modelo utilizado na etapa semanal do PMO, o DECOMP. Este programa de operação a curto prazo, com discretização semanal e horizonte de dois meses, possibilita a representação individualizada de restrições hidráulicas, operativas e elétricas, permitindo a representação dos requisitos ambientais e de uso múltiplo da água, bem como das restrições associadas aos equipamentos de geração e da malha de transmissão (ARFUX, 2004). O objetivo do DECOMP é determinar o despacho ótimo de geração hídrica e térmica a fim de minimizar o valor esperado do custo de operação na primeira semana (NERY, 2012).

Portanto, com base nas condições hidrológicas iniciais de armazenamento, na previsão de demanda, nos custos dos combustíveis, na entrada de novos projetos, na dis-

ponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão, na função de custo de déficit, taxa de desconto, além de outras variáveis, os modelos de operação e precificação obtêm o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado e, como resultados desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação - CMOs associados, ou seja, quanto custa produzir o próximo MWh para o sistema (NERY, 2012).

1.3.2 Operação da CCEE e o Mercado de Curto Prazo

Após o planejamento e os despachos de energia realizados pelo ONS, há a etapa de contabilização financeira, de responsabilidade da CCEE. Na contabilização do Mercado de Curto Prazo é realizado o fechamento mensal do mercado, um balanço entre os montantes contratados pelos agentes e registrados no Sistema de Contabilização e Liquidação - SCL, valores efetivamente produzidos e consumidos coletados pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica - SCDE, e o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD que é utilizado para valorar os montantes liquidados no Mercado de Curto Prazo (NERY, 2012).

A partir da determinação do CMO obtém-se o PLD, um indicador calculado antecipadamente pela CCEE, com periodicidade máxima semanal, sendo o preço da energia elétrica no mercado de curto prazo. Esse preço pode apresentar valores diferenciados para cada um dos submercados que compõem o SIN: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste, e são estabelecidos pela ANEEL um valor máximo e um valor mínimo para o PLD, dessa forma caso o valor calculado seja inferior ou superior a esses limites, o PLD assumirá esses valores (NERY, 2012).

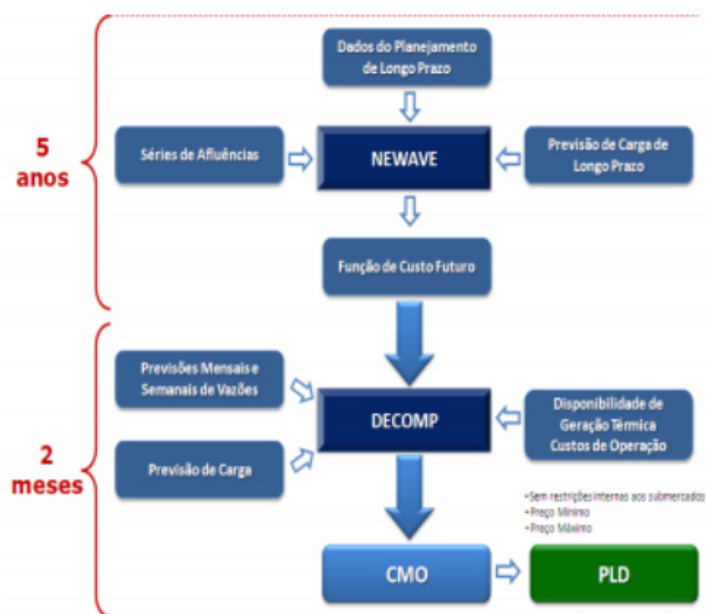


Figura 1 – Procedimento de formação do PLD. Fonte: (ARFUX, 2004).

Todos os contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados no mercado, seja no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE, que realiza medição dos montantes que foram realmente produzidos e consumidos por cada agente, apurando as diferenças, que podem ser positivas (sobra ou “vendas” das diferenças) ou negativas (falta ou “compras” para cobertura de exposições).

O fechamento mensal do mercado é realizado de forma que todos os agentes de geração, comercialização, distribuição e clientes livres cadastram no SCL e no SCDE informações sobre suas gerações, consumos e contratos de compra e venda de energia. Estes dados são cruzados, e dessa forma, são identificados os agentes superavitários e deficitários em cada operação. Esta contabilização é realizada em intervalos de uma hora, sendo que a cada hora as diferenças entre geração, consumo e contratos são “liquidadas” (compradas/vendidas) valoradas ao PLD (QUEIROZ, 2010). A seguir uma formulação que expressa as relações:

$$(c_{a,h} + g_{a,h} - v_{a,h} - l_{a,h}) \cdot PLD_h = L_a$$

Onde:

a: agente;

h: cada intervalo horário do mês;

$c_{a,h}$: volume de energia (MWh) comprada para cada agente a em cada intervalo h;

$g_{a,h}$: volume de energia (MWh) gerada por cada agente a em cada intervalo h;

$v_{a,h}$: volume de energia (MWh) vendida por cada agente a em cada intervalo h;

$l_{a,h}$: volume de energia (MWh) consumida (carga) por cada agente a em cada intervalo h;

PLD_h : PLD (R\$/MWh) no intervalo h;

L_a : resultado da liquidação financeira para cada agente a.

Além do preço *spot*, outro importante aspecto restritivo no mercado de curto prazo é a obrigatoriedade do lastro de energia. Essa obrigatoriedade faz com que o consumidor deva firmar contratos de compra de energia suficientes para cobrir o consumo de seus últimos 12 meses. Essa regra foi criada com o intuito de reduzir o risco de desabastecimento do mercado consumidor, evitando assim que agentes possam operar apenas no curto prazo (QUEIROZ, 2010).

Assim como o lastro de energia, tem-se também a obrigatoriedade de lastro de potência no patamar de carga pesado. Aqui, cada consumidor ou agente comercializador deve possuir geração própria ou contrato de compra de energia suficiente para atender ao consumo de pico, em que a potência consumida atinge o ponto máximo (QUEIROZ,

2010).

Sendo assim, as principais características do mercado de curto prazo no Brasil são a existência de um operador único de mercado, a CCEE, que centraliza as transações de compra e venda de energia, custos associados diretamente ao despacho econômico, com modelo de preço baseado no preço marginal do sistema, calculado de forma ex-ante com bases semanais e demanda passiva no mercado atacadista (CASTRO; LEITE, 2010).

O preço *spot* proporciona maior flexibilidade nas negociações, permite ajustes entre a energia contratada e a energia gerada e é usado como referência para contratos de longo prazo, constituindo uma ferramenta importante de ajuste entre ofertantes e demandantes (CASTRO; LEITE, 2010).

1.4 Considerações finais

Neste capítulo foram apresentadas questões operativas e comerciais do setor elétrico brasileiro com o intuito de inserir a proposta do trabalho no contexto vigente. Foram discutidos alguns aspectos referentes à formação do preço de curto prazo, destacando as recentes alterações da matriz energética nacional que contribuem para as variações verificadas no seu comportamento. Pode-se concluir que o SIN está evoluindo gradativamente para a condição de um sistema hidrotérmico e eólico, onde os picos de preços serão cada vez mais frequentes e de maior intensidade devido a sazonalidade das fontes.

Devido ao comportamento pouco previsível do preço, este torna-se um fator de risco relevante para que sejam quantificados e gerenciados em uma contratação, visto que as variáveis de decisão envolvidas sofrem alterações constantes. É nesse contexto que a proposta deste trabalho se insere, buscando uma solução (política de decisão) que forneça o melhor *trade-off* entre risco e retorno para a carteira de contratos do agente consumidor.

Para tanto, a seguir serão abordados alguns aspectos de contratação para proteção do agente na comercialização, e por fim instrumentos de análise de riscos e uma análise via estudo de caso da o nível de contratação.

2 TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO E OS IMPACTOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Após identificadas as principais características do funcionamento do setor elétrico no capítulo anterior, é de extrema relevância mostrar o efeito econômico de algumas características intrínsecas do mercado de energia elétrica brasileiro, como regulação, atuação do Estado e dinâmica dos agentes do setor.

O processo de reestruturação do sistema elétrico brasileiro fez com que o Estado deixasse de ter o monopólio natural dos serviços de eletricidade e passasse a ser um agente planejador, regulador e fiscalizador do mercado de energia elétrica. A partir desse processo, o mercado de eletricidade passou a estimular a concorrência, objetivando preços menores para a energia elétrica (CORREIA et al., 2003).

As transações comerciais, nesse novo modelo, ocorrem num ambiente de risco no qual parte significativa das decisões são tomadas de forma descentralizada, gerando constante incerteza presente nas negociações. Há constante expectativas dos demais agentes em relação ao futuro, pois um grande e difuso leque de informações é necessário para a tomada de decisão, dependendo do andamento das políticas macroeconômicas, crescimento da renda e da produção, e dos humores da economia global (ILHA, 2010).

O Estado, a fim de permitir um período de transição e adaptação, incentivou que as relações comerciais entre os agentes deveriam ser realizadas por meio de contratos bilaterais, sendo a liquidação financeira desses contratos quanto às sobras e déficits efetuados diretamente entre as partes contratantes, ou seja, sem a existência de um mercado centralizado (CORREIA et al., 2003).

Gradualmente, a saída do Estado do setor e a desverticalização das empresas, viabilizaram a concorrência do mercado de eletricidade, implicando no crescimento da quantidade de contratos vigentes para manutenção do sistema setor elétrico. Sendo assim, decisões que antes eram tomadas dentro de um ambiente hierárquico, internamente as firmas verticalizadas estatais, foram sendo transferidas para o mercado (CORREIA et al., 2003).

Entretanto, a utilização de contratos na comercialização de energia elétrica implica no surgimento dos chamados custos de transação. Estes custos serão revisados a seguir neste capítulo, desde a importância do seu entendimento para atuação no setor elétrico, até sua teoria e aplicabilidade prática.

2.1 Definição e pressupostos da Teoria de Custos de Transação

O conceito chave de custos de transação foi formulado por [Coase \(1937\)](#), entretanto sua formalização e detalhamento foi feita, principalmente, por [Williamson \(1996\)](#), que entre outros pontos destacou algumas dimensões das transações (de bens e serviços) cujas características afetam seus custos, entre elas: (i) a complexidade da transação; (ii) o grau de incerteza sobre a situação e sobre comportamento futuro envolvido; (iii) a especificidade dos investimentos necessários para se efetuar a transação; e (iv) a frequência com que as transações similares ocorrem.

A teoria dos custos de transação pretende explicar as diferentes formas organizacionais prevalentes no mercado, e tem como pressupostos o fato de que as empresas estão imersas em um ambiente de racionalidade limitada, caracterizado pela incerteza e oportunismo. Assim, dessas características, decorrem os custos de transação, e para a minimização desses há diferentes arranjos contratuais que cumprem a finalidade de coordenar as transações econômicas de maneira eficiente ([WILLIAMSON, 1996](#) apud [PIMENTEL, 2004](#)).

Em oposição a hipótese neoclássica, em que os agentes são dotados de racionalidade ilimitada, para a teoria dos custos de transação a racionalidade é limitada. Nesse caso, o conjunto de escolhas passa a ser uma variável do problema, invés de um dado de entrada. Dada essa limitação de racionalidade, os agentes econômicos são incapazes de prever com antecedência e estabelecer medidas corretivas para qualquer evento que possa ocorrer na realização da transação, de modo que as partes envolvidas devem levar em conta as dificuldades derivadas das suas condutas futuras e de garantir que os compromissos sejam honrados ([WILLIAMSON, 1996](#) apud [PIMENTEL, 2004](#)).

Nesse contexto, as formas organizacionais adquirem importância na avaliação da eficiência do sistema econômico. O oportunismo, que é a busca do interesse próprio, decorre da presença de assimetrias de informação, e busca auferir lucros que alterem a configuração inicial do contrato, podendo gerar conflitos no âmbito das relações contratuais que regem as transações entre os agentes econômicos nos mercados.

Sendo assim, as presenças de oportunismo e de racionalidade limitada em conjunto geram os chamados custos de transação. Dado esses dois pressupostos, há então condições necessárias para o surgimento dos custos de transação.

[Williamson \(1985](#) apud [FAGUNDES, 2009\)](#) separa os custos de transação em: (i) custos ex-ante de negociar e fixar as contrapartidas e salvaguardas do contrato; e (ii) custos ex-post de monitoramento, renegociação e adaptação dos termos contratuais às novas circunstâncias. Esses dois custos estão presentes, em diferentes intensidades, a depender das características das transações, tanto realizadas internamente na firma, ou externamente com o mercado.

A teoria esta no contexto da Nova Economia Institucional – NEI (A metodologia da Nova Economia Institucional, ou como também é chamada Nova Teoria da Firma, foi exposta por [Coase \(1959\)](#) e [Williamson \(1985\)](#), que afirma que para entender o que uma empresa faz, primeiramente deve-se entender o porque de ela existir e quais forças governam a atividade econômica. Essa abordagem considera que, uma vez exposta ao ambiente institucional cercado por incertezas, as empresas utilizam nas suas transações instrumentos de normalização, os contratos, que visam resguardá-las de não cumprimento de termos ou de ganhos adquiridos na operação [Coase \(1937 apud PIMENTEL, 2004\)](#)).

2.2 Transações econômicas integrantes do processo de comercialização

As transações se diferem umas das outras, e a diferenciação das particularidades de cada uma não é uma tarefa fácil. Adotando a metodologia apresentada pela Nova Economia Institucional, as transações diferem em termos de incerteza, frequência e especificidade dos investimentos envolvidos.

Conforme certos tipos de transação ficam mais frequentes, pode ser que essa frequência determine a necessidade do surgimento de instituições, para sua coordenação e sua regulação. Por sua vez, a questão das incertezas nas transações exerce certa influência sobre as características das instituições na medida em que a maior ou menor capacidade dos agentes em prever os acontecimentos futuros. Isso estimula a criação de formas contratuais mais flexíveis que regulem o relacionamento entre as partes envolvidas na transação ([ILHA, 2010](#)).

Essa flexibilização dos contratos é fundamental dado esse contexto de incerteza, em que o surgimento de eventos não previstos anteriormente implica na necessidade de mecanismos de adaptação da relação entre os agentes econômicos. Por fim, outro fator importante seria a especificidade dos ativos envolvidos, sendo esse o principal elemento, responsável pela determinação do tipo de coordenação a ser realizada no ambiente econômico ([CORREIA et al., 2003](#)).

A escolha do mecanismo de comercialização é feita levando em consideração as transações de mercado que as engloba, tendo um amplo leque de contratos que variam desde a simples transação no mercado spot até os contratos de longo prazo complexos. Sua escolha se norteia pelo critério de eficiência econômica de importância crucial à eficiência global da economia ([CORREIA et al., 2003](#)).

No caso brasileiro a fundamentação jurídica que regula as decisões tomadas pelos agentes econômicos tem como base o Código Civil Brasileiro, expresso na Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002, em que é tratada a regulação dos direitos e obrigações da ordem

privada, concernente às pessoas, dos bens e suas relações na vida pessoal e comercial, e no que se trata dos modelos jurídicos de negócios.

Na nova teoria da firma e no Código Civil brasileiro, as empresas trabalham com base nas garantias, representadas pelos contratos assinados com os atacadistas, varejistas, fornecedores, bancos comerciais, entre outros vínculos. Os contratos representam o ente jurídico que garante que as operações comerciais das empresas aconteçam, evitando litígios e conflitos entre os agentes econômicos. Surge, portanto, a economia dos contratos como o fundamento maior capaz de explicar o que, e como, as empresas fazem no mundo dos negócios negociações entre agentes.

Sendo assim, os contratos têm um papel fundamental na economia dos custos de transação. Segundo [Williamson \(1996\)](#), cada modo genérico de governança (mercado, híbrida e hierarquia) é sustentado por uma forma distinta de contrato. Então, segundo a nova economia institucional, a firma é entendida como uma relação orgânica entre agentes, que se realiza por meio de contratos, sejam eles explícitos, como os contratos de trabalho, ou implícitos, como uma parceria informal.

2.3 A Teoria de Custos de Transação no Setor Elétrico

A mudança que transformou o modelo monopolista no mercado de contratos significa justamente a suspensão dos padrões anteriores de interação e a introdução de um novo paradigma ainda incompleto, por estar em um período de transição e uma vez que boa parte das falhas vem ainda sendo reveladas com o funcionamento do modelo. O papel das agências reguladoras, acompanhando e fiscalizando o processo de disputa e intermediando os diferentes interesses, tende a reduzir o tempo e os custos dessas transações ([CORREIA et al., 2003](#)).

Principalmente quando se refere aos custos ex-post, estes dependem das flutuações naturais do mercado. Assim, segundo [Williamson \(1985\)](#), os custos de transação ex-post são resultado do esforço para implementar mecanismos de segurança aos ativos. Assim, a atividade de comercialização, mesmo que esteja protegida por contratos, exige a construção de instrumentos complementares de segurança (*hedge*).

Porém, esses instrumentos agregam custos às transações, sendo eles mecanismos que podem tomar a forma de derivativos (de contratos, ou ativos) cujo valor deriva do comportamento de outro bem.

2.3.1 O papel dos contratos na comercialização

O contrato consiste na unidade básica dos custos de transação, tendo em vista que os fatores determinantes dos custos de transação não podem ser eliminados, o processo

de definição do contrato se torna tarefa difícil, especialmente se a transação for ocorrer em uma data futura (ZYLBERSZTAJN, 2005).

Podem-se definir quatro tipos básicos de contratos, apresentados a seguir, conforme os diferentes tipos de contratos definidos de acordo com o ajuste a uma dada configuração de custos de transação (FIANNI, 2002).

- **Contratos que especificam no presente uma determinada performance no futuro:** contratos menos flexíveis, no entanto apresentam menor grau de complexidade e incerteza, portanto não envolvem custos de transação significativos;
- **Contratos que especificam no presente uma determinada performance no futuro (condicionando-a à ocorrência de eventos definidos antecipadamente), contratos de cláusulas condicionais:** contratos de cláusulas condicionais as partes determinam um dado desempenho dependendo do que pode ocorrer no futuro. Assim, esse tipo de contrato é mais indicado quando há certo grau de especificidade e um ambiente em que a complexidade não possui consequências severas com relação aos custos de negociação e garantia dos contratos;
- **Contratos de curta duração, realizados apenas nos momentos em que as condições necessárias para a realização da transação efetivamente se concretizam (contratos de curto prazo sequenciais):** contratos de curto prazo em que as ofertas são realizadas em um mercado à vista (spot) o qual cada comprador adquire o que deseja apenas no momento em que a necessidade se faz sentir. Esse tipo de contrato reduz expressivamente qualquer problema de adaptação entre as partes envolvidas, pois não há necessidade de antever as circunstâncias futuras que irão afetar a transação uma vez que ela somente será realizada no momento em que se faz necessária e as condições futuras já são conhecidas. No entanto esse tipo de contrato tem suas limitações, pois pressupõe a existência de um mercado spot onde os custos de transação sejam baixos de maneira que os agentes possam recorrer a esse mercado sem ônus significativo;
- **Contratos estabelecidos hoje com o direito de selecionar no futuro uma performance específica dentro do conjunto de performances estipulado previamente:** relação de autoridade se caracteriza pela relação de autoridade de um agente sobre o outro na qual o primeiro é facultado a definir o que o segundo deverá executar dentre um conjunto de ações possíveis. A primeira vantagem é que não é necessário antecipar todas as circunstâncias futuras bem como as ações que devem ser executadas para cada uma delas. A segunda vantagem é que não é necessário recontratar sucessivamente reduzindo os custos de transação significativamente em ocasiões em que existe especificidade de ativos, representando uma vantagem aos contratos de curto prazo sequenciais.

2.3.2 A comercializadora e seu papel nos custos de transação

Os agentes de uma contratação bilateral de energia têm, no geral, objetivos distintos. Enquanto geradores desejam maximizar preço de venda, os compradores buscam minimizar o preço de compra. Na mesma lógica, o gerador busca maximizar o volume vendido e vender conforme sua produção, procurando contratos de longo prazo para lastrear financiamentos, já os compradores buscam segurança no atendimento, comprar conforme suas curvas de carga e prazos menores de contratação.

No entanto, os agentes têm em comum o objetivo de reduzir a possibilidade de estarem expostos a riscos e penalidades, sendo que, ao mesmo tempo, as garantias de rentabilidade financeira devem estar mantidas, visando a máxima extração dos lucros. Nesse contexto, entram os comercializadores de energia, com o papel de atuar reduzindo os chamados custos de transação, fazendo o encontro eficiente entre geradores e consumidores.

Esse agente associa produtos e serviços de energia, em um mercado cada vez mais competitivo. O mercado de comercialização de energia passa por um processo de modernização e sofisticação, importando e adaptando ferramentas já usadas em outros mercados, tais como contratos derivativos (opções, futuros, *swaps*, contratos a termo e outros), ferramentas de análise de riscos e formação ótima de portfólio.

2.4 Considerações Finais

Com tudo exposto, a teoria dos custos de transação deixa evidente que o ato de transacionar economicamente possui um custo que não pode ser negligenciado. Entretanto, as transações podem ser organizadas ou reguladas por meio de uma autoridade a fim de que os custos de utilização do sistema sejam então reduzidos.

Devido ao elevado nível de especificidade dos ativos de energia elétrica, os custos de transação tomam dimensões diferenciadas, sendo necessário o *hedge* dos ativos por meio de contratos. Nesse capítulo, dado o contexto inicial do capítulo 1 sobre o marco regulatório do setor elétrico, foi explicada a importância do contrato na comercialização de energia elétrica, apesar de ser um custo de transação, tem sua devida função no mercado.

A seguir nos próximos capítulos, serão melhor caracterizadas as modalidades de contratação no ACL e quais os elementos básicos de um contrato bilateral de energia elétrica. Além disso, serão discutidas as aplicações de contratos derivativos, oriundos do mercado financeiro e aplicados no mercado de eletricidade a fim de realizar a proteção dos agentes às flutuações e condições do mercado.

3 CONTRATOS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE

Assim como visto nos capítulos anteriores, o Ambiente de Contratação Livre de energia elétrica foi instituído pela Lei nº 10.848/2004, que determinou a possibilidade da livre forma de contratação, apenas para uma categoria restrita de compradores. Apesar da maior liberdade negocial garantida no ACL, este por sua vez possui uma menor quantidade de espécies contratuais disciplinadas pela estrutura normativa.

A flexibilidade nos contratos é grande, e nesse capítulo será tratado o referencial teórico, legal e normativo para pesquisa e análise das contratações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado livre, considerando os tipos de contrato e os parâmetros utilizados para a negociação de energia elétrica levando em considerações todos os seus aspectos particulares, além do uso dos contratos derivativos para *hedge* dos ativos de eletricidade.

3.1 Princípios da teoria de contratos e elementos do contrato de energia elétrica

O contrato é um acordo de vontades entre partes que tem por objetivo gerar obrigações que satisfaçam o interesse das partes. O direito contratual é regido por diversos princípios contratuais, alguns tradicionais e outros modernos, sendo essas ideias que norteiam qualquer tipo de relação contratual e devem estar presentes em todos os contratos. Como não pode existir uma relação de subordinação entre as partes contratantes, estas devem obedecer a todos os princípios contratuais na hora de formular um contrato de forma igualitária (GOMES, 2007).

Entre os princípios contratuais básicos para o direito brasileiro atual, tem-se o princípio da autonomia da vontade, da obrigatoriedade dos contratos, da relatividade dos efeitos do contrato, do consensualismo, e outros mais modernos como a função social do contrato, a boa-fé objetiva e, o equilíbrio econômico (GOMES, 2007).

Para a validade do contrato exige alguns aspectos inerentes a esse instrumento como o acordo de vontades entre as partes, composição por agente capaz, objeto lícito, possível, determinado ou determinável e, por fim, forma prescrita ou não defesa em lei (GOMES, 2007).

A Abraceel – Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia dispõe sobre as condições gerais de contratação de compra e venda de energia elétrica, em que apresenta os elementos de um contrato de energia elétrica. Dado esse modelo, o contrato deve apresentar todas as informações necessárias para que todos os princípios contratuais sejam atendidos.

Primeiramente, deve-se definir o objeto da contratação, onde são registradas e definidas as operações necessárias para a atuação no Mercado Livre de Energia Elétrica brasileiro, em conformidade com a legislação aplicável e a regulação própria, tendo em vista a responsabilidade de cada parte, em toda e qualquer operação realizada. Há duas partes possíveis, (i) vendedor: que vende, registra, entrega a energia; e (ii) comprador: que compra, valida, aceita. Cada uma das etapas descritas é denominada como uma transação (ABRACEEL, 2013).

As partes devem especificar, de acordo as regras e os procedimentos de comercialização, (i) o tipo de energia elétrica contratada, (ii) a quantidade contratada, (iii) o ponto de entrega, (iv) cronograma de entrega e períodos de suprimento, conforme o caso, e por fim (v) a modulação, sazonalização e flexibilidade mensal (ABRACEEL, 2013). Além disso, outro parâmetro importante a ser especificado é o preço negociado (expresso em R\$/MWh) ou o cálculo para o preço negociado (quando utilizados outros modelos diferentes do contrato de preço fixo, como os atrelados ao PLD e prêmios mensais, por exemplo).

Quanto ao tipo de energia contratada, ela pode ser classificada como: convencional, convencional especial, incentivada de cogeração qualificada (50%, 80% ou 100%) ou incentivada especial (50%, 80% ou 100%). Suas características estão expressas na Tabela 3.1.

Tabela 1 – Tipos de energia a ser discriminada no contrato.

Incentivada Especial	Fontes alternativas de energia renovável, que injetem até 30 MW de potência na rede de distribuição ou transmissão (PCHs, solar, eólica e biomassa)	Concessão de 100% e 50% de desconto nas TUSD/TUST conforme autorização da ANEEL
Incentivada de Cogeração Qualificada	Cogeração qualificada é um atributo concedido a cogeradores que atendem os requisitos de racionalidade energética, para fins de participação nas políticas de incentivo à cogeração	Concessão de 100% e 50% de desconto nas TUSD/TUST conforme autorização da ANEEL
Convencional Especial	Fontes alternativas de energia renovável, que injetem entre 30 e 50 MW de potência na rede de distribuição ou transmissão (PCHs, solar, eólica e biomassa)	Não há concessão de desconto nas TUSD e TUST
Convencional Especial	Fontes alternativas de energia renovável, que injetem entre 30 e 50 MW de potência na rede de distribuição ou transmissão (PCHs, solar, eólica e biomassa)	Não há concessão de desconto nas TUSD e TUST

Fonte: Autoria própria.

Outra característica importante é o ponto de entrega, ou seja, o local de entrega da energia, podendo ser na barra da geração, no centro de gravidade do submercado da geração, no centro de gravidade do submercado da carga ou na barra da carga. Sua importância na formação do preço da energia é relevante à medida que define a quem caberá a cobertura das perdas elétricas (também conhecidas como perdas técnicas) decorrentes do negócio, bem como qual parte estará exposta a eventuais diferenças de preços entre submercados (RIBEIRO, 2015).

Algumas outras características são importantes devido ao impacto na formação do preço e avaliação dos riscos do negócio. Entre elas o início do suprimento, ou seja, a data de início da entrega de energia, esse é um parâmetro importante pois define a proximidade entre a data de fechamento do contrato e a de entrega efetiva de energia considerando às perdas, com os riscos e incertezas inerentes a esta distância, impactando de forma significativa no preço do contrato (RIBEIRO, 2015).

Além das informações mínimas do objeto contratado, alguns outros elementos devem estar presente no instrumento jurídico como as obrigações de entrega e aceite de energia elétrica, casos de transferência de direitos, sazonalização e modulação, casos fortuitos ou de força maior, racionamento de energia elétrica, falhas na entrega ou no aceite, causas de rescisão e multa rescisória, mora em pagamentos e seus efeitos, tributações,

legislação aplicável e solução de disputas, e por fim, disposições diversas como foro, alterações, cessões, garantias, entre outras informações cabíveis (ABRACEEL, 2013).

3.1.1 Relação entre precificação e prazo nos contratos no ACL

No ambiente de contratação livre, é possível atender com os contratos aos interesses tanto do consumidor quanto do gerador. Com os contratos a médio e longo prazo, é possível garantir uma renda fixa aos fornecedores bem como uma forma de proteção para os consumidores, contra elevações bruscas nos valores do PLD e garantem também maior clareza para seus custos, já que garantem um fluxo de caixa constante e previsível sob o prisma da aquisição do importante insumo caracterizado pela energia elétrica (CAMARGO, 2015).

Para maiores períodos de contratação, menor a exposição a essas variações os consumidores estarão. Entretanto, os consumidores perdem a oportunidade de receber energia a preços baixos quando houver grande disponibilidade energética e baixo PLD. Pelo lado do gerador, há o interesse em estabelecer contratos de longo prazo com o intuito de se defender das consequências financeiras da venda no mercado de curto prazo (liquidação da produção ao PLD ou apenas com contratos de curto prazo). No entanto, a decisão de vender toda sua garantia física em contratos de longo prazo pode implicar na necessidade de adquirir, no mercado de curto prazo, montantes de complementação, em situações em que a geração for inferior à energia assegurada do gerador (RIBEIRO, 2015).

Dada essa relação entre segurança e maximização de resultados, os preços de contratos de energia são baseados pela expectativa de preços futuros, sendo no curto prazo diretamente relacionado à hidrologia e condição dos reservatórios (PLD), e a médio e longo prazo à expectativa baseada nas projeções de (i) balanço de oferta e demanda; (ii) Custo Marginal de Operação (Preço spot), considerando as características de oferta; (iii) Custo Marginal de Expansão, que indica o custo de novas plantas; e (iv) custo da energia no mercado regulado como referência do custo de oportunidade para consumidores livres (RIBEIRO, 2015).

Além de servir para apurar as diferenças no mercado de curto prazo, o PLD é um parâmetro dos preços negociados nos contratos de curto prazo. A dinâmica das operações do mercado permite que os agentes possam fechar suas posições de forma ex-post (depois de conhecida a medição e o PLD médio mensal), de tal forma que sobre o valor médio de PLD os agentes pratiquem um prêmio sobre esse preço, que está diretamente relacionado à oferta e demanda por energia naquele período. Entretanto, quando mais de longo prazo for o contrato, menos influência do PLD esse contrato terá e mais próximo dos custos esperados de expansão do sistema será o valor (RIBEIRO, 2015).

Cabe à EPE realizar o cálculo do Custo Marginal de Expansão - CME, que repre-

senta o acréscimo de custo para suprir um aumento unitário na demanda considerando a expectativa de custo da expansão do parque de geração de energia elétrica. A metodologia de cálculo proposta tem por objetivo estimar o custo futuro de expansão da geração levando em consideração não somente os preços de energia previstos, mas também quais fontes de energia devem ser instaladas. Para determinação desse valor utiliza-se os preços dos empreendimentos vencedores dos leilões de energia nova, atribuindo mais peso aos certames mais recentes (TOLMASQUIM, 2011).

A dinâmica da formação de preço no mercado livre leva em conta também a distância ao início de suprimento e a duração do período de suprimento. Sendo assim, maior é a estabilidade e menor a volatilidade dos preços conforme mais distante do período de início do suprimento, pois nessa situação o preço está mais associado à expectativa estrutural. O contrário acontece com contratos de curto prazo, pois esses estão valorados à conjuntura das fontes e expostos as variações de PLD (RIBEIRO, 2015). A Tabela 3.1.1 faz a relação entre prazo e os aspectos de influência no preço do contrato.

Tabela 2 – Relação entre prazo e aspecto de influência no preço.

Curto	Até 2 anos	Nível de armazenamento e Meteorologia
Médio	De 2 a 4 anos	Balanco oferta e demanda e tarifas ACR
Longo	Acima de 4 anos	CME

Fonte: Autoria própria.

Para toda essa relação entre segurança e preço da energia, o comportamento dos agentes vem ser outro fator que afeta a dinâmica da formação de preço e impacta na liquidez dos preços de contratos. Há três aspectos que influenciam nesse comportamento, que é guiado por (i) situação do portfólio, (ii) aversão/apetite a risco e (iii) estratégias comerciais. Neste contexto, as projeções de preços de contrato levam em conta a disposição a contratar do consumidor livre e a disposição a vender do gerador, de forma a estabelecer a região de negociação satisfatória aos dois perfis.

3.2 Procedimentos de contratação junto à CCEE

Como espécie geral, tem-se os Contratos de Comercialização de Energia em Ambiente Livre - CCEAL e como subespécies dois tipos de contratos: os Contratos de Comercialização de Energia Incentivada – CCEI e os Contratos de Bilaterais de Cessão de Energia Elétrica (GOMES, 2013).

Todos os contratos que forem negociados no ACL devem ser registrados na CCEE para participarem dos procedimentos de Contabilização e Liquidação de Diferenças, sendo essa obrigatoriedade expressa no art. 56 do Decreto *n*º 5.163/04, e no art. 7 da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. O registro realizado deve conter informações para

a contabilização, principalmente sobre as quantidades de energia os prazos e periodicidade de entrega.

No âmbito da CCEE, cada CCEAL será identificado como um relacionamento comercial estabelecido entre determinado agente vendedor e outro agente comprador. Ao vendedor é incumbido realizar o registro, que para ter validade perante o resto do mercado, deverá ser validado pelo comprador. O local de registro do CCEAL é sempre o submercado que pertence a entrega da energia. Desta maneira, a CCEE irá conseguir ter o controle preciso das liquidações das diferenças dos preços e calculo dos excedentes financeiros (GOMES, 2013).

Caso esses contratos sejam realizados ex-post (depois de conhecer a medição e o PLD médio mensal) pelas partes, nos prazos definidos para o período de registro, automaticamente CCEE o fará, distribuindo de modo uniforme a eletricidade contratada em montantes mensais e horários. É importante ressaltar que as partes podem, ao longo da relação contratual, ajustar os montantes contratados no sistema de contabilização e liquidação de diferenças da CCEE. Vale ressaltar que os volumes de energia sazonalizados e modulados não poderão exceder a quantidade anual e mensal contratada, respectivamente (GOMES, 2013).

Dadas as referidas características gerais, serão analisadas as especificidades das mencionadas subespécies de CCEAL, o CCEI e os contratos de cessão, devido às peculiaridades que os compõe.

3.2.1 Contratos de Comercialização de Energia Incentivada - CCEI

A primeira subcategoria de CCEAL é a dos Contratos de Comercialização de Energia Incentivada - CCEI, que tem como objetivo promover a produção de energia por fontes alternativas, de menor porte e conseqüentemente promovendo a descentralização da geração e diversificação da matriz.

Para estimular a produção de energia por tais fontes, a Lei nº 9.427/1996 nos parágrafos 1 e 5 do seu art. 26, dispõe que os agentes que comercializarem sua energia por meio de CCEI têm o direito a desconto não inferior a 50% (cinquenta por cento) sobre as tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD e TUST, respectivamente), chegando a até 100% (cem por cento) de desconto, conforme a fonte utilizada e o ato autorizativo do gerador. O desconto incidirá tanto nas tarifas dos agentes compradores quanto dos vendedores, obedecendo a algumas características específicas relacionadas a garantia física do gerador segundo as fontes incentivadas. Sendo assim, o desconto é proporcional a porcentagem de fonte incentivada gerada (CCEE, 2012).

Segundo a mesma lei, os vendedores passíveis de celebrar os CCEI são todos aqueles que possuem empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000kW,

independentemente de qual fonte for utilizada para gerar a energia. Poderão se utilizar de contratação de pequenas centrais hidrelétricas e aquelas que se utilizam de fonte primária energia solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada, na condição de atender a uma potência entre 1.000 kW e 30.000 kW.

No outro polo da relação contratual, os agentes compradores denominados Consumidores Especiais. Estes são definidos pelo art. 19, §3, Resolução ANEEL *n*º 376/2009 como aquelas unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

O desconto nas tarifas devido à utilização de energia incentivada é repassado pelo vendedor ao comprador, sendo proporcional ao lastro e às fontes utilizadas pelo vendedor. Portanto, o desconto na energia vendida pelo agente de geração afetará toda a cadeia de comercialização, sendo repassado aos comercializadores de energia incentivada e aos consumidores finais. Nessa hipótese, caso o gerador se utilize de fontes geração próprias e de contratos de outros agentes vendedores de energia incentivada com descontos inferiores, o desconto será proporcional às diversas fontes e será repassado a todos os contratos de venda posteriores (GOMES, 2013).

Semelhante ao caso do gerador, o desconto dado aos consumidores especiais ou livres será proporcional às compras efetuadas. Assim, caso adquiram energia de mais de um gerador, com diferentes percentuais de desconto tarifário, o valor a ser descontado de suas tarifas será proporcional à média ponderada dos descontos existentes entre os diversos contratos de energia adquirida (GOMES, 2013).

3.2.2 Contratos de Cessão de Energia

Os agentes do ACL, após firmarem seus contratos, têm a possibilidade de ceder a outros agentes do mercado a energia adquirida por eles que não tiver interesse ou possibilidade de utilizar. Até 2012 era vedado aos agentes consumidores cederem a terceiros a energia que viessem a adquirir por meio das modalidades contratuais já expostas (GOMES, 2013).

Tomando as disposições da Portaria MME *n*º 185/2013, sendo esse o instrumento normativo que trata com maior profundidade a questão da cessão de energia no ACL, adentrando as condições contratuais da cessão de energia, no art. 3, a portaria estabelece que a contratação se dará a partir da livre negociação entre cedente e cessionário, sendo formalizada por meio de contrato bilateral de cessão. Poderá assumir a posição de cedente qualquer consumidor livre ou especial, e como cessionário, ambas as categorias de consumidores ou qualquer agente vendedor da CCEE.

A cessão de montantes de energia elétrica, na forma do inciso III do parágrafo único do art. 3º, da Portaria MME *n*º 185/2013, evidentemente, possuirá como limites a quantidade eletricidade e o prazo final do contrato original. Em relação ao preço da

energia cedida, conforme ocorre com as demais modalidades contratuais do ACL, este será formado a partir da livre negociação entre cedente e cessionário, não estando vinculado ao contrato original.

3.3 Contratos derivativos

Os contratos derivativos, importantes instrumentos do mercado financeiro, podem ser definidos como instrumentos cujo valor depende dos valores de outras variáveis do mercado que o referenciam. A aplicação no setor elétrico para mitigação de riscos é muito importante, sendo assim apresentados em detalhes os contratos derivativos mais representativos, bem como outros contratos que podem ser considerados extensões desses.

3.3.1 Contratos a termo (*forward contract*)

Um contrato a termo (*forward*) é um dos derivativos mais simples. Constitui basicamente um acordo de compra ou venda de um ativo em determinada data futura, por preço especificado. Esse tipo de contrato é um instrumento de garantia de preço tanto para o comprador como para o vendedor, podendo ser negociado mediante um contrato particular.

A parte interessada na compra da energia no futuro a um preço determinado assume a posição de comprada (*long*), enquanto a outra parte passa, por outro lado, a assumir uma posição vendida (*short*). O preço determinado, por sua vez, é chamado de preço de entrega (GUNN, 2012).

Aqui, o montante de energia negociada é constante, caracterizando um contrato a termo padrão. O montante de energia negociada no contrato é então dado por $E = x \cdot T \cdot \Delta t$, sendo x a carga negociada e T o tempo em que o contrato expira, onde Δt é o intervalo de discretização temporal do contrato (GUNN, 2012).

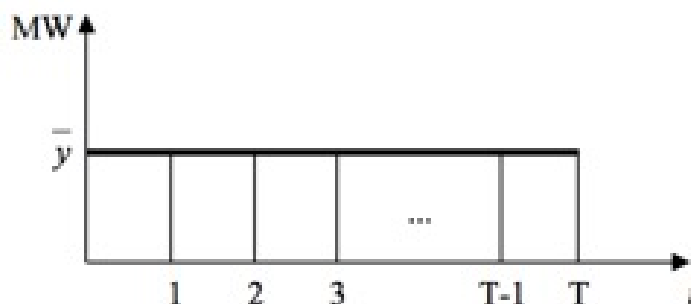


Figura 2 – Contrato a termo. Fonte: (TAKAHASHI; CORREIA, 2007).

Outro tipo de contrato a termo é o do tipo contrato a termo flexível, trata-se de um

derivativo bastante utilizado no mercado de energia. Assim como o termo tradicional, ele envolve um acordo entre duas partes para comprar ou vender uma mercadoria, numa data futura, por um preço preestabelecido. Entretanto, existe uma flexibilidade em variáveis do contrato, de acordo com o desejo de uma ou ambas as partes. Uma das principais flexibilidades mais comumente negociadas é a permissão de uma faixa de escolha da quantidade de energia contratada definida pelo limite máximo e mínimo de energia em cada intervalo de discretização (GUNN, 2012).

A energia a ser entregue no horizonte T tem um volume total pré definido, que é dado por Y . Sendo assim, o volume entregue em cada mês tem um limite inferior X_{min} e superior X_{max} definidos em contrato (GUNN, 2012).

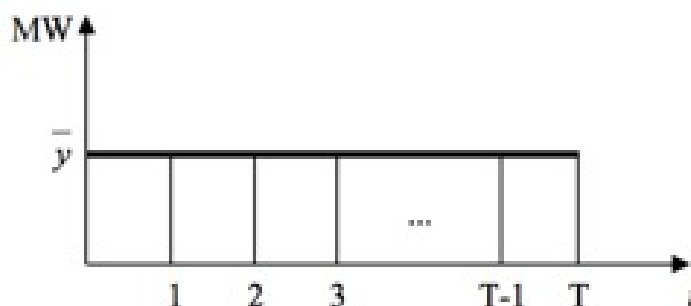


Figura 3 – Contrato a termo flexível. Fonte: (TAKAHASHI; CORREIA, 2007).

Nessas condições, o comprador se beneficia por não precisar prever com exatidão seu consumo de energia em cada intervalo de tempo, além da possibilidade de aproveitar as vantagens da liquidação do excedente com a CCEE, aproveitando de cenários em que vigora PLDs em um patamar superior ao preço contratado, lucrando assim com a diferença de preço contratado (CORREIA et al., 2003).

Entretanto, a dificuldade de encontrar contrapartes com os mesmos interesses impõe restrições à utilização desse instrumento financeiro. Além disso, como os contratos a termo são operações privadas, os demais participantes do mercado não têm informação sobre o negócio. As condições contratuais não são divulgadas formalmente e, com isso, não se sabe exatamente como os preços estão se formando no mercado a termo (CORREIA et al., 2003).

Existem alguns riscos, entre eles o de inadimplência e o de descontinuidade do contrato, que estão relacionados com a ausência de um sistema adequado de garantias. Além disso, caso alguma das partes queira o encerramento do contrato não terá êxito, pois, será obrigada a permanecer no mercado até o vencimento do contrato, a não ser que esteja disposta a renegociar o contrato e sofrer as penalidades contratuais. Por esses riscos citados e pelas características descritas, o derivativo contrato a termo tem pouca liquidez (CORREIA et al., 2003).

3.3.2 Contratos futuros

Esses contratos são uma evolução natural do contrato a termo. Pode-se definir contratos futuros como operações de compra e venda de um determinado volume de um ativo, por um preço pré-determinado, para liquidação numa data futura. Diferentemente do a termo, os compradores e vendedores do contrato futuro fecham negócio com uma bolsa de valores, logo não são negociações bilaterais. Como as operações no mercado futuro são realizadas nos pregões das bolsas, comprador e vendedor não ficam presos um ao outro e há a possibilidade de transferência para terceiros (CORREIA et al., 2003).

A possibilidade de transferência das posições entre os participantes faz com que o mercado de contratos futuros seja muito mais líquido que o a termo, por exemplo. O fundamento dos contratos futuros, muito utilizado para especulação, é a esperança de comprar a um preço baixo e vender futuramente a um preço alto. Com o objetivo de tornar os contratos intercambiáveis, é feita uma padronização de suas variáveis, ficando livres para serem apregoadas apenas o preço e o volume de contratos (ARFUX, 2004).

Essa padronização começa com o ativo-objeto e está relacionada com a qualidade, tamanho, ponto de entrega, entre outros. Além destas variáveis, também são padronizadas, a forma de cotação, a variação mínima de apregoação, os meses de vencimento do contrato, a data e as condições de liquidação, o último dia de negociação, os ajustes diários, a margem de garantia, os ativos aceitos como margem e os custos de transação.

3.3.3 Contrato de opções

São operações financeiras que asseguram ao titular (possuidor da opção) o direito de comprar ou de vender um ativo em uma data futura por um preço pré-determinado. O comprador (titular) poderá exercer ou não esse direito, que tem um custo, denominado de prêmio (GUNN, 2012).

Entre as principais características há o pagamento de um prêmio no início da operação, sendo que o valor desse prêmio depende da volatilidade do ativo-objeto, da taxa livre de risco, do valor do *strike* (preço de exercício da opção), do valor do ativo-objeto e do prazo até o vencimento (GUNN, 2012). No geral, pode-se dizer que a opção representa, em síntese, um *hedge* (proteger ou cobrir um determinado ativo contra perda de valor no futuro devido a oscilações no mercado) (RIBEIRO, 2015).

Uma importante característica deste derivativo é a de permitir que o seu detentor tenha um direito sobre algo, mas, diferentemente dos outros contratos, sem prendê-lo a nenhuma obrigação. O titular de uma opção de compra, *call*, é quem compra o contrato e, com isso, adquire um direito. Há também contratos em que a opção é do vendedor, *put*, sendo que o vendedor escolher vender ou não o ativo. Se não quiser exercer a opção, o titular perde apenas o prêmio que pagou (ARFUX, 2004).

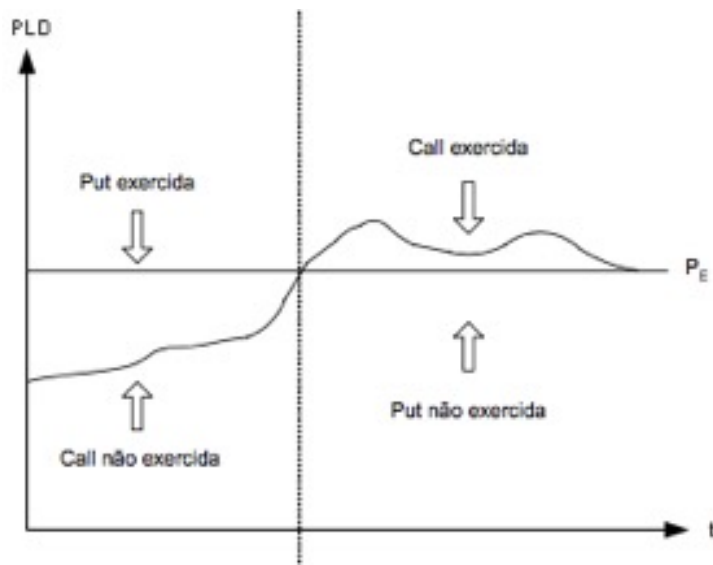


Figura 4 – Exercício de Call e Put por um Titular (Comprador). Fonte: Adaptado de (ARFUX, 2004).

Em ambos os casos o dono do contrato deverá ter o preço *spot* em vista para avaliar a viabilidade de exercer a opção de modo a obter vantagem sobre uma eventual negociação no mercado *spot* da mesma quantidade. Em outras palavras, o preço de exercício deve ser mais vantajoso que o preço *spot*.

3.3.4 Contrato por Diferença

O contrato por diferença, atende aos agentes participantes de mercados em que todos os agentes estão submetidos a uma entidade centralizadora, de modo que todos estão expostos ao preço *spot*. Os contratos por diferença, visando proteger contra a exposição ao preço *spot* em mercados centralizados, estipulam um preço (*strike price*) e a quantidade a ser contratada (ARFUX, 2004).

Os agentes participam do mercado centralizado normalmente, como todos os demais agentes, entretanto têm a opção:

- Se o *strike price* maior que preço *spot*: o comprador paga ao vendedor a diferença entre estes dois preços vezes a quantidade contratada;
- Se o *strike price* menor que o preço *spot*: o vendedor paga ao comprador a diferença entre estes dois preços vezes a quantidade contratada.

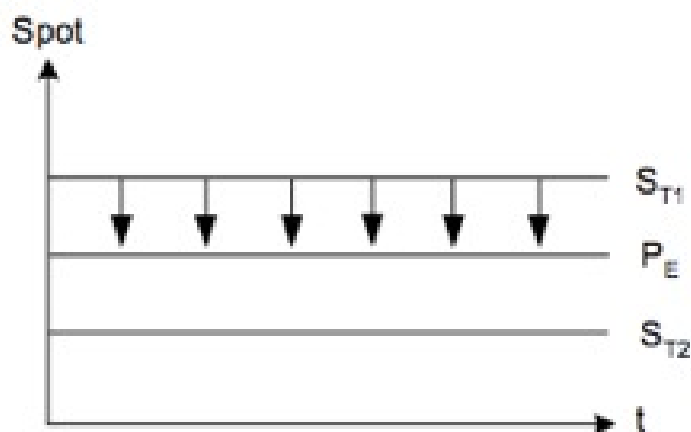


Figura 5 – Exemplo em que o preço *strike* está acima do *spot*, e o comprador deve pagar a diferença entre os dois ao vendedor. Fonte: (OLIVEIRA, 1997).

Desta forma, contrato por diferença concede aos agentes uma proteção ao risco *spot* do mercado centralizado enquanto permite a participação no mesmo, permitindo aproveitar-se de preços *spot* atrativos. Estes tipos de contratos são descritos como uma combinação entre uma opção *call* e uma opção *put* com mesmo preço de exercício.

3.3.5 Contrato *Swap*

Um contrato *swap* pode ser definido como uma troca, ou acordo, entre duas empresas para trocas de fluxos de caixa numa data futura, a uma determinada taxa de juros. No caso do setor elétrico, um exemplo seria de um comprador que possui um contrato corrigido pelo IGP-M e deseja alterar este índice para correção pelo dólar. Neste caso o agente fará um *swap* de IGP-M para dólar (ARFUX, 2004).

Existe o *swap* de submercado onde o agente que possui produção em submercados diferentes, e então opta pela troca a fim de se expor no outro submercado. Ou seja, um comercializador assume o risco dessa exposição em troca de uma remuneração adicional de um percentual ao preço do submercado de origem (ARFUX, 2004). Sendo assim, um agente tem mais apetite ao risco, sendo melhor remunerado por isso, enquanto o outro é mais avesso ao risco.

3.4 Contrato *collar*

Existe um tipo de contrato de opção, trata-se de um instrumento especial de gestão de riscos que procura atender de forma mais eficiente e atrativa às necessidades dos agentes. Em mercados de eletricidade mais evoluídos estes contratos são bastante utilizados e no Brasil já são oferecidos por algumas comercializadoras.

Na modalidade de contrato *collar*, o comprador procura reduzir a margem de flutuação do preço de curto prazo, aceitando pagar o preço de curto prazo acrescido de um percentual, desde que sejam estabelecidos um *cap* (preço máximo) e um *floor* (preço mínimo) que reduza esta volatilidade, conforme é apresentado na Figura 6.

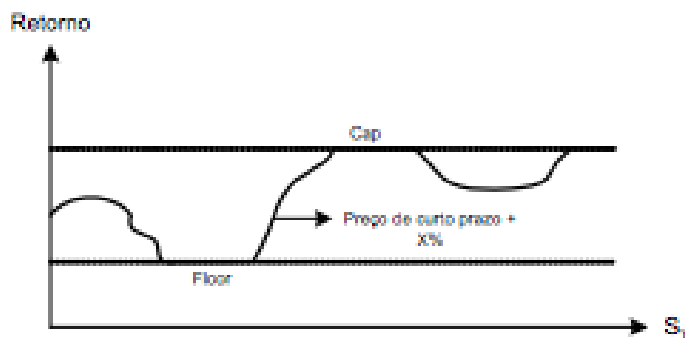


Figura 6 – Desempenho de Contrato Tipo *Collar*. Fonte: (ARFUX, 2004).

3.5 Considerações finais

Abrindo o capítulo, foi passada uma breve base da teoria de contratos e quais os requisitos que norteiam esse instrumento. Em seguida, foram expostos os parâmetros que regem as características de contratos no Ambiente de Contratação Livre – ACL, entre eles o preço, prazo, volume negociado, local de entrega e início de suprimento. Ademais, foi discutida a relação de preço e prazo de negociação dos contratos, que é um dos principais parâmetros de risco associados, e de extrema importância na negociação.

Em seguida, foram passadas as formas de contratação a serem registradas na CCEE e as possibilidades de descontos nas tarifas TUSD e TUST por fonte incentivada, além dos contratos de cessão. Essa parte é importante para o entendimento das responsabilidades dos agentes e conseqüentemente dos riscos e oportunidades.

Por fim, foram discutidos os tipos de contratos derivativos no ACL, a fim de realizar um referencial para uma posterior análise das oportunidades de proteção do risco por meio desses instrumentos.

Todo esse referencial é de extrema importância para o entendimento da comercialização de energia no ambiente livre, para o correto entendimento das opções que o agente de compra tem e dos riscos associados a essas opções.

A seguir, serão apresentadas ferramentas de análise de risco na comercialização de energia elétrica, e por fim será realizada uma análise sobre o nível de contratação e composição da carteira de investimentos para um estudo de caso.

4 ANÁLISE DE RISCOS NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

O conhecimento dos riscos associados à atividade de comercialização de energia elétrica, que envolvem variáveis como preço, financiamento, flutuação cambial, projeção do mercado, oferta de lastro e as questões regulatórias, bem como as formas de gerenciá-los, é de fundamental importância para que a tomada de decisão possibilite a maximização do lucro.

O presente capítulo mostra, primeiramente os riscos associados a comercialização, e em seguida o papel desempenhado por alguns instrumentos financeiros, que visam a redução dos riscos de mercado e auxiliam na estruturação de estratégias de *hedging* para os diferentes participantes do mercado de energia elétrica, e algumas das mais utilizadas medidas de risco: Teoria de Portfólio de Markowitz (ou Média Variância), VaR, CVaR e CFaR.

4.1 Riscos associados à comercialização

Os riscos que afetam os agentes do setor elétrico, muito embora sejam interdependentes, podem ser agrupados, segundo Mayo (2009), nas categorias a seguir:

- Risco de preço de mercado: causado principalmente pela volatilidade dos preços no mercado, uma fonte de ameaça de perdas financeiras;
- Risco de preço de combustível: próprio de usinas termelétricas, ameaça principalmente as geradoras pois pode representar uma diferença entre o preço de mercado de energia e o custo de geração;
- Risco da contraparte: ou conhecidos como riscos de crédito são provenientes da probabilidade do não recebimento de obrigações das contrapartes contratuais;
- Risco de volume (ou de demanda): estão na incerteza sobre a produção e o consumo de eletricidade. Condições climáticas adversas ou variações no consumo afetam os preços e o montante de volume a ser gerado. A esse tipo de riscos está associado o risco hidrológico. No caso dos empreendimentos hidrelétricos, as incertezas da estimativa dos fatores hidrológicos podem resultar em variações no volume gerado e na volatilidade dos preços;

- Risco de congestionamento da transmissão: problemas estruturais na transmissão que pode atrapalhar a resposta do mercado a demanda e diminuição da oferta;
- Riscos operacionais: referem-se ao comprometimento da operação do sistema que podem impactar negativamente no suprimento de energia elétrica e por consequência, na remuneração do agente. Podem ser gerados por falhas nos equipamentos ou humana, incidentes e acidentes em geral;
- Riscos de base: originados da relação imperfeita entre os preços futuros (dos derivativos utilizados para o *hedge*) e do preço no mercado *spot*;
- Risco de liquidez: incapacidade da transação (compra/venda) dos ativos devido a atividade insuficiente no mercado;
- Risco hidrológico: em um sistema como o brasileiro, predominantemente hidrológico, os contratos bilaterais a longo prazo não são suficientes para cobrir o risco dos agentes, pois a hidrologia afeta diretamente na volatilidade dos preços;
- • Risco regulatório: relacionado à mudança de legislação (por exemplo, o registro de energia “ex-ante” com a Portaria MME nº 455/2012; a introdução de Mecanismo de Aversão ao Risco no modelo Newave com a Resolução CNPRE nº 03/2013, etc).

Ribeiro (2015) pontua também alguns outros riscos, como os riscos relacionados à insuficiência de lastro de um agente gerador, que corresponde à diferença entre a média da energia assegurada líquida mensal ou geração líquida mensal somados aos contratos de compra e a média dos contatos de vendas mensais. Esse risco é de essencial atenção pois caso o balanço não for mantido, os agentes podem sofrer severas penalizações (exposição anualizada vezes o máximo).

Outros riscos pontuados são aqueles relativos à estratégia de sazonalização adotada, flexibilizações contratuais em geral, a exposição à diferença de preços entre submercados, perda do desconto nas tarifas de transporte no caso de fontes incentivadas, riscos da tomada de decisão entre comprar no momento ou postergar a compra, e dos índices da economia utilizados para indexação.

Dado todo o contexto de riscos associados a comercialização, a gestão comercial da contratação de energia elétrica no ambiente livre, em que se estabelece o nível de exposição ao mercado de curto prazo e se define os parâmetros dos contratos (prazo, preço e flexibilidades), é uma das decisões mais importantes a ser tomada pelo comprador, representando uma variável estratégica importante.

Os agentes, frente a grande variedade de riscos aos quais estão expostos, de diferentes origens e impactos, devem aplicar instrumentos de mensuração em cada situação de exposição para buscar a melhor forma de aumentar seus ganhos em despeito do risco que

deseja se expor. Para tanto, buscam no mundo das finanças as principais metodologias de avaliação dos riscos, sendo as mais utilizadas nos mercados de energia: Value-at-Risk (VaR), Conditional VaR (CVaR), Cash Flow-at-Risk (CFaR) e Markowitz (RIBEIRO, 2015).

4.2 Ferramentas de análise de risco

Para um funcionamento eficiente dos agentes no mercado, são necessárias técnicas de controle de riscos envolvendo, além dos conhecimentos de engenharia do setor elétrico, economia e matemática financeira, indispensável para controle correto das finanças. A seguir algumas das principais ferramentas utilizadas no mercado de eletricidade.

4.2.1 Teoria de Seleção de Portfólio de Markowitz

A teoria de seleção de portfólios desenvolvida por Markowitz (1952), tem como objetivo inicial a aplicação em títulos financeiros. Segundo a teoria, o processo de selecionar uma carteira de investimentos pode ser dividido em etapas, primeiramente iniciando-se com as opiniões sobre o futuro e terminando com a escolha de uma carteira de ações.

Markowitz (1952) parte do princípio que todo investidor lida com duas incertezas no processo decisório de investimento: o retorno e o risco. Esses dois aspectos seriam explicados pelo retorno médio esperado (média) e a variância (ou o desvio padrão) deste retorno. Neste sentido, o retorno é o fator desejável pelo investidor e a variância o fator indesejável. Desta forma, o objetivo do investidor racional seria maximizar o fator desejável e minimizar o indesejável. Sendo assim, quando posto a escolher entre dois portfólios de mesmo risco, os investidores sempre escolheriam o de maior retorno, da mesma forma quando postos a escolher entre dois portfólios de mesmo retorno, os investidores sempre escolheriam o de menor risco.

As conclusões de Markowitz (1952) ressaltaram a importância da diversificação da carteira, conceito que para a época era contestado pelos pensadores dominantes. Os resultados da pesquisa demonstraram que seria possível obter combinações mais eficientes de alocação de investimentos, com melhor relação retorno esperado e risco. Em razão dos parâmetros utilizados por Markowitz (1952), é comum encontrar na literatura a denominação da sua teoria como teoria de MVP, ou Média-Variância.

4.2.1.1 Formulação matemática

A relação entre risco e retorno em geral é de correlação positiva, entretanto por meio da diversificação da carteira é possível melhorá-la a fim de obter resultados de baixo risco e com o retorno esperado. O retorno da carteira R_c é uma função linear do produto do peso dos ativos na carteira (w_i) pelos seus retornos individuais R_i .

$$R_c = \sum_{i=1}^N w_i R_i \quad (4.1)$$

Por sua vez, o desvio padrão (σ_c) da carteira depende das correlações entre os ativos (ρ_{ij}) que as integram:

$$\sigma_c = \sqrt{\sum_{i=1}^N w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j} \quad (4.2)$$

Sendo a parcela denominada covariância entre os ativos determinada por:

$$Cov_{ij} = \sum_{i \neq j} w_i w_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j \quad (4.3)$$

Onde:

w_i : porcentagem de participação do ativo i na carteira de contratos;

σ_i^2 : variância dos retornos do ativo i em um dado período;

Cov_{ij} : covariância dos retornos dos ativos i e j da carteira;

σ_i : desvio-padrão dos retornos do ativo i em um dado período;

ρ_{ij} : correlação entre retornos passados no ativo i e j.

Analisando o risco de um investimento, ele pode ser um risco diversificável ou não diversificável. O primeiro, também conhecido como não sistemático, está associado às particularidades de uma empresa ou a um grupo de empresas similares, ou seja, caso haja algum inconveniente, apenas um pequeno grupo de empresas serão afetadas. Diferentemente, o risco não diversificável ou sistemático refere-se a acontecimentos que afetam o mercado como um todo, como por exemplo, a taxa básica de juros que mudaria a dinâmica do mercado por inteiro.

A situação que caracteriza o menor risco para a carteira é quando os ativos que a compõem têm uma correlação perfeitamente negativa ($\rho = -1$), pois assim a correlação atua como um redutor do risco não-sistemático da carteira. Neste caso, a perda em determinado setor é compensada com ganhos em outro.

Seguindo a mesma linha de raciocínio, o pior caso para uma carteira é aquele onde os dois ativos estão totalmente correlacionados ($\rho = 1$), assim nesse caso a parcela da fórmula que contém a correlação torna o valor do risco da carteira maior.

A Figura 7 mostra como o efeito da diversificação atua:

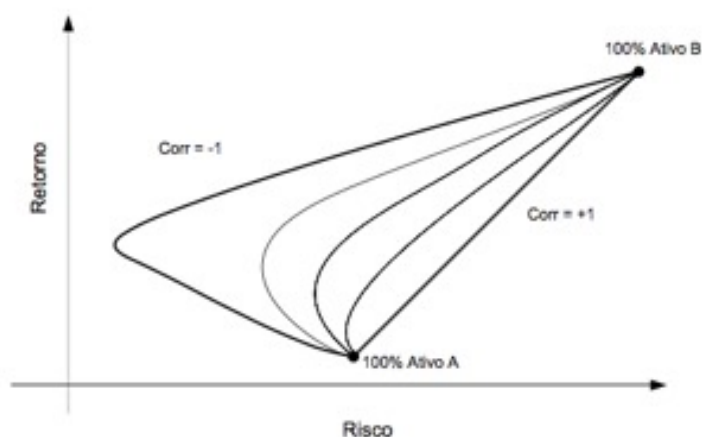


Figura 7 – Efeito da Diversificação do Risco. Fonte: Adaptado de (SILVEIRA, 2001).

A representação gráfica do risco e do retorno das várias possibilidades de composições de carteiras, que são possíveis de se formar as combinações de composições de “n” ativos, resultam em gráficos em formato de hipérbole. A área formada pelas intersecções das hipérboles, resulta em uma envoltória, que representa uma família de hipérboles possíveis. A essa envoltória dá-se o nome de fronteira eficiente de portfólios ou fronteira eficiente de ativos com risco.

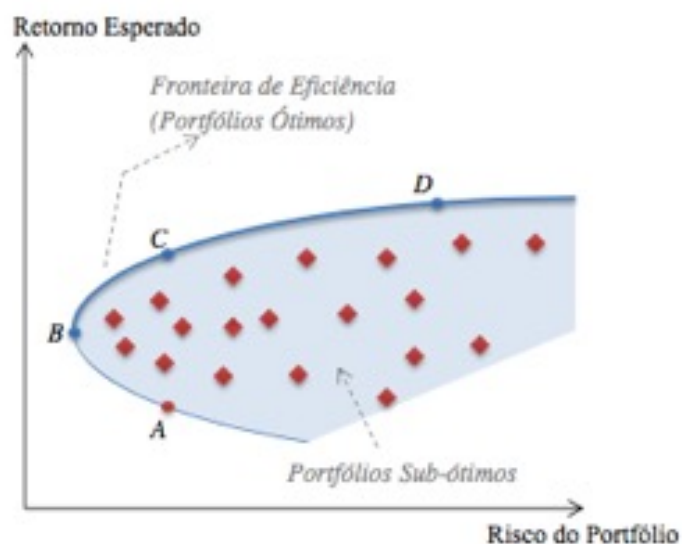


Figura 8 – Efeito da Diversificação do Risco - Carteira com Múltiplos Ativos. Fonte: Adaptado de (ARCE, 2015).

Sendo assim, após analisar as possibilidades descritas no gráfico de fronteira eficiente, pode-se encontrar a carteira que, para a condição de retorno desejada, ofereça o menor risco, permitindo que o investidor saiba a porcentagem de capital a investir em cada ativo que compõe a carteira de risco mínimo. A Figura 8 mostra essa relação entre

uma carteira de “n” ativos e a relação de mínima variância na carteira. A carteira ideal deve mesclar convenientemente o máximo retorno com o mínimo risco, aferindo assim, a melhor relação retorno/risco.

A aplicação de Markowitz como instrumento para compor ativos de compra e venda de energia em atividades de comercialização tem sido utilizada na literatura, entretanto a principal crítica à aplicação está na utilização da variância como medida de risco. Essa pode não ser a medida mais adequada, haja vista que penaliza tanto desvios positivos quanto desvios negativos em relação à média, além de ser incapaz de avaliar situações de perdas extremas (QUEIROZ, 2010). Sendo assim, são estudadas outras métricas de avaliação de risco para compor melhor o modelo que otimize as atividades de compra e venda de ativos.

4.2.1.2 *Data Envelopment Analysis* (Análise Envoltória de Dados) - DEA

A Análise Envoltória de Dados (Data Envelopment Analysis – DEA) consiste em uma técnica de mensuração de desempenho que tem como objetivo principal determinar a eficiência relativa de unidades de produção considerando sua proximidade à uma fronteira de eficiência. Por meio de programação matemática, permite avaliar o grau de eficiência produtiva entre vários ativos ou empresas, denominadas unidades tomadoras de decisão (*Decision Making Units* – DMU) (JUNIOR; PAMPLONA; SOLOMON, 2013).

A metodologia DEA, é um método não-paramétrico para a delimitação da fronteira eficiente, pois ao focalizar a eficiência da relação entre os custos e os retornos, não requer a especificação explícita da forma funcional desta relação. A medida de eficiência calculada pela DEA é uma generalização da medida de produtividade, sendo essa medida a razão entre os resultados obtidos e os recursos utilizados, para cada unidade sob análise (JUNIOR; PAMPLONA; SOLOMON, 2013).

Há a possibilidade de utilizar, por exemplo, a formulação matemática de fronteira eficiente de Markowitz para determinar uma relação com as unidades tomadoras de decisão com DEA. Utilizando então a formulação matemática determinada, como por exemplo Markowitz, é possível chegar a uma fronteira eficiente para análise envoltória de dados.

Uma unidade específica é eficiente na geração de seus produtos (dadas as quantidades de insumos observadas) se for possível mostrar que nenhuma outra unidade ou combinação linear das demais unidades consegue gerar maior quantidade de retornos sem diminuir a geração de retorno de outros ou sem aumentar o consumo de algum insumo (JUNIOR; PAMPLONA; SOLOMON, 2013).

DEA tem provado ser uma ferramenta valiosa e das mais adequadas em processos decisórios estratégicos para avaliar a eficiência, em comparação com ferramentas convencionais. Esse método tem sido aplicado juntamente a Teoria da Fronteira Eficiente de

Markowitz, possibilitando a avaliação de unidades de produção.

4.2.2 Value at Risk (Valor em Risco) – VAR

Com ampla aplicação no mercado financeiro, a metodologia *Value-at-Risk* - VaR é uma medida estatística que permite medir o valor do risco inerente a cada carteira de investimento. É definida como uma métrica capaz de medir a mínima perda de uma posição (ou uma carteira), ativa ou passiva (comprada/vendida), num determinado horizonte de tempo e com uma certa probabilidade de ocorrência (intervalo de confiança) (JORION, 1998).

A escolha do horizonte de tempo e do nível de confiança desejado são os primeiros passos para o cálculo do VaR. O nível de confiança, no geral, varia entre 95% e 99%, sendo que o valor escolhido não deve ser demasiadamente elevado, pois proporcionaria uma medida de perda que raramente seria excedida. O valor α % (VaR α %) é um valor de resultado pessimista, que garante que somente em apenas $(1 - \alpha)$ % dos cenários obteremos resultados inferiores ao valor fixado.

As principais limitações à aplicação do VaR consistem no fato de que: (i) o indicador em questão não fornece a medida das perdas potenciais que excedem o valor do próprio VaR; (ii) quando empregada para otimização de carteiras pode causar um alongamento na cauda da curva de distribuição de perdas, criando um potencial de perdas mais elevadas quando estas ultrapassam os próprios valores do VaR; e (iii) a sua aplicação é de difícil otimização, exceto quando assume uma distribuição normal para as variáveis de mercado na qual está sustentado.

4.2.2.1 Formulação matemática

Conforme descrito em Jorion (1998), define-se W_0 como o investimento inicial e R sua taxa de retorno. Desta forma, o valor da carteira ao final do horizonte de tempo considerado (W) é dado por:

$$W = W_0(1 + R) \quad (4.4)$$

Define-se também, o menor valor da carteira, para determinado nível de confiança c , como:

$$W^* = W_0(1 + R^*) \quad (4.5)$$

Assim, o cálculo do VaR pode ser expresso em:

$$VaR = E(W) - W^* \quad (4.6)$$

O VaR também pode ser definido como a perda monetária absoluta, ou seja:

$$VaR = -W^* \tag{4.7}$$

Resumidamente, pode-se entender o VaR como a parcela da distribuição de probabilidade do valor futuro da carteira, em função do tempo, $f(w)$. Na Figura a ideia pode ser melhor compreendida.

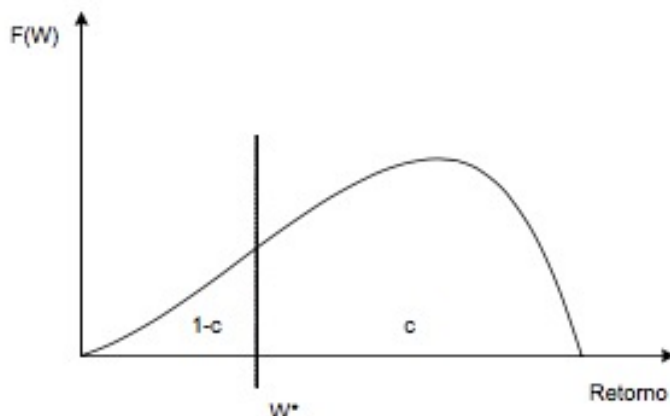


Figura 9 – VaR para Distribuições Gerais. Fonte: Adaptado de (JORION, 1998).

A partir do gráfico é possível notar que W^* é o menor valor da carteira para um determinado nível de confiança c . Sendo assim, na forma integral a área de $(1-c)$ pode ser determinada da seguinte maneira:

$$\int_{W^*}^{\infty} f(w)dw \tag{4.8}$$

Assim a parcela restante da área do gráfico é a parcela $p = 1 - c$, assim como representado a seguir:

$$1 - c = \int_{-\infty}^{W^*} f(w)dw = p \tag{4.9}$$

Segundo Jorion (1998), o valor W^* é chamado de *quantil* da distribuição.

4.2.3 Conditional Value at Risk (Valor em Risco Condicional) - CVAR

O *Conditional Value-at-Risk* foi desenvolvido para contornar as limitações do VaR, indicando de forma mais adequada o potencial de perdas que ultrapassam o intervalo de confiança ao calcular a média das perdas que excedem o valor do VaR. Sendo assim, o CVaR pode ser definido como o valor médio das perdas após o limite de confiança do VaR. Podendo ser expresso da seguinte forma:

$$CVaR = (1 - \beta)^{-1} \int_{f(x,y) > VaR_\beta} f(x,y)p(y)dy \quad (4.10)$$

Onde:

$f(x, y)$: a função de perdas em reais [R\$];

x : uma carteira qualquer;

y : um cenário de preço para a carteira x em reais [R\$];

β : é o valor do intervalo de confiança do VaR;

$p(y)$: função densidade de probabilidade do cenário de preços.

A representação gráfica é mostrada na Figura 10, em que o CVaR é o valor médio das perdas após o intervalo de confiança c , apresentado pela área rasurada abaixo da função distribuições de perdas ou retornos $f(w)$.

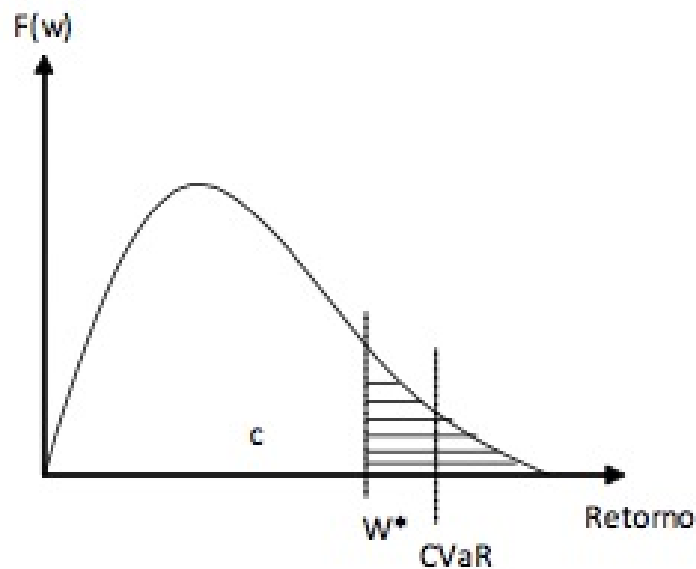


Figura 10 – CVaR para distribuições gerais. Fonte: Adaptado (JORION, 1998).

É possível observar, que duas distribuições com o mesmo valor de VaR à $\alpha\%$ pode possuir valores de CVaR à $\alpha\%$ diferentes (menores ou iguais ao VaR) como é possível observar na Figura 11. Isso ocorre devido ao fato de que o CVaR pode também ser considerado como a perda média excedida do VaR, ou seja, a um nível de confiança de $\alpha\%$ o CVaR será o valor esperado condicional às perdas de um portfólio, sendo que perdas poderão ser maiores ou iguais ao VaR (ROCHA, 2013).

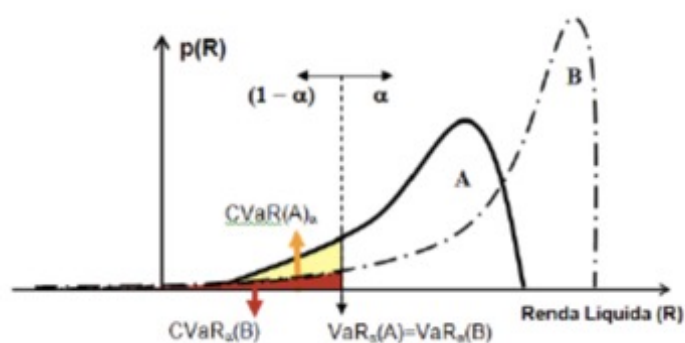


Figura 11 – Comparação do C-VaR para as duas distribuições com o mesmo valor de VaR. Fonte: (ROCHA, 2013).

4.2.4 Cash flow at risk (Fluxo de Caixa em Risco) - CFAR

Além do CVaR, outra variação do VaR para aplicação no mercado financeiro é o *Cash Flow-at-Risk* - CFaR. Essa métrica estima o déficit máximo esperado de um fluxo de caixa projetado para um determinado período, dentro de um determinado intervalo de confiança, podendo envolver um nível de incertezas de médio prazo, riscos de volume e mesmo restrições do sistema. Sendo assim, o CFaR representa o valor do montante em risco, dada uma distribuição de probabilidade do fluxo de caixa da empresa, sobre um horizonte futuro e determinado de intervalo de confiança, para os fluxos de caixa (RIBEIRO, 2015).

Tanto o VaR quanto o CFaR, podem ser estimados pelo método de Monte Carlo, a qual efetua a análise de risco por meio da construção de modelos de possíveis, substituindo com um intervalo de valores (uma amostra de probabilidade) todo fator com incerteza inerente. O VaR é obtido por covariância e o CFaR por Balanço de Cenários.

A metodologia CFaR, por definição, tem grande aplicabilidade nos projetos de geração de energia devido a sazonalidades de geração de energia e a necessidade de mitigação dos riscos para controle de fluxo de caixa (RIBEIRO, 2015). Como essa metodologia está associada ao controle de risco em fluxo de caixa (FC), os horizontes de tempo utilizado normalmente são de meses ou anos, onde se modela uma estimativa de possíveis cenários para o FC dessas companhias, permitindo assim, medir a máxima perda esperada a partir da expectativa do valor futuro.

4.3 Considerações Finais

É considerável a importância de valoração dos riscos nos mercados de eletricidade por meio de ferramentas financeiras. Assim como visto anteriormente com os contratos derivativos para *hedge* dos ativos de eletricidade, a escolha por métricas de risco na tomada

de decisão da composição de portfólio é indispensável para otimização da carteira de investimentos.

Nesse capítulo, as métricas financeiras de teoria de portfólio de Markowitz, VaR, CVaR e CFaR foram explicadas no que tange ao objetivo e à matemática relacionada a elas, sendo essas as métricas mais utilizadas no mercado de eletricidade para valoração de risco.

A seguir será apresentado um estudo de caso que tem como objetivo avaliar o nível de contratação de um consumidor livre.

5 ESTUDO DE CASO

O presente capítulo apresenta a descrição da análise que será desenvolvida para estudo de risco do nível de contratação e da formação de carteiras de contratos de compra de energia elétrica. A descrição da análise foi pensada na função minimização de custos baseada na média variância de Markowitz.

Buscou-se fazer o melhor aproveitamento possível dos produtos disponíveis no mercado, para isso serão utilizadas as opções disponíveis no mercado de compra a preço fixo a curto e médio prazo e a exposição ao PLD.

No capítulo, será mostrado o contexto que a modelagem se insere e como as variáveis podem afetar nos ganhos do agente. Então ao final do capítulo serão apresentadas algumas características de cada tipo de contratação, relacionando com a referência bibliográfica anteriormente colocada nos capítulos iniciais.

5.1 Contexto

O ambiente analisado será no ACL, onde o consumidor faz a sua gestão da compra de energia, podendo realizar contratos com geradoras ou comercializadoras, negociando bilateralmente as condições contratuais, tais como preços, data de entrega, duração e flexibilidade no suprimento.

A tomada de decisão em relação à contratação de um consumidor livre precisa ser realizada de forma dinâmica, sendo a composição do portfólio de contratos de compra depende, por exemplo, de projeções da carga própria e de seu perfil de risco. As incertezas em relação à demanda futura e aos preços (tanto dos preços dos contratos bilaterais quanto do PLD) fazem com que esses agentes tenham que gerenciar os riscos associados para a tomada de decisão de contratação, que por sua vez, deve ser pautada em seu apetite ao risco e na política de gerenciamento de risco da empresa.

Consumidores com perfil avesso ao risco buscam a mitigação de exposições financeiras, mesmo que tal fato implique em um aumento do custo global de aquisição de energia. Em outras palavras, como forma de se proteger contra o risco, esses agentes aceitam um custo esperado maior para evitar possíveis perdas.

Por outro lado, os consumidores de perfil com maior apetite ao risco buscam celebrar operações de compra com a expectativa de maior redução no custo global de aquisição, mesmo que sob a possibilidade de ocorrência de exposições elevadas que possam levar a custos maiores do que aqueles auferidos em condição de aversão ao risco.

Resumidamente, esses dois tipos de perfis de risco se diferenciam em relação à sua estratégia de contratação, podendo ser composta por contratos de curto ou de longo prazo. As vantagens e desvantagens desses dois tipos de contratos podem ser verificadas a seguir:

- **Estratégia de contratação no curto prazo:** o agente consegue fazer uma melhor previsão do seu consumo e, por isso, pode contratar um montante mais ajustado às suas necessidades, reduzindo a possibilidade de sobras, e captura os momentos de preços baixos em condições sistêmicas favoráveis, entretanto, fica desprotegido contra elevações bruscas no PLD, que influencia fortemente os preços dos contratos bilaterais de curto prazo.
- **Estratégia de contratação no longo prazo:** o agente tem maior previsibilidade do custo de energia, e fica menos suscetível às condições de preços elevados dos contratos em função da influência das condições sistêmicas, porém, abdica da oportunidade de receber energia a preços baixíssimos quando houver grande disponibilidade energética.

A opção por uma decisão de contratação parcial da carga, na qual o agente ficaria sujeito à compra de contratos curtos (mensais, por exemplo), que são praticamente precificados ao valor de PLD médio mais uma quantia de ágio (ou deságio), os *spreads*, gerando incerteza sobre o custo esperado global e traz consigo um risco associado.

Nesse caso, o agente, ao tomar a decisão de contratação parcial, aposta em uma condição conjuntural de curto prazo mais atraente no futuro, onde o PLD possa atingir patamares menores do que aqueles dos contratos ofertados no presente. Como consequência dessa estratégia, tal exposição proposital resultaria na diminuição do custo global de aquisição de energia.

Com todo o exposto, a definição da estratégia de contratação não é uma tarefa trivial, sendo que uma decisão menos precisa pode levar a resultados que podem representar perdas expressivas ao balanço financeiro do consumidor. Nesse sentido, ferramentas para o suporte à tomada de decisão de contratação de energia são fundamentais para o auxílio na tarefa desses agentes. Nesse contexto, o modelo para análise a seguir vem propor diferentes porcentagens do portfólio contratado a em longo prazo e parte a ser negociado no futuro ficando descontratado, e quais os impactos que isso gera.

5.2 Modelo de Análise

Baseado nos trabalhos relacionados a modelagem e otimização de carteiras de investimentos citados anteriormente, e no embasamento teórico fornecido pela bibliografia

estudada no capítulo anterior a respeito dos modelos de Markowitz optou-se pela análise das carteiras de contratos por média-variância de Markowitz, por ser uma métrica que mensura mais adequadamente, segundo o perfil do comprador (avesso, neutro ou propenso ao risco). Serão apresentadas a seguir algumas premissas colocadas na análise.

5.2.1 Premissas da análise

Dado o contexto apresentado anteriormente, bem como todo embasamento teórico sobre o setor elétrico brasileiro no capítulo 1, as teorias econômicas por trás das transações contratuais no capítulo 2, os tipos de contratos celebrados e as características de um contrato de energia elétrica mostrados no capítulo 3, e por fim os riscos e as ferramentas para análise de gerenciamento de risco mostradas no capítulo 4, a modelagem será realizada conforme as premissas listadas a seguir.

1. **Características do agente:** agente comprador de energia, que tem opções de contratos de médio e curto prazo de energia convencional.
2. **Sazonalização, modulação e flexibilidade:** a fim de viabilizar o estudo proposto, não serão analisadas as possibilidades de inclusão no contrato de sazonalização, modulação e flexibilidade da entrega de energia no contrato, nem mesmo será analisada a possibilidade de perdas ou ganhos devidos a redução ou aumento da demanda de carga do consumidor. Sendo assim, serão analisados com a chamada sazonalização *flat* (que não há variação de carga durante todo o período).
3. **Submercado:** o submercado de análise dos preços de PLD e de contratos foram analisados utilizando dados do submercado sudeste/ centro-oeste.
4. **Período da simulação:** a modelagem leva em conta que o agente tem uma política de planejamento da compra de energia para um horizonte de 3 anos.

Para realização do estudo de compra, foram utilizados como entradas do problema as previsões de séries de PLD da CCEE, e para os contratos a Preço Fixo foram consideradas as previsões do mercado para os preços dos contratos bilaterais negociados no balcão de compra. Os dados a seguir são referentes ao mês de novembro de 2017.

A cada mês, são obtidas as médias das 2000 séries de previsão de PLD, sendo esse valor médio considerado o valor de fechamento da opção de compra ao preço de PLD. Assim é possível calcular os retornos mês a mês, e posteriormente a média dos retornos para compras com PLD e o desvio padrão. Já para os contratos de Preço Fixo, foram utilizadas as previsões de mercado para os contratos em meses futuros, sendo esses valores os fechamentos, para o posterior cálculo mês a mês dos retornos.

A seguir na Figura 12 os dados de entrada, fechamento mensal de PLD e fechamento mensal de preço fixo, utilizados para análise:

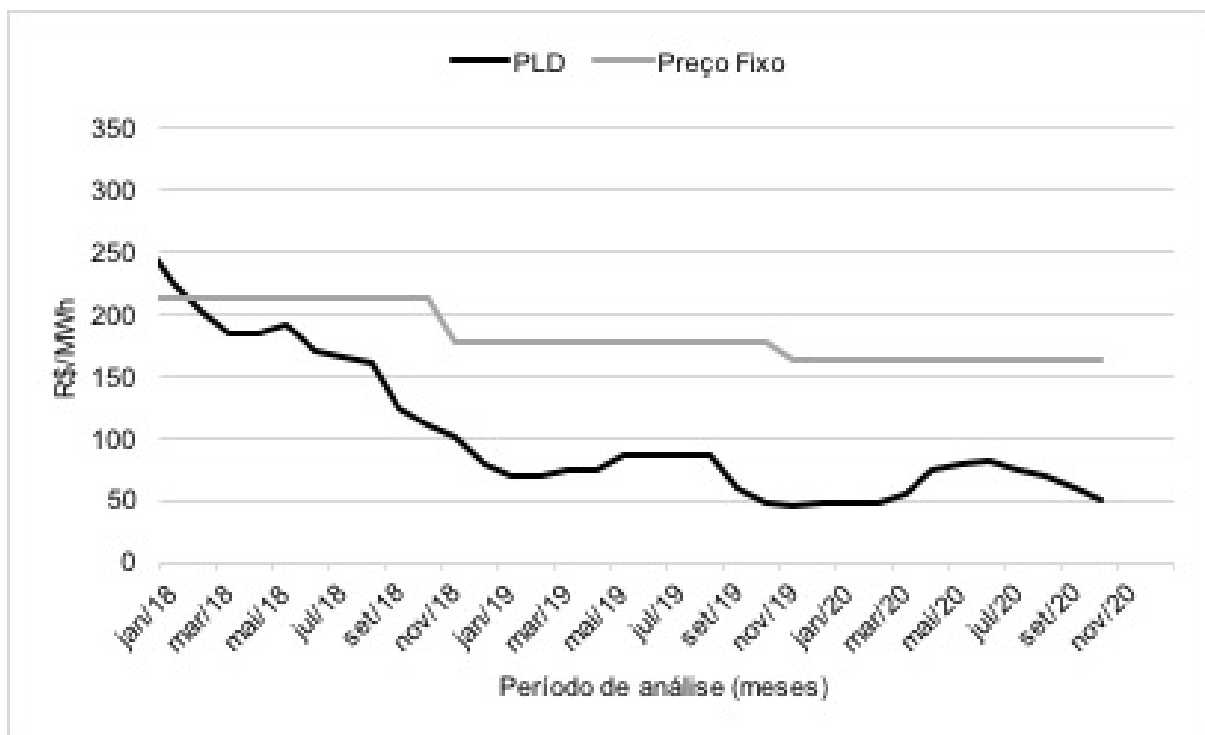


Figura 12 – Valores de entrada para a análise estudada: média de PLD e de contratos de preço fixo. Fonte: Autoria própria.

A partir desses dados de fechamento mensais foi possível determinar a média dos retornos e a variância entre os dois tipos de contratação. A seguir, a formulação matemática mais detalhada de como foram calculados o percentual de retorno e o percentual de risco de cada um dos ativos estudados (PLD e preço fixo).

5.2.2 Formulação matemática

As funções objetivo são descritas pela Equação (5.1), referente a minimização do risco e maximização do retorno, que nesse caso é analisada pela média-variância de Markowitz (descrito no capítulo 4).

Foram analisadas duas opções de compra, a compra de todo o período de 3 anos a Preço Fixo, e a opção de não contratação e exposição ao valor do PLD. Assim foi pensada a composição da carteira, variando-se as porcentagens de compra com essas duas opções: a Preço Fixo + PLD com incremento de 10%, iniciando-se em 0% de PLD e 100% de Preço Fixo, até 100% de PLD e 0% de Preço Fixo.

Como visto anteriormente, seguindo a formulação proposta por Markowitz, o retorno da carteira R_c é uma função linear do produto do peso dos ativos na carteira (w_i)

pelos seus retornos individuais R_i .

$$R_c = \sum_{i=1}^N w_i R_i \quad (5.1)$$

Por sua vez, o desvio padrão (σ_c) da carteira depende das correlações entre os ativos (ρ_{ij}) que as integram:

$$\sigma_c = \sqrt{\sum_{i=1}^N w_i^2 \sigma_i^2 + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N w_i w_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j} \quad (5.2)$$

Sendo a parcela denominada covariância entre os ativos determinada por:

$$Cov_{ij} = \sum_{i \neq j} w_i w_j \rho_{ij} \sigma_i \sigma_j \quad (5.3)$$

Em que:

w_i : porcentagem de participação do ativo i na carteira de contratos;

σ_i^2 : variância dos retornos do ativo i em um dado período;

Cov_{ij} : covariância dos retornos dos ativos i e j da carteira;

σ_i : desvio-padrão dos retornos do ativo i em um dado período;

ρ_{ij} : correlação entre retornos passados no ativo i e j .

5.2.3 Execução

Seguindo as formulações matemáticas, juntamente com os dados de entrada de PLD e de preço fixo, seguem nas Tabelas 3 e 4 os cálculos utilizados para gerar os resultados de média e variância:

Tabela 3 – Dados de entrada e resultantes gerais de cada ativo de média, variância e desvio padrão, bem como a covariância e correlação entre eles.

Mês	PLD (R\$/MWh)	Preço Fixo (R\$/MWh)	PLD (%)	Preço Fixo (%)
	Retorno	Retorno	Retorno (%)	Retorno (%)
jan/18	325	212,84	27,45%	0,00%
fev/18	255	212,84	13,33%	0,00%
mar/18	225	212,84	12,50%	0,00%
abr/18	200	212,84	8,11%	0,00%
mai/18	185	212,84	0,00%	0,00%
jun/18	185	212,84	-2,63%	0,00%
jul/18	190	212,84	11,76%	0,00%
ago/18	170	212,84	3,03%	0,00%
set/18	165	212,84	3,13%	0,00%
out/18	160	212,84	28,00%	0,00%
nov/18	125	212,84	13,64%	0,00%
dez/18	110	212,84	10,00%	20,53%
jan/19	100	176,58	25,00%	0,00%
fev/19	80	176,58	14,29%	0,00%
mar/19	70	176,58	0,00%	0,00%
abr/19	70	176,58	-6,67%	0,00%
mai/19	75	176,58	0,00%	0,00%
jun/19	75	176,58	-11,76%	0,00%
jul/19	85	176,58	0,00%	0,00%
ago/19	85	176,58	0,00%	0,00%
set/19	85	176,58	0,00%	0,00%
out/19	85	176,58	41,67%	0,00%
nov/19	60	176,58	25,00%	0,00%
dez/19	48	176,58	6,67%	9,28%
jan/20	45	161,58	-4,26%	0,00%
fev/20	47	161,58	0,00%	0,00%
mar/20	47	161,58	-2,08%	0,00%
abr/20	48	161,58	-12,73%	0,00%
mai/20	55	161,58	-26,67%	0,00%
jun/20	75	161,58	-6,25%	0,00%
jul/20	80	161,58	-2,44%	0,00%
ago/20	82	161,58	9,33%	0,00%
set/20	75	161,58	7,14%	0,00%
out/20	70	161,58	16,67%	0,00%
nov/20	60	161,58	20,00%	0,00%
dez/20	50	161,58		
Média			6,3207%	0,8519%
Variância			1,7609%	0,1378%
Desvio Padrão			13,2699%	3,7127%
Covariância			0,0225%	
Correlação			4,5677%	

Fonte: Autoria própria com dados de (CCEE, 2017) e dados obtidos com comercializadora de energia.

Com as médias mensais das 2000 séries de expectativa de PLD obtidas na base de dados da CCEE, fechou-se um preço para PLD. Esse preço mensal (média das 2000 séries mensais de preço) foi considerado como o preço de fechamento absoluto. Os valores relativos de retorno mensal são dados pela porcentagem de crescimento do retorno em relação ao mês anterior.

Os valores de expectativa do mercado obtidos no balcão de comercialização para os valores de contratos bilaterais a preço fixo foram também organizados mês a mês conforme o período de análise. Para os valores relativos, da mesma forma que para o PLD, o retorno mensal é dado pela porcentagem de crescimento em relação ao mês anterior.

Sendo assim, foi possível calcular a média de retornos relativos durante os 36 meses (três anos) de análise. Foram calculados então a variância e desvio padrão dos dados para posterior cálculo da covariância e correlação entre eles. Essas variáveis compõem os elementos da formulação matemática de Markowitz para formar a fronteira eficiente.

Tabela 4 – Carteira analisadas e seus resultantes de média, variância e desvio padrão.

Carteira analisada	Percentual de cada ativo		Média (%)	Variância (%)	Desvio Padrão (%)
	PLD	Preço Fixo			
1	0%	100%	0,8519%	0,1378%	3,7127%
2	10%	90%	1,3988%	0,1333%	3,6512%
3	20%	80%	1,9457%	0,1659%	4,0725%
4	30%	70%	2,4926%	0,2355%	4,8526%
5	40%	60%	3,0395%	0,3422%	5,8495%
6	50%	50%	3,5863%	0,4859%	6,9709%
7	60%	40%	4,1332%	0,6668%	8,1657%
8	70%	30%	4,6801%	0,8847%	9,4059%
9	80%	20%	5,2270%	1,1397%	10,6757%
10	90%	10%	5,7739%	1,4318%	11,9657%
11	100%	0%	6,3207%	1,7609%	13,2699%

Fonte: Autoria própria.

Esses dados possibilitam posteriormente o cálculo de média e desvio padrão (utilizados para plotar a fronteira eficiente). Nessa etapa, variou-se a porcentagem de PLD e preço fixo composta a carteira, e observou-se a média de retorno relativo e o desvio padrão relativo para cada carteira analisada. Na Tabela 4 é possível observar os resultados dessa etapa.

Por fim, na Figura 13 os resultados de média e desvio padrão das carteira de contratação possíveis analisadas no estudo, após aplicadas na fórmula proposta por Markowitz.

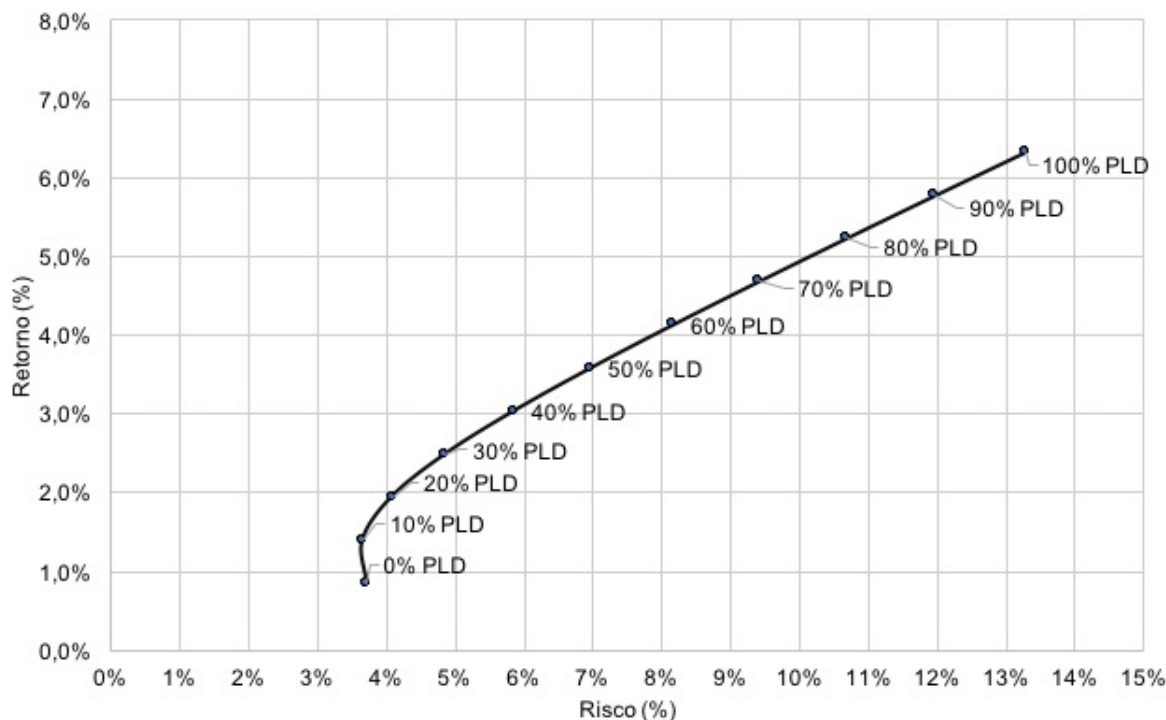


Figura 13 – Fronteira eficiente das carteiras analisadas segundo percentual de composição.

O gráfico representa a fronteira eficiente para o problema de análise de composição de carteira do estudo, sendo os ativos utilizados para opção de compra do comprador contratos bilaterais de preço fixo e PLD mensais. A fronteira traz a relação entre retorno e risco de cada percentual de compra.

A análise indica qual o risco associado à contratação por meio dos produtos de preço fixo para os anos em análise. Lembrando-se da importância, para o consumidor, de constituir 100% do seu lastro, evitando penalidade por falta de lastro. Para que o consumidor não seja penalizado, o restante da compra de energia poderá ocorrer com preço PLD ou por meio de contratação bilateral com fechamento mensal.

Nesta etapa da análise, buscou-se estabelecer o nível de contratação que minimizasse os custos e riscos da compra de energia. Deste modo, considerou-se, para os custos de compra de energia no médio-longo prazo, os resultados obtidos dos contratos existentes a preço fixo das contratações futuras do médio-longo prazo e, para a exposição no MCP, a média das 2000 séries do PLD. Como métrica de risco de exposição, adotou-se a utilização da Fronteira Eficiente de Markowitz.

Para essa situação foi determinada, por meio do modelo proposto, a fronteira eficiente apresentada na Figura 13.

O ponto em que tem-se 90% de contratação a Preço Fixo e 10% ao PLD na Figura

13 corresponde à carteira de mínima variância e apresenta aproximadamente 3,65% de risco para um retorno esperado de aproximadamente 1,39%.

O maior risco foi observado com a compra 100% ao PLD bem como o maior retorno entre as opções. Isso ocorre devido aos preços mais baixos do PLD, porém com oscilações grandes, colocando em risco a carteira de contratação do consumidor. Essa carteira apresentou 13,26% de risco e 6,32% de retorno.

Em concordância com a teoria, os resultados para maiores composições de preço fixo na carteira de compra demonstram menor percentual de riscos, apesar de retornos menores. No entanto, a carteira com 100% de composição de preço fixo não corresponde à carteira de menor risco, sendo a carteira de menor risco a que possui 10% de PLD. Isso comprova a teoria da média variância de Markowitz, que propõe que para melhor aproveitamento, a carteira de investimentos deve ser diversificada.

Como mostrado anteriormente, as incertezas em relação à demanda futura e aos preços (tanto dos preços dos contratos bilaterais quanto do PLD) fazem com que esses agentes tenham que gerenciar os riscos associados para a tomada de decisão de contratação, que por sua vez, deve ser pautada em seu apetite ao risco e na política de gerenciamento de risco da empresa.

Consumidores com perfil avesso ao risco buscam a mitigação de exposições financeiras, mesmo que tal fato implique em um aumento do custo global de aquisição de energia. Em outras palavras, como forma de se proteger contra o risco, esses agentes aceitam um custo esperado maior para evitar possíveis perdas. Isso é observado no fato dos menores retornos com carteiras de composição majoritariamente a preço fixo, em que há redução da porcentagem de retorno.

Já os consumidores de perfil com maior apetite ao risco buscam celebrar operações de compra com a expectativa de maior redução no custo global de aquisição, mesmo que sob a possibilidade de ocorrência de exposições elevadas que possam levar a custos maiores do que aqueles auferidos em condição de aversão ao risco. Observa-se que para percentuais de contratação majoritariamente ao PLD confirmam a relação de maiores riscos e maiores retornos.

Sendo assim, aqui é possível observar, que segundo a análise realizada por média-variância de Markowitz, com os dados reais de entrada de PLD e preço de contratos bilaterais a preço fixo por MWh de energia, a teoria se confirma sendo o menor percentual de risco e retorno associado à compra no preço fixo e o maior percentual de risco e retorno ao PLD. Entretanto cabe ressaltar a importância de diversificação da carteira, assim como visto na teoria de Markowitz, pois podemos observar que apesar de porcentagens mais baixas de PLD.

Resultou-se dessa análise a confirmação de algumas teorias. A partir da análise

com dados reais do mercado comprovou-se que o consumidor avesso ao risco deve manter-se contratado a contratos bilaterais de preço fixo mesmo com retornos mais baixos para evitar riscos elevados, enquanto o consumidor mais propenso ao risco deve manter-se descontratado, consumindo ao PLD, mesmo com riscos superiores, pois dessa forma assegura maiores retornos. A teoria de Markowitz a respeito da variação de portfólio também é comprovada, pois as carteiras devem ter um mínimo de variação para apresentar melhores retornos e riscos.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O consumidor livre de energia deve lidar com as incertezas em relação à demanda futura e aos preços (tanto dos preços dos contratos bilaterais quanto do PLD) fazendo com que esses agentes tenham que gerenciar os riscos associados para a tomada de decisão de contratação, que por sua vez, deve ser pautada em seu apetite ao risco e na política de gerenciamento de risco da empresa.

O consumidor de energia, ao migrar do ACR para o ACL, gera alguns impactos no mercado de energia e nas distribuidoras, que passam a ter sua demanda alterada. A teoria dos custos de transação em contratos de energia foi contextualizada aqui a fim de mostrar as oportunidades que o consumidor pode ter sobre as regras que deve seguir. Assim as características de contratos mostram como são realizadas as compras de energia no ACL, auxiliando o entendimento do *trade-off* entre ficar contratado com contratos bilaterais a preço fixo e manter-se descontratado e assim conseguir oportunidades de ganhos consumindo no mercado *spot*.

O consumidor tem a opção de contratos mais ou menos expostos a variação de PLD, sendo os contratos derivativos uma possibilidade de saída para aliar ganhos e relação de riscos. Na análise buscou-se trazer duas formas de contratação mais utilizadas no mercado, contrato a preço fixo e compra no mercado *spot* ao PLD, realizando uma análise do nível de proteção ao risco que implica a contratação a preço fixo.

Mostrou-se então algumas ferramentas de análise de risco, sendo utilizadas para o estudo a Teoria de Markowitz e suas formulações matemáticas e o estudo de Análise Envoltória de Dados - DEA com análise da fronteira eficiente.

Consumidores com perfil avesso ao risco buscam a mitigação de exposições financeiras, mesmo que tal fato implique em um aumento do custo global de aquisição de energia. Esse fato fica claro no modelo analisado pois, conforme os resultados obtidos, para menores percentuais de compra a PLD resultam em uma carteira mais segura (menor risco), apesar do menor retorno.

Já os consumidores de perfil com maior apetite ao risco buscam celebrar operações de compra com a expectativa de maior redução no custo global de aquisição, mesmo que sob a possibilidade de ocorrência de exposições elevadas que possam levar a custos maiores do que aqueles auferidos em condição de aversão ao risco. Esse fato se confirma na análise simulada com dados reais, pois com carteira de investimento com maior exposição ao PLD resultam em maiores riscos, porém com maiores retornos.

Sendo assim, é possível concluir que esses dois tipos de perfis de risco se diferenciam

em relação à sua estratégia de contratação. Entretanto, aqui é possível observar, que segundo a análise realizada por média-variância de Markowitz, em níveis de contratação majoritariamente a preço fixo ocorre também exposição ao risco, sendo aconselhado para perfis avesso ao risco a variação da carteira de investimentos com os dois ativos.

Por fim, o trabalho vem cumprir seus objetivos, mostrando com um estudo de caso, que traz dados reais de mercado (projeções de preço de PLD e projeções de preço de contratos de preço fixo), a ilustração das teorias estudadas no referencial teórico.

Referências

- ARCE, P. E. B. *Aplicação da Teoria do Portfólio para Otimização de Carteiras de Contratos de Energia Elétrica e Gestão de Riscos*. São Carlos: [s.n.], 2015. 99 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 49.
- ARFUX, G. A. B. *Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz*. Florianópolis: [s.n.], 2004. 104 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Citado 9 vezes nas páginas 7, 16, 21, 22, 23, 41, 42, 43 e 44.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS COMERCIALIZADORES DE ENERGIA. *Condições Gerais ABRACEEL para Contratação de Compra e Venda de Energia Elétrica*. São Paulo, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 35.
- CAMARGO, L. A. S. *Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno*. São Paulo: [s.n.], 2015. 223 p. Tese (Doutorado) - Universidade de São Paulo, Escola Politécnica. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 35.
- CASTRO, N. J. d.; LEITE, A. L. d. S. Preço spot de eletricidade: teoria e evidências do caso brasileiro. Instituto de Energia. Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, 2010. Citado na página 25.
- COASE, R. H. The nature of the firm. *Economica*, 1937. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- COASE, R. H. The federal communications commission. *Journal of Law and Economics*, 1959. Citado na página 28.
- CORREIA, T. B. et al. Contratos de opções no mercado brasileiro de energia elétrica. Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, 2003. Citado 5 vezes nas páginas 26, 28, 29, 40 e 41.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA. *Apresentação InfoPLD Outubro 2017*. São Paulo, 2017. Citado na página 61.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST*. São Paulo, 2012. Citado na página 37.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Regras de Comercialização - Garantia Física*. São Paulo, 2016. Citado na página 20.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *InfoMercado*. São Paulo, 2017. Citado na página 18.
- CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Regras de Comercialização - Mecanismo de Realocação de Energia*. São Paulo, 2017. Citado na página 20.

- 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*. Florianópolis: [s.n.], 2014. 134 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Citado na página 17.
- FAGUNDES, J. Economia institucional: Custos de transação e impactos sobre política de defesa da concorrência. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009. Citado na página 27.
- FIANNI, R. *Teoria dos Custos de Transação*. Rio de Janeiro: Campus, 2002. In: David Kupfer, Lia Hasenclever. (Org). *Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil*. Citado na página 30.
- GOMES, G. J. *Relações contratuais de comercialização na regulação jurídica do mercado brasileiro de energia elétrica*. Curitiba: [s.n.], 2013. 295 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Paraná. Citado 3 vezes nas páginas 36, 37 e 38.
- GOMES, O. *Contratos*. 26. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2007. Citado na página 32.
- GUNN, L. K. *Modelo de portfólio para comercialização de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos: otimização simultânea de benefício e risco*. Campinas: [s.n.], 2012. 112 p. Tese (Doutorado) - Universidade de Campinas. Citado 3 vezes nas páginas 39, 40 e 41.
- ILHA, V. T. *A teoria dos custos de transação e o modelo de comercialização de energia elétrica após as reformas do setor elétrico*. 2010. 63 p. Trabalho de Conclusão de Curso em Ciências Econômicas - Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 28.
- JORION, P. *Value at Risk: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado*. São Paulo: BMF, 1998. Citado 4 vezes nas páginas 7, 51, 52 e 53.
- JUNIOR, P. R.; PAMPLONA, E. de O.; SOLOMON, F. L. R. Otimização de carteiras: Markowitz associado à análise envoltória de dados. *IN: Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional*, Natal, 2013. Citado na página 50.
- MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. *Journal of finance*, 1952. Citado na página 47.
- MAYO, R. *Derivativos de Eletricidade e Gerenciamento de Risco*. Rio de Janeiro: Synergia, 2009. Citado na página 45.
- NERY, E. *Mercados e regulação de energia elétrica*. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2012. Citado 6 vezes nas páginas 16, 17, 18, 21, 22 e 23.
- OLIVEIRA, A. Reforma do setor elétrico. que podemos aprender com a experiência alheia? Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Grupo Energia, 1997. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 43.
- PIMENTEL, R. F. Gestão, estratégia e considerações sobre a nova teoria da firma. Departamento de Engenharia de Produção — Universidade Federal Fluminense, 2004. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

- QUEIROZ, A. K. *Sistema de suporte às estratégias de comercialização de energia elétrica*. Florianópolis: [s.n.], 2010. 107 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Citado 5 vezes nas páginas 19, 22, 24, 25 e 50.
- RIBEIRO, L. H. M. *Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre - ACL*. São Paulo: [s.n.], 2015. 202 p. Dissertação (Mestrado) - Universidade de São Paulo, Escola Politécnica. Citado 8 vezes nas páginas 18, 34, 35, 36, 41, 46, 47 e 54.
- ROCHA, J. E. N. D. *Sistema inteligente de diagnósticos energéticos e de análise de investimentos em projetos de eficiência energética gerenciados pelo lado da demanda*. Rio de Janeiro: [s.n.], 2013. 261 p. Tese (Doutorado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Citado 3 vezes nas páginas 7, 53 e 54.
- SILVA, E. L. *Formação de preços em mercados de energia elétrica*. [S.l.]: Sagra, 2001. Citado 3 vezes nas páginas 16, 21 e 22.
- SILVEIRA, F. S. V. *Modelo Integrado para Avaliação de Projetos de Investimento no Setor Elétrico*. Florianópolis: [s.n.], 2001. 180 p. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 49.
- TAKAHASHI, L.; CORREIA, P. B. Precificação de contrato de energia elétrica: Modelo de programação dinâmica estocástica. *IN: XXXIX SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional e do ICORD VI - International Conference on Operational Research for Development*, 2007. Citado 3 vezes nas páginas 7, 39 e 40.
- TOLMASQUIM, M. T. *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia, 2011. Citado na página 36.
- WILLIAMSON, O. E. *The Economic Institutions of Capitalism*. New York: The Free Press, 1985. Citado 3 vezes nas páginas 27, 28 e 29.
- WILLIAMSON, O. E. *The Mechanisms of Governance and Management*. Oxford, 1996. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 29.
- ZYLBERSZTAJN, D. *Direito e economia*. Rio de Janeiro: Elsevier, 2005. Citado na página 30.