



Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

PREVISÃO DE PREÇOS FUTUROS DE ENERGIA ELÉTRICA NO AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE – UMA ABORDAGEM DE EQUILÍBRIO DE MERCADO SOB INCERTEZAS

Mateus Alves Cavaliere

Projeto de Graduação apresentado ao
Curso de Engenharia Elétrica da Escola
Politécnica, Universidade Federal do Rio
de Janeiro, como parte dos requisitos
necessários à obtenção do título de
Engenheiro.

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão
Sergio Granville

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2017

**Previsão de Preços Futuros de Energia Elétrica no Ambiente de
Contratação Livre – uma Abordagem de Equilíbrio de Mercado Sob
Incertezas**

Mateus Alves Cavaliere

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA

Examinada por:

Professor Djalma Falcão Mosqueira, PhD

Dr. Sergio Granville, D.Sc

Professora Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

Fevereiro de 2017

Alves Cavaliere, Mateus

Previsão de preços futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre – uma abordagem de equilíbrio de mercado sob incertezas / Mateus Alves Cavaliere – Rio de Janeiro: UFRJ/ ESCOLA POLITÉCNICA, 2017.

V, 62 p.: il.; 29,7 cm

Orientadores: Djalma Mosqueira Falcão, Sergio Granville

Projeto de Graduação – UFRJ/POLI/ Curso de Engenharia Elétrica, 2017

Referências Bibliográficas: p. 61-62

1.Previsão de Preços Futuros de Energia Elétrica na Contratação Livre. 2. Curva Forward. 3. Equilíbrio de mercado sob incertezas 4. Exemplos e Estudos de Caso. I. Falcão Mosqueira, Djalma *et al* Granville, Sergio. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, UFRJ, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título

Agradecimentos

Meus agradecimentos vão, primeiramente, a mulher que faz isso tudo acontecer todos os dias, a pessoa que mais admiro em toda minha vida e na qual me espelho profundamente, Maria Lucia Alves. Agradeço muito também ao meu pai Eduardo Cavaliere que sempre buscou me incentivar e mostrar o caminho correto a ser trilhado. A minha irmã, Julia Alves Cavaliere, me faltam palavras para agradecer.

Gostaria de agradecer muito a minha fiel companheira, Isabella Dannemann, que esteve comigo nos momentos mais desafiadores da minha vida e sem a qual não imagino mais viver.

Aos meus grandes amigos Matheus Lopes e Daniel Erbesfeld, onde sempre encontro conforto e sábias palavras nos momentos mais difíceis e uma excelente companhia nos momentos de celebração.

Aos meus companheiros de faculdade que tornaram minha passagem por ela um momento inesquecível da minha vida.

Aos meus companheiros de trabalho na PSR, especialmente a Paula Valenzuela e ao Rodrigo Gelli por todos os ensinamentos diários, e ao Sergio Granville e ao Gerson Couto por todo apoio durante a realização desse trabalho.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenharia Eletricista

Previsão de preços futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre – uma abordagem de equilíbrio de mercado sob incertezas

Mateus Alves Cavaliere

02/2017

Orientador: Djalma Mosqueira Falcão

Co-orientador: Sergio Granville

Curso: Engenharia Elétrica

O presente trabalho apresenta uma metodologia baseada em equilíbrio de mercado para previsão de preços futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre para contratos com duração de um e três anos. Nesta abordagem, os geradores fazem suas ofertas de níveis de contratação de acordo com os preços de mercado (curva de oferta de contratação) e as cargas, por sua vez, estipulam seus níveis de contratação para cada preço de mercado (curva de demanda por contratação), no encontro das curvas se obtém o preço de equilíbrio no mercado de contratos.

A metodologia se baseia em otimização bi-nível, uma vez que existem duas variáveis a serem otimizadas (preço e quantidade), com restrições de equilíbrio onde a incerteza dos preços no mercado de curto prazo é representada por cenários. A medida de risco para geradores e cargas é uma combinação convexa, isto é, uma média ponderada pelo nível de aversão ao risco do valor esperado da distribuição da despesa, no caso da carga, e da receita, no caso do gerador, e do valor esperado dentro de um intervalo que representa os piores cenários para o agente, dado um nível de confiança, também conhecido como *CVaR*.

Palavras-chave: Curva Forward, Preços Futuros de Energia, Contratação Livre, Otimização Sob Incertezas

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

Forecast of Electric Power Prices in Free Market Environment - an
approach of market equilibrium under uncertainties

Mateus Alves Cavaliere

02/2017

Advisor: Djalma Mosqueira Falcão

Co-advisor: Sergio Granville

Course: Electrical Engineering

The present work presents a methodology based on market equilibrium to predict future electricity prices in the environment of free market for contracts with duration of one and three years. In this approach, generators offer their contracting levels according to market prices (contracting supply curve) and the loads, in turn, stipulate their contracting levels for each market price (contracting demand curve), in the meeting point of the curves the equilibrium price is obtained in the contract market.

The methodology is based on bi-level optimization with equilibrium constraints where scenarios represent the uncertainty of short-term market prices. The risk measure for generators and loads is a weighted average of expected value and the expected value within a confidence interval (known as Conditional Value at Risk), of revenue and expenditure, reflecting their degrees of risk aversion.

Keywords: Forward Curve, Energy Future Price, Free Market Environment, Optimization under uncertainties

SUMÁRIO

Índice de Figuras	i
Índice de Tabelas	iii
Lista de Siglas.....	iv
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Estrutura do trabalho.....	3
2 ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	4
2.1 Breve histórico do setor elétrico brasileiro	4
2.2 Operação do sistema elétrico brasileiro	5
2.2.1 Planejamento da operação no Brasil.....	5
2.2.2 Custo Marginal de Operação	7
2.3 Segurança de suprimento	8
2.3.1 Garantia física.....	9
2.4 Fator de produção das hidrelétricas	10
2.5 Compra e venda de energia no spot.....	11
2.5.1 Preço de Liquidação de Diferenças	12
3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO	14
3.1 Ambiente de Contratação Regulado	15
3.1.1 Tarifa de Fornecimento de Energia	15
3.1.2 Características dos consumidores regulados	16
3.2 Ambiente de Contratação Livre.....	17
3.2.1 Características dos consumidores livres	17
3.2.2 Contratos negociados no ACL.....	18
3.3 Migração entre os ambientes de contratação	20
4 CONTRATOS NO MERCADO LIVRE CONVENCIONAL	22
4.1 Mecanismo de contratos de suprimento	22
4.2 Formação de preço dos contratos	23
4.2.1 Disposição a vender do gerador.....	23
4.2.2 Disposição a comprar do consumidor.....	24
4.2.3 Faixa de negociação.....	25
4.3 Perfil de aversão ao risco dos agentes	25
4.3.1 Medidas de Risco.....	26
4.3.2 Representação da aversão ao risco	28
5 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O EQUILÍBRIO DE PREÇOS NA CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE GERADORES E CARGAS NO ACL	30
5.1 Contratos com duração de um ano.....	30
5.1.1 Descrição do problema	30
5.1.2 Problema de otimização.....	32
5.2 Contratos com duração de três anos	34
5.2.1 Descrição do problema	34
5.2.2 Problema de otimização.....	34
5.3 Representação linear do CVaR.....	36
5.4 Tratamento da não linearidade no produto preço e quantidade de um agente.....	37

5.5	Problema de otimização conjunta dos geradores e das cargas.....	38
5.5.1	Leilão de um ano	39
5.5.2	Leilão de três anos	40
5.6	Algoritmo de solução.....	41
6	ESTUDO DE CASO.....	43
6.1	Sensibilidade na oferta de energia	43
6.2	Sensibilidade no nível de aversão a risco do agente gerador.....	45
6.2.1	Resultados para sistema com garantia física igual a demanda.	45
6.2.2	Resultados para sistema com garantia física 50% maior que a demanda.....	47
6.3	Sensibilidade com relação a contratos previamente negociados pelos geradores	50
6.3.1	Sensibilidade com relação ao montante de energia previamente negociados em contratos pelos geradores.....	50
6.3.2	Sensibilidade com relação ao preço da energia previamente negociada em contratos pelos geradores.....	52
6.4	Sensibilidade na composição do portfólio de agentes geradores.....	54
6.5	Caso Brasil.....	56
6.5.1	Resultados para contratos com duração de 1 ano	57
6.5.2	Resultados para contratos com duração de três anos.....	58
7	CONCLUSÕES	60
8	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	61

Índice de Figuras

Figura 1: Histórico dos preços spot no mercado de energia do Brasil. Fonte: PSR 2016	1
Figura 2 – Ilustração do custo de oportunidade do processo de despacho hidrotérmico. Fonte: PSR (2016)	6
Figura 3 – Esquema das formas de contratação nos dois Ambientes de Contratação. Fonte: CCEE	14
Figura 4 – Composição da tarifa de fornecimento do mercado cativo – TE e TUST	15
Figura 5 – Esquematização do contrato por opção.....	20
Figura 6 – Curva Oferta e Demanda.....	23
Figura 7 – Influência do PLD e da Tarifa de Energia na precificação dos contratos no ACL de acordo com a duração do contrato	24
Figura 8 – Correlação entre PLD e Spread.....	25
Figura 13 – Representação gráfica do VaR	27
Figura 14 – Representação gráfica do CVaR	28
Figura 16 – Preço de equilíbrio para a sensibilidade com relação a oferta de energia no ano de 2022.....	43
Figura 17 – Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a oferta de energia .	44
Figura 18 – Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador no ano de 2019 considerando um sistema sem sobra de garantia física.....	46
Figura 19 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema sem sobra de garantia física	47
Figura 20 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador no ano de 2023 considerando um sistema com sobra de garantia física	48
Figura 21 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema com sobra de garantia física.....	49
Figura 22 - Preços de equilíbrio no ano de 2022 para a sensibilidade com relação ao montante previamente negociado pelos geradores	50
Figura 23 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao montante previamente negociado pelo gerador	52
Figura 24 - Preços de equilíbrio no ano de 2023 para a sensibilidade com relação ao preço dos contratos previamente negociado pelos geradores.....	53
Figura 25 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao preço dos contratos previamente negociado pelos geradores	54

Figura 26 - Preços de equilíbrio no ano de 2023 para a sensibilidade com relação ao nível de aversão ao risco de um dos geradores que compõe o portfólio	55
Figura 27 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao nível de aversão ao risco de um dos geradores que compõe o portfólio	56
Figura 28 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de um ano considerando o caso brasileiro	58
Figura 29 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de três anos considerando o caso brasileiro	59

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Grupos e subgrupos tarifários.....	16
Tabela 2 – Modalidades tarifárias disponíveis para cada subgrupo	16
Tabela 3 – Condições de elegibilidade de consumidores como “Consumidor Livre” ...	17
Tabela 4 – Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a oferta de energia... 44	
Tabela 5 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema sem sobra de garantia física	47
Tabela 6 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema com sobra de garantia física.....	49
Tabela 7 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao montante previamente negociado pelo gerador.....	51
Tabela 8 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao preço dos contratos previamente negociado pelos geradores	54
Tabela 9 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao nível de aversão ao risco de um dos geradores que compõe o portfólio	56
Tabela 10 – Balanço de garantia física e carga do mercado livre brasileiro	56
Tabela 11 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de um ano considerando o caso brasileiro	57
Tabela 12 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de três anos considerando o caso brasileiro	58

Lista de Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CVaR	Conditional Value at Risk
CVU	Custo Variável Unitário
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GSF	Generating Scale Factor
MCP	Mercado de Curto Prazo
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PDDE	Programação Dinâmica Dual Estocástica
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
VaR	Value at Risk

1 INTRODUÇÃO

Um dos maiores desafios encontrados por agentes do mercado de energia elétrica no Brasil é definir sua estratégia de contratação de maneira a maximizar seu lucro, isto é, os geradores visam a maximização da sua receita, enquanto a carga busca minimizar suas despesas. Esse desafio torna-se ainda maior por conta dos ruídos de mercado, influenciados por três fatores preponderantes: conjuntura econômica do país; momento energético do sistema; e a incerteza na formação do preço de negociação de energia no mercado de curto prazo.

A incerteza dos agentes com relação à formação de preço no mercado spot de energia se dá, em grande parte, por conta da composição da matriz energética brasileira, composta majoritariamente por usinas hidráulicas. Sendo assim, o fator imprevisibilidade pluviométrica pesa bastante na incerteza associada à geração por meio dessa fonte, uma vez que o principal insumo é a água proveniente das chuvas. Atualmente, algumas metodologias estatísticas, baseadas em um histórico recente de 83 anos, são utilizadas para uma previsão de aflúências e conseqüentemente para o planejamento da operação do sistema, porém, como pode ser observado na Figura 1 há uma grande volatilidade nos preços de energia no mercado spot.

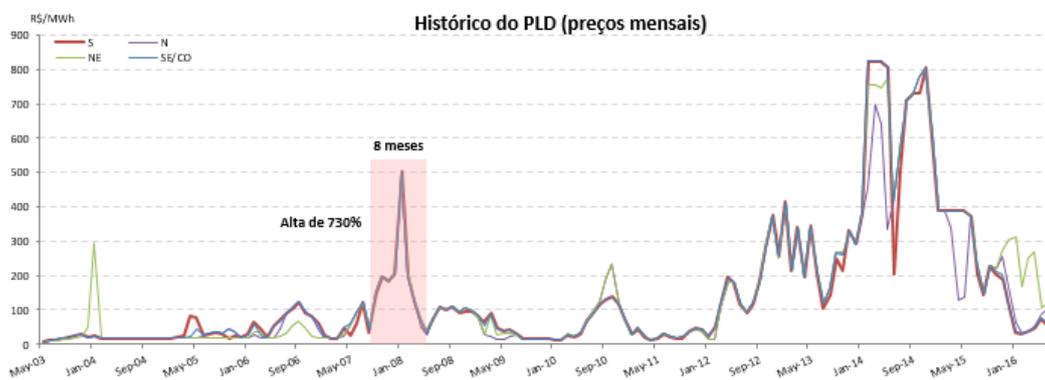


Figura 1: Histórico dos preços spot no mercado de energia do Brasil. Fonte: PSR 2016

Outro fator importante, é a conjuntura econômica do país. Nos últimos dois anos, o país atravessou uma forte crise econômica, que teve como resultado uma queda na produção em diversos setores da economia e a conseqüente diminuição no número de empregos. Estando o consumo de energia elétrica diretamente ligado à atividade econômica do país, observou-se uma queda na demanda devido a uma menor produção industrial e a uma menor renda do consumidor residencial.

Essa queda tem impacto direto nas distribuidoras de energia elétrica, uma vez que essas têm a obrigação de prever com cinco anos de antecedência a carga que deverão atender. Portanto, uma queda abrupta e inesperada, como a mencionada, resulta em uma situação de sobre contratação desses agentes, levando-os a gastos com a contratação de energia que, de acordo com a regulamentação, não poderão ser repassados ao consumidor, criando déficits financeiros para essas distribuidoras.

Ao mesmo tempo, observa-se que o atual governo tem promovido diversas mudanças no setor, visando restabelecer principalmente a situação das distribuidoras, por meio de um conjunto de medidas provisórias e decretos na tentativa de diminuir a sobre contratação que as mesmas vivem atualmente, mencionada no parágrafo anterior, por meio da transferência de oferta do mercado cativo, composto por essas distribuidoras, para o mercado livre, composto por grandes consumidores capazes de negociar energia diretamente com os geradores. Aliado a isso, tem-se a contratação de energia a preços elevados no histórico recente devido à crise de suprimento vivenciada pelo Brasil em 2001, podendo o país se ver nos próximos anos em uma situação de tarifas de energia elevadas no mercado cativo convivendo com preços de energia no mercado de curto prazo baixos decorrentes do excesso de oferta resultante da conjuntura econômica ainda em recuperação.

Neste contexto, surge a dúvida sobre qual o nível de preços justo no mercado livre, uma vez que a tarifa de energia e o preço do mercado spot são custos de oportunidade distintos para o consumidor e para o gerador, respectivamente.

Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma metodologia, baseada em equilíbrio de mercado, para previsão de preços futuros de energia elétrica no ambiente de contratação livre. Os geradores fazem suas ofertas de níveis de contratação de acordo com os preços de mercado (curva de oferta de contratação) e as cargas, por sua vez, estipulam seus níveis de contratação para cada preço de mercado (curva de demanda por contratação). No encontro das curvas de oferta e demanda se obtém o preço de equilíbrio no mercado de contratos.

A curva de oferta de contratação dos geradores é obtida a partir da maximização de suas expectativas de receita proveniente dos contratos firmados no mercado livre e da energia vendida no mercado do curto prazo, enquanto a curva de contratação da demanda é obtida da minimização de suas expectativas de despesas com contratos firmados no mercado livre e com a compra de energia no mercado de curto prazo.

A metodologia supracitada se baseia em otimização bi-nível, uma vez que existem duas variáveis a serem otimizadas (preço e quantidade), com restrições de equilíbrio onde a incerteza dos preços no mercado de curto prazo é representada por cenários. A medida de risco para geradores e cargas é uma combinação convexa, isto é, uma média ponderada pelo nível de aversão ao risco do valor esperado da distribuição da despesa, no caso da carga, e da receita, no caso do gerador, e do valor esperado dentro de um intervalo que representa os piores cenários para o agente, dado um nível de confiança, também conhecido como *CVaR*.

Tal metodologia será aplicada para previsão de preços de contratos com duração de um e três anos no ambiente de contratação livre no Brasil. No caso específico do Brasil, as cargas têm ainda o recurso de retornar para o mercado cativo em um prazo de cinco anos, conforme disposto no Decreto n. 5.163 [6], fazendo com que a tarifa de energia seja um custo de oportunidade natural para o cliente livre.

1.1 Estrutura do trabalho

No capítulo 2, são discutidos alguns aspectos importantes para a contextualização do trabalho, como a operação do sistema elétrico, a formação de preço spot, as regras de segurança de suprimento e o fator de produção das hidrelétricas. No capítulo 3 são explorados os ambientes de contratação existentes hoje no Brasil. No capítulo 4, a formação do preço no mercado livre é abordada. No capítulo 5 explora-se a metodologia proposta para determinação de um preço de equilíbrio no mercado livre brasileiro. No capítulo 6, é feito um estudo de caso e os resultados obtidos são apresentados e discutidos. No capítulo 7 são apresentadas as conclusões deste trabalho, além de trazer propostas de trabalhos futuros.

2 ASPECTOS REGULATÓRIOS

2.1 Breve histórico do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro atualmente é uma das principais referências no mundo por diversos motivos, mas principalmente pela capacidade de lidar com a complexidade de planejamento por conta das dimensões e das características da matriz energética composta por um mix de hidrelétricas localizadas em diversas bacias hidrográficas com diferentes características climáticas, fontes altamente intermitentes e sazonais, como a eólica e a biomassa, e termelétricas com diferentes tipos de tecnologia e combustíveis. Todavia, o sucesso do modelo vigente de mercado, composto por empresas estatais e privadas em todos os segmentos (distribuição, geração e transmissão), deve-se principalmente à forte regulação e aos agentes reguladores que regem o mercado.

Durante muito tempo o setor elétrico foi composto em sua maioria por empresas estatais. Entretanto, a necessidade de uma expansão e melhorias da rede elétrica, aliada ao momento de grandes investimentos estrangeiros no país levou a abertura do setor para o capital privado, culminando na primeira grande reforma do setor (1995 – 1998).

Ao mesmo tempo, sentia-se a necessidade de órgãos que auxiliassem o mercado que estava surgindo. Com isso, durante essa primeira grande reforma, houve ainda a criação dos agentes considerados fundamentais para a estruturação do mercado: um agente responsável pela regulação do setor (Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL); um órgão responsável tecnicamente pelo sistema elétrico, desde o planejamento até a operação em tempo real, o Operador Nacional do Sistema (ONS); e um órgão responsável pelas operações comerciais do mercado, como a liquidação da energia no mercado de curto prazo e o registro dos contratos, o Mercado Atacadista de Energia (MAE). Esse último foi substituído em 2004 pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), atual responsável pelas contabilizações do mercado de energia elétrica no Brasil.

Após a crise energética vivida pelo país em 2001, situação que levou ao racionamento de energia elétrica, agentes do setor se reuniram para uma nova reforma. Depois de três anos, chegou-se enfim a um modelo de mercado que visava um melhor planejamento do setor. Essa “nova” grande reforma, que se tornou um marco no setor elétrico, buscava uma mudança na estratégia de contratação de energia, afim de garantir uma maior segurança de suprimento. Para isso, estimulou-se a celebração de contratos de venda de energia de longo prazo, que seriam feitos via leilões desenhados pelo governo para atender a previsão de demanda do sistema, e que respeitariam as duas regras básicas de segurança de suprimento, detalhadas mais à frente.

Cabe ressaltar que o modelo regulatório brasileiro está em processo constante de evolução e, portanto, mudanças pontuais continuam acontecendo afim de solucionar questões conjunturais.

2.2 Operação do sistema elétrico brasileiro

Como mencionado anteriormente, no Brasil existe um único órgão, o ONS, responsável pela coordenação técnica do sistema elétrico. Uma das atividades desenvolvidas por ele é o planejamento do despacho das usinas disponíveis no sistema, isto é, determinar as usinas que irão operar para atender a previsão de demanda e ainda coordená-las em tempo real.

2.2.1 Planejamento da operação no Brasil

O sistema brasileiro, como mencionado anteriormente, é constituído por um portfólio que engloba diversas tecnologias de geração de energia elétrica, dentre elas hidrelétricas e termelétricas. O planejamento realizado pelo ONS visa, aproveitando-se dessa diversidade de fontes, utilizar esses recursos de maneira que os custos incorridos nesse processo sejam minimizados. Porém, a presença de hidrelétricas com reservatório compondo esse portfólio torna o problema do planejamento mais complicado. Isso ocorre por conta da possibilidade de armazenamento da energia (nesse caso da água) para períodos seguintes, decorrendo daí o seguinte dilema da operação em sistemas chamados hidrotérmicos.

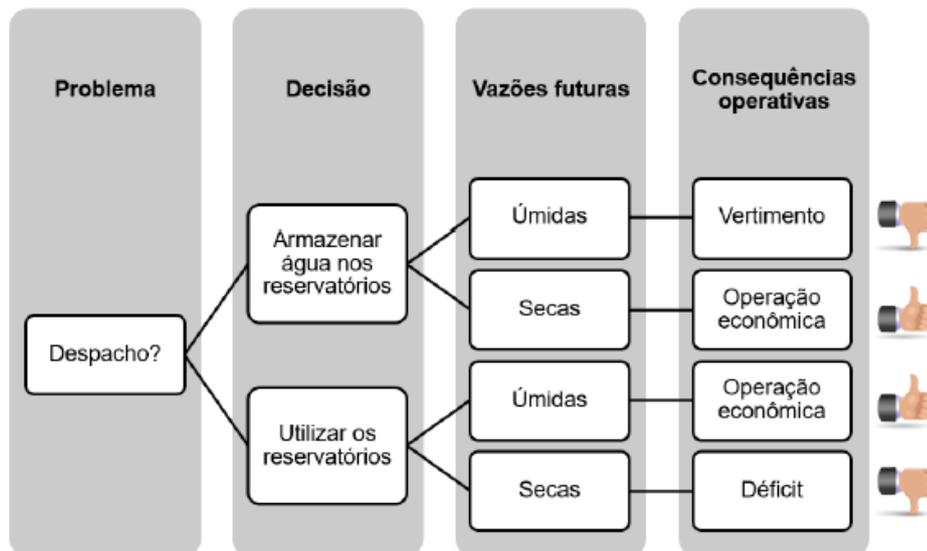


Figura 2 – Ilustração do custo de oportunidade do processo de despacho hidrotérmico. Fonte: PSR (2016)

Na figura acima observa-se que dependendo da decisão operativa do órgão responsável pelo planejamento e da realização de uma hidrologia futura, a operação do sistema hoje pode não se mostrar a mais econômica, como no caso do vertimento, em que há a utilização desnecessária de termelétricas, geralmente com custos elevados, em detrimento da utilização de uma fonte “gratuita”, que é a água.

As consequências de uma decisão operativa errada podem ser ainda mais graves, como é o caso do déficit, em que há uma perda ainda maior para toda a sociedade, uma vez que a não possibilidade de entrega de energia elétrica influencia diretamente na produção econômica do país. Portanto, para quantificar a gravidade de uma situação como a descrita, criou-se o conceito de *custo de déficit*, que representa o custo para a sociedade como um todo nos casos em que não fosse possível atender a demanda de energia.

Além disso, é nítido que a problemática da operação ótima passa a incluir um fator importante que é o acoplamento temporal introduzido pela possibilidade de estocar água, ou seja, armazenar energia. Isto é, mesmo que a utilização da água não represente um custo operativo para as usinas, ela permite o deslocamento das termelétricas em estágios posteriores, configurando assim um *custo de oportunidade*. Define-se então o conceito de *valor da água*, conceito esse que busca valorar a não utilização da água hoje para que a mesma possa ser utilizada em um estágio seguinte.

Pode-se, então, determinar que o custo associado as decisões operativas é constituído da soma de duas parcelas distintas: o custo imediato e o custo futuro.

O custo imediato é composto pelo custo de geração termelétrica no estágio atual. Portanto, quanto mais água decide-se guardar para estágios seguintes, maior será o custo imediato de operação.

Já o custo futuro é composto pelo custo da operação em estágios seguintes dada uma política operativa no estágio atual, isto é, o custo futuro tende a ser mais baixo caso haja mais água armazenada no final do estágio atual, representando assim o custo de oportunidade da água e o conseqüente deslocamento térmico.

Conclui-se assim que o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos é um problema de otimização, onde o objetivo é sempre minimizar os custos esperados de operação somados ao custo de déficit, respeitando uma política de segurança de suprimento. Entretanto, em sistemas que contam com um grande número de usinas hidrelétricas, com reservatórios, termelétricas e fontes renováveis, que em sua grande maioria são intermitentes, interligados por um grande sistema de transmissão, como ocorre no Brasil, esse problema de otimização torna-se de grande porte. Para auxiliar na solução desse grande problema de minimização de custos, foram desenvolvidos modelos de otimização estocástica baseados em PDDE (Programação Dinâmica Dual Estocástica), como proposto em [1].

2.2.2 *Custo Marginal de Operação*

Ao solucionar o problema de otimização exposto acima, o operador obtém o custo de operação do sistema. Com isso, é possível, a partir de um ordenamento de forma crescente dos custos de operação das usinas, determinar os agentes que irão operar a fim de atender a demanda prevista. O resultado desse ordenamento é chamado de *curva de ordem de mérito*. A última usina que compõe esse grupo de agente que estão operando é também conhecida como usina marginal, uma vez que, caso haja um incremento de 1 MWh na demanda ela será a responsável pelo seu atendimento.

A partir de então, surge o conceito de *custo marginal de operação*, que é definido como o custo para o sistema atender a um incremento de 1 MWh na demanda. No sistema de ordem de mérito, esse custo em tese é igual ao custo variável unitário (CVU) da usina marginal do sistema.

Caso não haja mais nenhum gerador capaz de atender a demanda, o que caracterizaria um sistema deficitário, o custo marginal de operação é definido como sendo o próprio custo de déficit.

2.3 Segurança de suprimento

Após o racionamento ocorrido em 2001, constatou-se que a combinação de um cenário desfavorável de afluições e um modelo de mercado que prezava por contratos de curto prazo não era a mais recomendadas para um país que conta com uma matriz energética como a brasileira. Portanto, um dos principais pontos de preocupação da equipe que trabalhou na reformulação do setor foi procurar criar um ambiente de mercado onde houvesse uma maior segurança no suprimento de energia.

Para que essa estabilidade fosse encontrada, criou-se uma série de mecanismos, que vão desde o planejamento da operação e da expansão até a comercialização de energia. Como resultado, obteve-se a criação da Lei nº. 10.848/2004 [5] e do Decreto presidencial nº 5.163/2004 [6], considerados a base do marco regulatório do setor elétrico brasileiro.

Dentre o conjunto de mecanismos que foram criados, destacam-se dois, chamados de *regras básicas para a segurança no suprimento*.

A primeira regra afirma que toda carga no sistema deve estar 100% coberta por um contrato de suprimento, isto é, deverá haver geração de energia para toda a carga existente no sistema. Desta forma, cria-se um acoplamento entre o consumo de energia elétrica e a sua geração, garantindo assim que toda carga nova seja atendida por uma geração nova.

A segunda regra afirma que todo contrato de energia deve estar 100% coberto por um Certificado de Energia Firme, conhecido também como lastro. Esse CEF está associado as garantias físicas das usinas, do gerador, envolvidas no contrato em questão ou comprado de terceiros, sob pena de sanções ou penalidades por parte do agente regulador caso estes sejam verificados como insuficientes. Desta forma, essa segunda regra garante que nenhuma energia pode ser vendida somente no papel, isto é, esses contratos firmados entre o consumidor e o gerador não podem ser apenas instrumentos financeiros, evitando assim a venda de mais energia do que de fato existe no sistema.

É possível observar que as duas regras são complementares e, que juntas, buscam garantir a sinalização correta para a expansão eficiente do sistema. Portanto, a fim de evitar que elas sejam descumpridas, foram criados mecanismos regulatórios de penalização para o agente com situação irregular, conforme descrito em [6].

2.3.1 *Garantia física*

A garantia física de uma usina, ou energia assegurada, de forma simplificada, está associada a quantidade de energia que ela é capaz de gerar em condições de estresse do sistema. O cálculo dessa garantia física é feito pela EPE segundo [7], baseando-se em [8]. Em suma, o procedimento adotado pela entidade é o seguinte:

- i. Determina-se a demanda energética máxima, conhecida como carga crítica, que uma dada configuração do sistema pode suprir considerando algumas diretrizes do planejamento energético (igualdade do valor esperado do custo marginal de operação e o custo marginal de expansão, e risco de déficit menor que 5%), com base em simulações utilizando configurações estáticas;
- ii. Rateio da carga crítica em blocos – oferta hidráulica total (EH) e oferta térmica de cada usina termelétrica (ET_i), em proporção ao valor esperado da renda que seria obtida pelo produto da geração pelo CMO;
- iii. Rateio da oferta hidrelétrica do SIN é feito entre as usinas hidrelétricas em proporção as suas Energias Firmes, que é a geração média de cada usina durante o período crítico, limitada pela disponibilidade de geração contínua de cada usina;
- iv. A oferta térmica mencionada já determina a garantia física do empreendimento, contudo deve-se tomar o menor valor entre sua disponibilidade de geração contínua média e o valor obtido no cálculo.

A simulação estática é realizada considerando todas as usinas e interligações constantes por um período de 5 anos. Para que seja eliminada qualquer influência das condições iniciais da simulação (como a influência das vazões passadas sobre a projeção), adicionam-se 10 anos no início do horizonte do estudo, além da inserção de 5 anos ao final para amortização da função de custo futuro¹.

¹ A interpretação do modelo ao final do horizonte é de turbinar a energia armazenada, tendo em vista que não existe *Função de Custo Futuro*. Por este motivo, os 5 anos adicionais são acrescentados de modo a manter a Função de Custo Futuro.

Segundo [9] estão previstas revisões a cada 5 anos para empreendimentos hidrelétricos, podendo a garantia física ser reduzida em até 5% em cada processo de revisão e em 10% até o fim do tempo da concessão.

2.4 Fator de produção das hidrelétricas

O despacho no Brasil, como mencionado anteriormente, é feito de forma centralizada, a fim de se obter o mínimo custo global para o sistema, dado um critério de suprimento. Portanto, as usinas hidrelétricas que estão, involuntariamente, expostas as condições hidrológicas, ficam expostas também as decisões operativas.

Nesse contexto surgiu o *Mecanismo de Realocação de Energia*, também conhecido como MRE. Esse mecanismo regulatório foi criado na tentativa de mitigar os riscos aos quais essas usinas hidrelétricas estão expostas, partindo-se do pressuposto que a produção total do sistema é muito mais estável do que a produção individual da usina. Dele participam compulsoriamente as usinas hidrelétricas (UHE's) e opcionalmente as pequenas centrais hidrelétricas (PCH's).

De maneira simplificada, o MRE funciona da seguinte forma:

- i. as garantias físicas de todas as usinas são somadas, formando um grande “gerador”, aqui chamado de bloco hidroelétrico;
- ii. em seguida, é calculado a porcentagem de participação de cada uma dessas usinas que compõem esse grande bloco.;
- iii. em cada hora a usina hidrelétrica recebe um crédito de energia. Esse crédito está associado a sua parcela de participação no bloco, ao invés da sua produção real. Então, caso uma usina tenha 5% de participação no bloco e a geração hidrelétrica total naquela hora tenha sido de 100 MWh, ela terá direito a um crédito de energia de 5 MWh.

Surge então, um conceito muito importante que é o fator de produção de energia das usinas hidrelétricas, conhecido como GSF (da expressão em inglês *Generating Scale Factor*). Esse fator é a razão da produção das usinas, participantes do MRE, e a garantia física total do bloco hidroelétrico.

$$GSF = \frac{\sum_{i=1}^{Total_Geradores_MRE} Geração_i}{\sum_{i=1}^{Total_Geradores_MRE} Garantia\ Física_i} \quad (1)$$

Portanto, o montante de crédito de energia a qual uma determinada usina hidrelétrica, participante do MRE, terá direito em um determinado momento será dado por:

$$Crédito_Energia = \frac{Garantia_Física_{usina}}{\sum_{i=1}^{Total_Geradores_MRE} Garantia_Física_i} \times \sum_{i=1}^{Total_Geradores_MRE} Geração_i \quad (2)$$

Ou ainda:

$$Crédito_Energia = GSF \times Garantia_Física_{usina} \quad (3)$$

2.5 Compra e venda de energia no spot

Uma vez determinado o despacho ótimo pelo operador, e, portanto, as usinas que irão gerar energia para atender a carga do sistema, é necessário que seja feita a devida remuneração a esses agentes. Para isso, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável técnica pelas contabilizações do setor elétrico brasileiro, realiza medições mensais na barra de saída da usina e na barra de entrada das unidades consumidoras, de maneira a obter o montante de energia gerado e consumido por cada agente nesse período de tempo. Essa energia vendida, ou comprada, pelos agentes é valorada ao chamado preço spot, também conhecido como *Preço da Liquidação das Diferenças* (PLD), conceituado mais à frente.

Portanto, a receita de um gerador no mercado spot é dada pelo produto entre a energia gerada por ele e o preço spot, como mostrado na equação 4, enquanto a despesa de uma carga no mercado spot é dada pelo produto entre a energia consumida por ela e o preço spot, conforme a equação 5.

$$Receita_{Gerador} = Geração \times PLD \quad (4)$$

$$Despesa_{Carga} = Demanda \times PLD \quad (5)$$

Vale ressaltar que nos casos em que o gerador em questão é uma usina hidrelétrica participante do MRE, a sua remuneração passa a ser em relação ao seu crédito de energia e não mais em relação a sua geração individual, conforme explanado na seção 2.4 do presente trabalho.

2.5.1 Preço de Liquidação de Diferenças

O Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) é um valor de referência utilizado para valorar os montantes de energia que são liquidados no mercado spot, conforme descrito anteriormente. A responsabilidade pela determinação desse valor é da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que realiza simulações, conforme descrito em [2], a fim de obter um valor semanal para cada submercado² e patamar³.

Para essas simulações a CCEE utilizará o mesmo conjunto de dados utilizados nos softwares de otimização utilizados pelo ONS para o planejamento da operação, com algumas pequenas alterações, descritas a seguir:

- i. A demanda considerada como um único bloco pelo ONS é separada por submercado pela CCEE;
- ii. A CCEE desconsidera qualquer geração por motivo de restrição de origem elétrica, isto é, qualquer despacho que seja efetuado para atendimento de uma carga devido a incapacidade de escoamento de energia dentro de um mesmo subsistema será desconsiderado. Desta forma toda, garante-se que toda a energia comercializada dentro de um submercado está igualmente disponível para todos os consumidores.

Após feitas as alterações nos dados, descritas acima, a CCEE utilizará o NEWAVE⁴ para obter a função de custo futuro para o primeiro mês do horizonte de estudo. Esse resultado servirá como dado de entrada para o modelo de curto prazo (DECOMP) que será utilizado para determinar o custo marginal de operação para cada subsistema. O PLD para cada subsistema será então determinado conforme a seguinte equação:

$$PLD_{s,r,w} = \min(\max(CMO_{s,r,w}, PLD_{min_{ano}}), PLD_{max_{ano}}) \quad (6)$$

² Os submercados aqui citados são diferentes das regiões geográficas. Esses são submercados elétricos e foram estabelecidos pela Lei nº. 9.648/1998 como sendo Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

³ Os patamares são blocos horários, que agregam os diferentes momentos em que há uma demanda semelhante de energia elétrica do sistema. Esses patamares são classificados como sendo de carga pesada, média e leve.

⁴ O NEWAVE é um software que se utiliza de técnicas otimização estocástica e é utilizado pelo ONS e outros agentes para solucionar o problema do despacho ótimo de energia no Brasil no médio prazo.

Sendo:

$PLD_{s,r,w}$ o Preço de Liquidação das Diferenças para o subsistema “s”, patamar de carga “r” e semana “w”.

$CMO_{s,r,w}$ o Custo Marginal de Operação para o subsistema “s”, patamar de carga “r” e semana “w”.

O PLD apresenta um valor máximo, chamado de teto, e um valor mínimo, chamado de piso. De acordo com [3] esses valores seguem as seguintes regras:

- PLD_{max} – será calculado pela ANEEL no mês de dezembro de cada ano como sendo o CVU mais elevado de uma usina termelétrica, em operação comercial, a gás natural, e que tenha contrato firmado no ambiente de contratação regulado (ACR). Esse valor valerá entre a primeira e a última semana operativa do ano subsequente.
- PLD_{min} – será calculado pela ANEEL no mês de dezembro de cada ano como sendo o valor mínimo entre: a Receita Anual de Geração (RAG) das usinas em regime de cotas adicionado uma expectativa de Compensação Financeira pelo Uso dos Recursos Hídricos (CFURH); e as estimativas dos custos de geração da usina de Itaipu Binacional para o ano seguinte.

Conforme descrito em [4], a usina que determinará o valor máximo do PLD no ano de 2017 será a UTE Mário Lago, e, portanto, esse valor será fixado em 533,82 R\$/MWh. Já o valor mínimo do PLD para esse mesmo ano ficou fixado em 33,68 R\$/MWh.

3 AMBIENTES DE CONTRATAÇÃO

O setor elétrico brasileiro possui dois ambientes de contratação onde se inserem todos os agentes: o Ambiente de Contratação Livre (ACL), composto por consumidores livres, comercializadoras e autoprodutores, e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), composto pelas distribuidoras e permissionárias de energia elétrica.

A diferença básica entre esses dois ambientes está na forma de contratação de energia. Enquanto no ACL os contratos são firmados entre gerador e consumidor, via contratos bilaterais, no ACR esses contratos são obtidos por meio de leilões organizados pelo governo federal, como ilustrado a seguir.

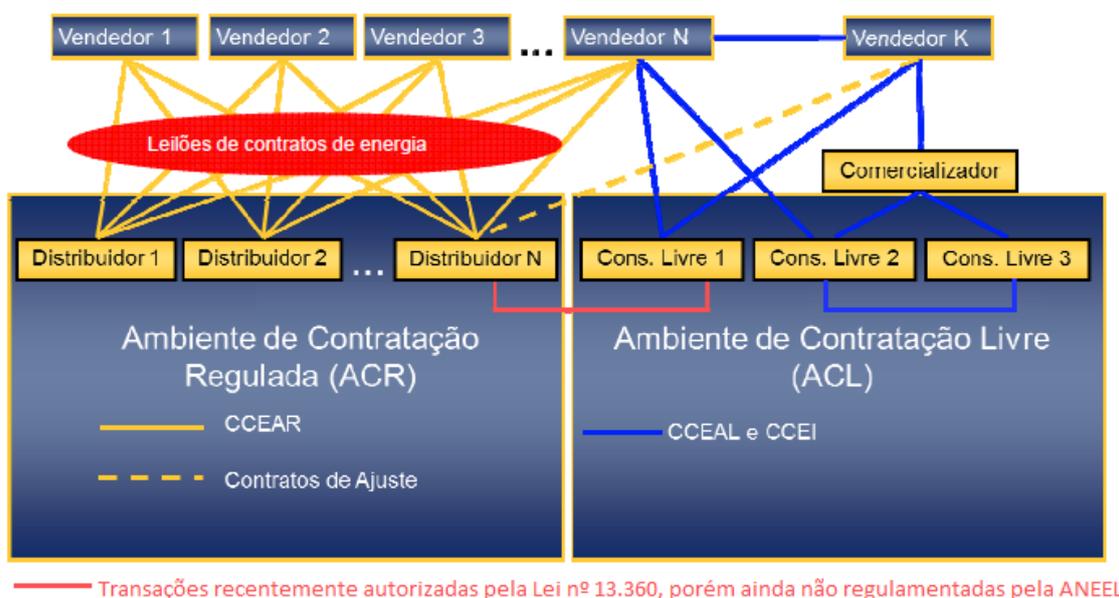


Figura 3 – Esquema das formas de contratação nos dois Ambientes de Contratação. Fonte: CCEE

Entretanto, é possível que haja uma diferença entre o montante de energia vendido/comprado em contratos e o montante de fato gerado/consumido pelos agentes. Nesse sentido, surge a figura do *Mercado de Curto Prazo*, que, apesar de ser um local de compra e venda de energia, não é considerado um ambiente de contratação. Nele, essas diferenças podem ser compensadas por meio da compra/venda de energia ao preço spot.

A seguir serão detalhadas as principais características dos dois ambientes de contratação supracitados.

3.1 Ambiente de Contratação Regulado

Esse ambiente, como o próprio nome sugere, é composto por consumidores regulados, também conhecidos como consumidores cativos. Esses consumidores são atendidos pelas concessionárias ou permissionárias de distribuição, ficando assim submetidos ao preço de energia cobrado pela distribuidora, detalhado a seguir.

3.1.1 Tarifa de Fornecimento de Energia

As tarifas de fornecimento de energia do mercado cativo são calculadas, anualmente, e homologadas pela ANEEL. Esse cálculo é feito baseando-se nos custos incorridos pelas distribuidoras para atender os seus consumidores, que podem ser divididos em dois grandes grupos:

- i. Tarifa de Energia (TE): essa parcela compreende basicamente os custos associados a energia comercializada pela distribuidora, ou seja, custos com compra de energia (via leilões, cotas de garantia física, antigos contratos bilaterais, Itaipu e Angra I e II), geração própria, encargos energéticos (ESS e EER), entre outros;
- ii. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD): essa outra parcela compreende os custos associados ao transporte da energia, como transporte da Rede Básica, encargos setoriais (PROINFA, CDE, entre outros), perdas e remuneração e depreciação dos ativos de distribuição.

A ilustração abaixo auxilia na melhor compreensão dessa divisão de parcelas da tarifa de fornecimento.

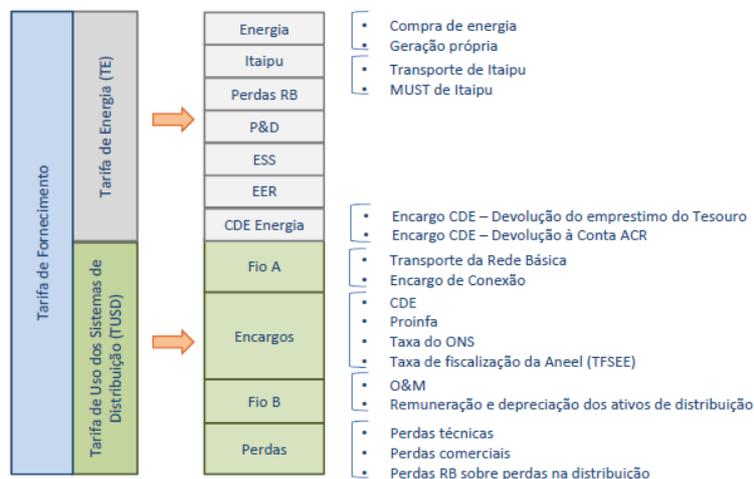


Figura 4 – Composição da tarifa de fornecimento do mercado cativo – TE e TUST

3.1.2 Características dos consumidores regulados

Os consumidores regulados, apesar de ser todos supridos por uma distribuidora, são subdivididos de acordo com as suas características elétricas e energéticas, para que assim possam ser tarifados de maneira diferenciada. Essa diferenciação ocorre de maneira a enquadrar esses consumidores de acordo com a sua tensão de fornecimento e de acordo com o seu perfil de consumo diário, conforme descrito a seguir.

- i. Grupos Tarifários: os consumidores são divididos de acordo com a sua tensão de fornecimento, conforme a Tabela 1. Isto é feito para que o consumidor com nível de tensão mais elevado não seja cobrado da mesma forma que um consumidor com nível de tensão mais baixa, uma vez que ele utilizará menos: (i) os equipamentos elétricos de transformação de tensão da distribuidora; e (ii) o sistema de distribuição em menor tensão, ou seja, representará menos perdas na distribuição para a distribuidora.

Tabela 1 - Grupos e subgrupos tarifários

Grupo	Subgrupo	Nível de Tensão
A	A1	≥ 230 kV
	A2	≥ 88 kV e ≤ 138 kV
	A3	≥ 69 kV e ≤ 88 kV
	A4	≥ 2.3 kV e ≤ 44 kV
B	B1 (Residencial)	≤ 2.3 kV

- ii. Modalidades Tarifárias: essa modalidade é um mecanismo de tarifação que leva em conta a demanda e o consumo de energia do consumidor. Isso é feito para que a distribuidora possa ser remunerada de forma a cobrir seus gastos com possíveis reforços necessários na rede de distribuição e com a compra de energia para suprir esses consumidores. A Tabela 2 mostra as possibilidades de modalidades tarifárias para os subgrupos tarifários mostrados na Tabela 1.

Tabela 2 – Modalidades tarifárias disponíveis para cada subgrupo

Modalidade Tarifária	Subgrupos	
	Obrigatório	Opcional
Azul	A1, A2 e A3	A4
Verde	-	A4
Convencional	B1*	A4**
Branca		B1

* sob a forma monômnia

** demanda contratada < 300 kW, sob a forma binômnia

3.2 Ambiente de Contratação Livre

O Ambiente de Contratação Livre (ACL), também conhecido como *Mercado Livre*, é um ambiente onde os chamados consumidores livres ou desregulados e comercializadoras celebram contratos bilaterais de compra de energia com os geradores.

Entretanto, ao realizar essa negociação, esses consumidores estão adquirindo apenas a energia, necessitando ainda pagar pelo transporte dela. Portanto, essa unidade consumidora deverá pagar pelo “uso do fio”, que deverá ser feito à: (i) concessionária de distribuição local, caso esse consumidor esteja conectado na rede de distribuição da concessionária; (ii) transmissora, caso esse consumidor esteja conectado diretamente a Rede Básica de transmissão.

Dessa forma, observa-se que o mercado livre é uma alternativa interessante para o consumidor uma vez que ele: (i) pode escolher o seu provedor de energia, evitando assim as tarifas de fornecimento do mercado regulado; (ii) pode flexibilizar as condições de suprimento junto ao gerador, por meio de produtos diferenciados; (iii) possui maior controle sobre a sua gerência de risco.

Em contrapartida, esse ambiente apresenta alguns aspectos negativos como: (i) assimetria de informações existente no mercado e risco de preços, uma vez que os contratos bilaterais são confidenciais; (ii) alta complexidade das regras e dos custos de transação.

3.2.1 Características dos consumidores livres

Os consumidores considerados elegíveis para se tornarem *Consumidores Livres Convencionais* devem obedecer aos dispostos da Seção III da Lei nº 9.074/95 [10]. A Tabela 3 resume as condições necessárias para elegibilidade.

Tabela 3 – Condições de elegibilidade de consumidores como “Consumidor Livre”⁵

Tipo de Consumidor	Data de ligação do consumidor	Tensão de Fornecimento	Demanda contratada
Livre	Até 08/07/1995	69 kV	≥ 3 MW
Convencional	Após 08/07/1995	Qualquer uma	≥ 3 MW

⁵ De acordo com a Lei n. 13.360 os consumidores ligados antes de 08/07/1995 poderão, a partir de janeiro de 2019, serem classificados como consumidores livres convencionais.

Além das unidades que se encaixam nas condições da tabela acima, consumidores com demanda contratada acima de 500 kW e tensão de fornecimento acima de 2.3 kV podem optar pelo *Mercado Livre Incentivado*. Esse “*subambiente*” foi criado com o intuito de possibilitar que consumidores menores pudessem optar pelo mercado livre, bem como para incentivar a inserção de fontes de energia renováveis não convencionais (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas, usinas solares e usinas térmicas a biomassa) nesse ambiente de livre negociação por meio de descontos na tarifa de transmissão.

3.2.2 *Contratos negociados no ACL*

Como mencionado anteriormente, os contratos firmados no mercado livre, por serem bilaterais e celebrados junto ao gerador, apresentam como um dos benefícios a possibilidade de flexibilização. Com isso, forma-se uma gama de possibilidades de tipos de contratos geralmente praticados nesse ambiente, discriminados abaixo.

3.2.2.1 *Contratos tradicionais*

Esse tipo de contrato é o mais praticado no mercado e se assemelha aos contratos por quantidade fixados no ACR. Nele são definidas condições como:

- i. montante de energia comercializado e sua precificação - ambos são determinados *ex-ante*;
- ii. duração – esses contratos costumam apresentar duração de um mês até cinco anos;
- iii. modulação, flexibilidades mensais e sazonalização.

Do ponto de vista do consumidor, esse tipo de contrato é interessante porque apresenta menor risco de preço e quantidade, uma vez que esses valores já estão fixados.

Do ponto de vista do gerador, esse é um contrato com um certo grau de risco, uma vez que há uma incerteza associada à sua geração. Caso ele não consiga honrar com o montante contratado, deverá comprar essa energia de terceiros ou no mercado de curto prazo, afim de não violar a segunda regra básica de suprimento e ficar sujeito a penalidades. Por outro lado, caso sua geração seja acima do montante vendido, ele detém o poder de liquidar essa energia excedente no mercado de curto prazo e obter o lucro resultante dessa transação.

3.2.2.2 Contratos tipo “collar”

Esses são contratos de curto prazo (duração menor do que um ano), pouco praticados no mercado, e nele as partes fixam os montantes de energia comercializada, porém o preço associado a essa energia não é fixo. Esse preço é determinado mensalmente, conforme a equação abaixo, e geralmente possui um piso e um teto pré-fixados.

$$Preço = PLD_{mês} + Prêmio \quad (7)$$

Esse valor do *Prêmio*, é também conhecido no mercado de energia como *Spread*, e também está ligado ao valor do PLD esperado, dada uma estatística, e aos valores máximo e mínimo homologados para aquele ano pela ANEEL.

Observa-se, portanto, que, sendo esse tipo de contrato indexado com o PLD, em situações de hidrologias desfavoráveis, e conseqüentes elevações no valor do PLD, esses contratos acabam se tornando caros demais.

Entretanto, esse tipo de contrato se mostra, dependendo do nível de aversão ao risco do consumidor, mais vantajoso do que um contrato tradicional para fins de hedge, uma vez que a diferença entre o custo de contrato e o próprio PLD é menos volátil.

3.2.2.3 Contratos de opção

Esse tipo de contrato, como o anterior, são contratos de curta duração e pouco praticados no mercado. Nestes contratos, define-se um volume de energia que o comprador tem o direito de adquirir, isto é, diferentemente dos outros contratos apresentados, o comprador não é obrigado a comprar essa energia. Afim de precificar essa opção de compra, esses contratos possuem seu preço composto por duas parcelas, conforme mostrado na equação abaixo.

$$Preço_{contrato} = Preço\ de\ Exercício + Prêmio \quad (8)$$

O *Prêmio* é um preço associado a uma remuneração paga ao gerador para que o consumidor possa ter a opção ou não de comprar aquela energia. Essa parcela é conhecida também como receita fixa do gerador, e ajuda a remunerar os investimentos para a construção da usina.

Já o *Preço de Exercício* é o preço pago quando o consumidor opta por comprar a energia, isto é, quando o comprador exerce seu direito assegurado pelo contrato.

Esse tipo de contrato se mostra muito interessante para proteger o consumidor contra preços altos de energia, conforme mostrado na Figura 5.

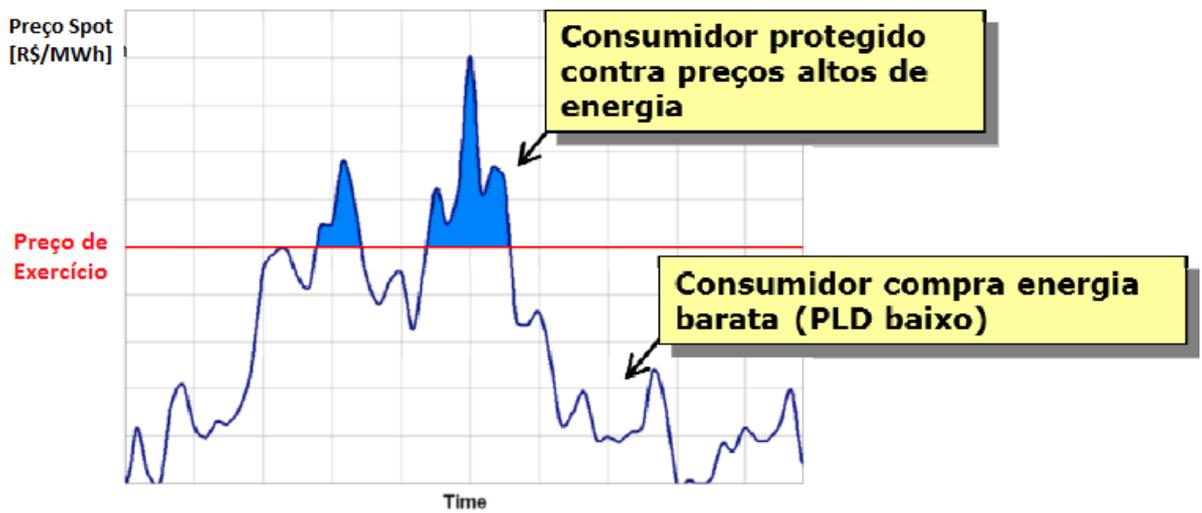


Figura 5 – Esquematização do contrato por opção

3.2.2.4 Contratos de “swap”

Este tipo de contrato envolve uma troca de quantidade de energia entre dois agentes, isto é, um agente cede uma certa quantidade de energia ao outro em determinados meses, e recebe uma certa quantidade de energia nos outros meses. O saldo energético dessa operação tende a ser zero.

Os contratos de *swap* são muito interessantes para reduzir a sazonalidade e por isso são muito utilizados quando as fontes de geração envolvidas são ditas complementares.

3.3 Migração entre os ambientes de contratação

As migrações entre os ambientes de contratação são movimentos cada vez mais comuns entre os agentes e estão previstas na legislação brasileira pela Resolução Normativa da ANEEL nº 376/2009 [11] e pelo Decreto nº 5.163/2004 [6]. Esses instrumentos são fundamentais para a proteção da concessionária de distribuição, uma vez que ela fica exposta a decisões de aumento ou diminuição da sua carga, de acordo com o volume de consumidores migrando.

Portanto, um consumidor que atualmente é suprido por uma distribuidora, mas que deseja migrar para o Mercado Livre, além de atender as condições descritas na seção 3.2.2, ele deverá comunicar a sua concessionária de distribuição a respeito da sua decisão até 15 dias antes da declaração de necessidade de compra de energia elétrica, por parte da distribuidora, no leilão com entrega para o ano subseqüente (A-1), possibilitando uma melhor previsão de carga da distribuidora para o ano seguinte.

Para que a migração ocorra no sentido contrário, ou seja, o retorno ao Mercado Cativo de um agente que atualmente está no Mercado Livre, a decisão deve ser comunicada a distribuidora com uma antecedência de 5 anos, garantindo assim que a distribuidora conseguirá contratar essa nova carga nos leilões A-5 e A-3. No entanto, esse prazo é flexível, e, caso a concessionária de distribuição autorize, o retorno pode ser antecipado.

4 CONTRATOS NO MERCADO LIVRE CONVENCIONAL

4.1 Mecanismo de contratos de suprimento

Os agentes do mercado de energia estão, compulsoriamente, inseridos no mercado atacadista de energia, isto porque, conforme explanado na seção 2.5, toda geração e consumo de energia deve ser liquidado ao valor do preço spot. Entretanto, esse preço no Brasil apresenta uma grande variabilidade, pelos diversos motivos já citados, fazendo com que os riscos comerciais para os agentes aumentem, ou seja, queda na receita dos geradores nos períodos em que o preço spot é baixo e aumento nos custos dos consumidores nos períodos em que o preço spot é alto.

Nesse contexto, surgem, como um mecanismo natural para se proteger da variabilidade de receitas ou despesas, os contratos de suprimento de energia. Entretanto, esses contratos são apenas instrumentos financeiros e de compartilhamento de riscos, não influenciando, portanto, no despacho do sistema. Assim, a interpretação econômica de um contrato de suprimento é que o gerador se responsabiliza pela compra da energia associada a esse contrato, no mercado spot, em troca de um preço pré-fixado, isto é, compromete a entregar ao consumidor um montante de energia a um preço fixo seja física ou financeiramente.

Sendo assim, as equações de receita do gerador (4) e de despesa da carga (5) devem ser modificadas para que possam capturar esse mecanismo financeiro, que são os contratos, passando a serem escritas conforme as equações (9) e (10), respectivamente.

$$Receita_{Gerador} = (Geração - Energia_{Contrato}) \times PLD + Energia_{Contrato} \times Preço_{Contrato} \quad (9)$$

$$Despesa_{Carga} = (Demanda - Energia_{Contrato}) \times PLD + Energia_{Contrato} \times Preço_{Contrato} \quad (10)$$

Observa-se que caso a geração desse agente seja inferior ao montante de energia negociado em contrato, o gerador é obrigado a comprar o restante da energia no Mercado de Curto Prazo de maneira a honrar o contrato firmado. O mesmo ocorre para a carga, caso a sua demanda seja superior a energia negociada em contratos.

4.2 Formação de preço dos contratos

A formação de preço de um bem de consumo está intimamente relacionada com a quantidade ofertada pelos produtores e a quantidade demanda pelos consumidores. Essa ideia dá origem a chamada *curva de oferta e demanda*, apresentada na Figura 6. Nela são representadas as relações entre quantidade e preço que cada agente está disposto a pagar e vender. Sendo assim, é possível observar que quanto maior o preço, maior é a oferta dos produtores, o contrário é válido para a demanda. O equilíbrio de mercado ocorre no cruzamento entre as curvas, como ocorre na ilustração. Nesse ponto tem-se o chamado preço de mercado, ou preço equilíbrio.

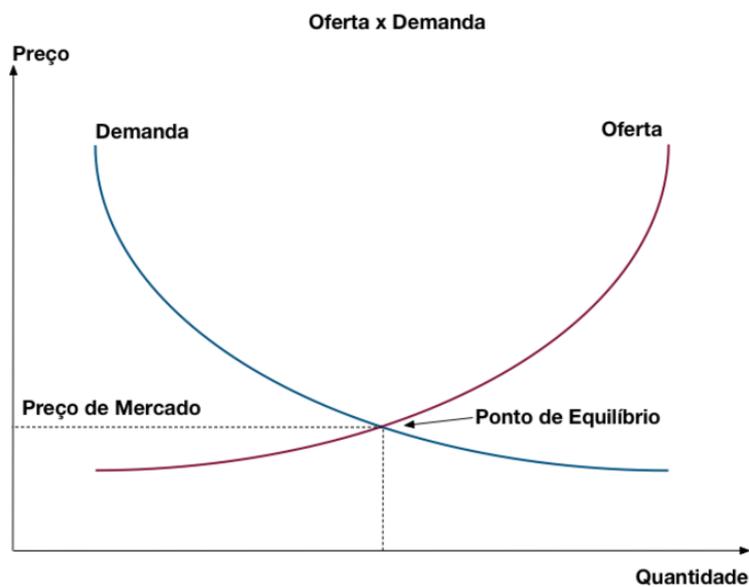


Figura 6 – Curva Oferta e Demanda

Trazendo esse conceito para o mercado de energia, a curva da oferta pode ser representada pela disposição dos geradores a vender, enquanto a curva da demanda pode ser representada pela disposição das cargas a comprarem.

4.2.1 Disposição a vender do gerador

A disposição do gerador a vender é representada pelo preço mínimo que ele estaria disposto a aceitar por um contrato de energia levando-se em conta os seus custos de oportunidade:

- i. Liquidar toda a sua geração no mercado spot; e
- ii. Negociar contratos de curto prazo.

4.2.2 Disposição a comprar do consumidor

A disposição do consumidor a comprar é representada pelo preço máximo que ele estaria disposto a aceitar por um contrato de energia levando em conta os seus custos de oportunidade:

- i. Tarifa de Energia da concessionária de distribuição, responsável pelo atendimento a região na qual ela está inserida, daqui a cinco anos; e
- ii. Preço dos contratos de curto prazo (PLD + ágio)

Percebe-se, portanto, que quanto maior for a duração do contrato, conforme mostrado na Figura 7, maior é a influência da Tarifa de Energia da distribuidora na disposição a comprar do consumidor, uma vez que esse passa a ser um custo de oportunidade somente após cinco anos.

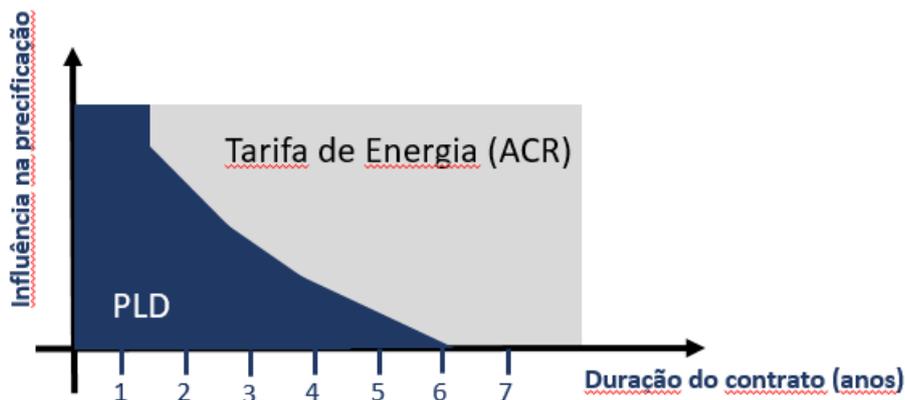


Figura 7 – Influência do PLD e da Tarifa de Energia na precificação dos contratos no ACL de acordo com a duração do contrato

O ágio, ou *spread*, somado ao valor do PLD para os contratos de curto prazo, é um adicional cobrado por comercializadoras de energia visando capturar a liquidez existente no mercado, e, portanto, depende da disponibilidade de energia firme disponível no sistema, estando assim diretamente correlacionado com o valor do PLD. Não há, no entanto, uma formulação para determinar o valor exato desse adicional, porém alguns agentes do mercado de energia tendem a calcular esse *spread* de acordo com a formulação que consta na Resolução nº 595/2013 [12], na qual a ANEEL estima um valor a ser adicionado ao PLD médio nos casos em que há atraso da entrega do certificado de energia firme, conforme a Equação (11) abaixo.

$$Spread = \frac{25 \times PLD_{teto} - 24 \times PLD - PLD_{piso}}{PLD_{piso} - PLD_{piso}} \quad (11)$$

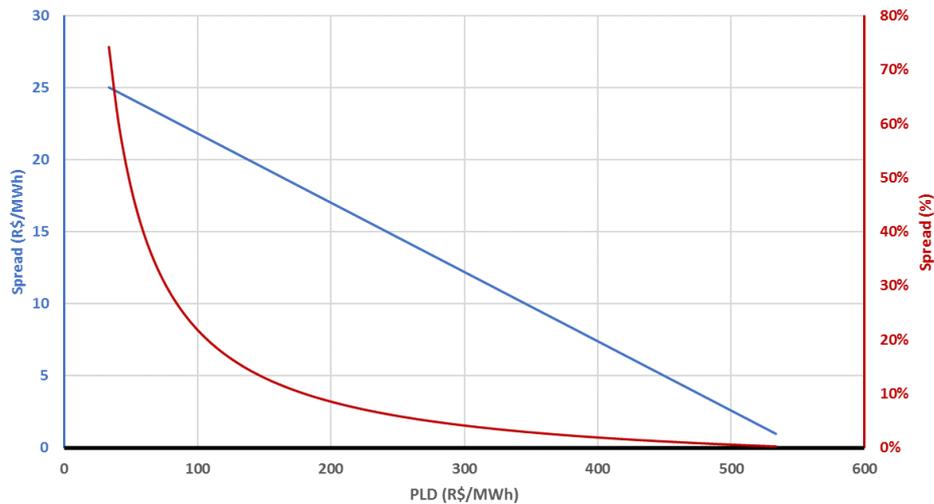


Figura 8 – Correlação entre PLD e *Spread*

4.2.3 Faixa de negociação

A região compreendida entre a curva formada pela disposição a comprar do consumidor e a curva de disposição a vender do gerador é chamada de faixa de negociação. Ela representa o espaço amostral possível para o estabelecimento do preço de um contrato no Mercado Livre.

Um sistema que se encontra em equilíbrio, isto é, no qual não há uma sobra muito grande de energia, o preço desse contrato tende a ser mais próximo à disposição a comprar do consumidor, isso porque o gerador possui um maior poder de negociação, dado que ele é o detentor da produção do bem de consumo. Já em sistemas em que há uma sobra de energia muito grande, a situação se inverte e a disposição a vender dos geradores acaba determinando o preço desses contratos, uma vez que haverá uma maior competição entre esses agentes para conseguir firmar os contratos.

4.3 Perfil de aversão ao risco dos agentes

Como mencionado anteriormente, o preço spot no Brasil é uma variável muito volátil e ao mesmo tempo um parâmetro importante para a formação do preço de contratos no mercado livre. Portanto, cada agente se comportará de uma maneira diante dessa incerteza inserida por essa variável, afetando diretamente a sua disposição a comprar ou a vender. Sendo assim, o perfil de aversão ao risco de cada agente torna-se uma variável fundamental na formação de preços dos contratos negociados nesse ambiente.

A fim de emular essa variabilidade de preços spot simulam-se despachos com diversos cenários hidrológicos equiprováveis. Desta forma, se obtêm uma distribuição de probabilidade de receita e despesa de cada agente, sendo possível agora aplicar uma estatística, que nesse caso será uma medida de risco, em cima desse espectro.

4.3.1 Medidas de Risco

4.3.1.1 Valor Esperado

O valor esperado $E[R]$ consiste em avaliar a média de uma variável aleatória R , considerando-se todos os possíveis estados do sistema. Portanto, considerando-se p a probabilidade da ocorrência da variável r , em s cenários, tem-se que o valor esperado dessa variável aleatória é dado por:

$$E[R] = \sum_{s \in \Omega} p_s r_s \quad (12)$$

No caso do gerador, essa variável aleatória é a sua receita e no caso da carga seria a sua despesa.

4.3.1.2 Value at Risk (VaR)

O VaR é uma medida de risco muito utilizada no mercado financeiro para quantificação de risco [13]. Seu valor representa o pior resultado, dada uma distribuição de probabilidade, para um nível α de confiança. Portanto, seja uma variável aleatória R qualquer, o valor de risco (VaR) para um dado nível de confiança α é definido matematicamente conforme a equação abaixo.

$$VaR_{\alpha}(R) = \inf\{r: \Pr(R > r) \leq \alpha\} \quad (13)$$

Portanto, o VaR é o quantil mínimo associado a probabilidade de J ser maior do que VaR dentro de um intervalo de confiança α , isto é, a probabilidade de a variável aleatória R exceder o valor VaR ser menor ou igual a α . Esse conceito é ilustrado na figura abaixo.

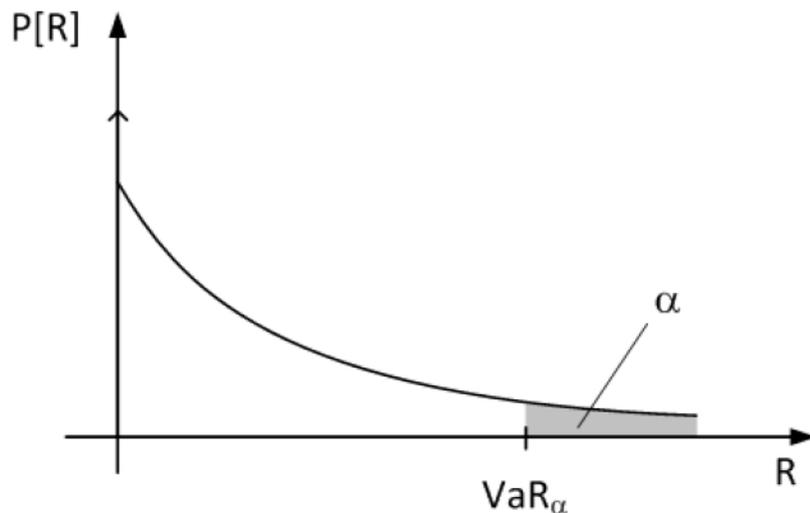


Figura 9 – Representação gráfica do *VaR*

Aplicando-se esse conceito ao caso do gerador, o *VaR* representaria a menor receita que ele estaria disposto a receber, dado um nível de confiança α . Já no caso da carga, o *VaR* representaria a maior despesa que ela estaria disposta a pagar, dado um nível de confiança α .

Porém a utilização do *VaR*, como medida de risco, vem sendo amplamente discutido [14], por não conseguir atender um dos axiomas de coerência definidos por [15], o da subaditividade. Essa propriedade leva em consideração o chamado efeito “portfólio”, isto é, a medida de risco de dois portfólios em conjunto, não pode ser maior do que a soma das medidas de risco dos portfólios em separado. Logo, a utilização do *VaR* como uma medida de risco pode levar a distorções no processo de definição de contratação mais adequada, prejudicando o agente participante do leilão.

A partir de então, diversos autores começaram a buscar alternativas a essa medida de risco. Em [15], os autores introduzem o conceito do *CVaR*, medida essa que atende aos axiomas de coerência e convexidade, como mostrado a seguir.

4.3.1.3 *Conditional Value at Risk (CVaR)*

O *CVaR* é uma medida de risco, atualmente, muito utilizada em diversos mercados, mas principalmente no mercado de energia. A justificativa para sua larga utilização em problemas de portfólio se dá pela capacidade que ele vem mostrando em capturar a presença de eventos catastróficos na função de distribuição.

Essa medida de risco visa representar o valor esperado dentro de uma faixa de custo composta pelos piores cenários da distribuição, determinada por um quantil α . Portanto, seja uma variável aleatória R qualquer, o valor de risco condicionado ($CVaR$) para um dado nível de confiança α é definido matematicamente conforme a equação abaixo.

$$CVaR_{\alpha}(R) = E[R: R \geq VaR_{\alpha}(R)] \quad (14)$$

Logo, o $CVaR$ representa o valor esperado condicionado aos eventos que são maiores que o VaR_{α} e pode ainda ser visto como um quantil de R . A figura abaixo auxilia graficamente a definir esse conceito.

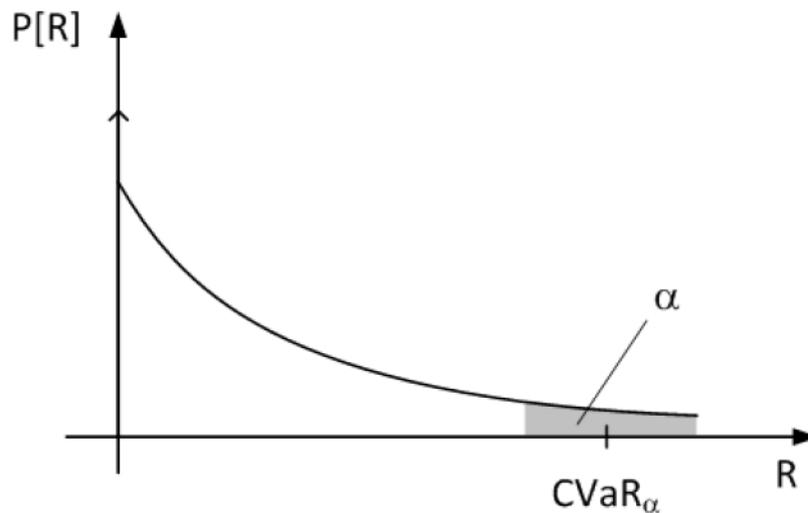


Figura 10 – Representação gráfica do $CVaR$

Aplicando-se esse conceito ao caso do gerador, o $CVaR$ da variável aleatória da receita mede a área da sua densidade de probabilidade abaixo do percentil α , ou seja, os $\alpha\%$ menores valores da receita. Já no caso da carga, o $CVaR$ da variável aleatória da despesa mede a área da sua densidade de probabilidade acima do percentil α , isto é, os $\alpha\%$ maiores valores da despesa.

4.3.2 Representação da aversão ao risco

Uma vez determinada a medida de risco a ser utilizada pelo agente, deve-se utilizar uma métrica de representação da aversão ao risco para capturar o comportamento de cada agente diante de cada cenário.

Uma métrica que vem sendo muito utilizada é a combinação convexa, formalmente definida em [17]. Isso porque ela possibilita pesar de maneira diferente os cenários desfavoráveis. Formalmente, um conjunto S é dito ser convexo se, para quaisquer elementos x e y de S , tem-se que:

$$\lambda x + (1 - \lambda)y \in S \quad (15)$$

Isso posto, uma combinação convexa é definida como uma combinação linear em que os coeficientes de ponderação são não-negativos e somam um.

$$y = \sum_{i=1}^n a_i x_i \quad \sum_{i=1}^n a_i = 1 \quad a_i \geq 0, \forall i \quad (16)$$

5 MODELAGEM MATEMÁTICA PARA O EQUILÍBRIO DE PREÇOS NA CONTRATAÇÃO ÓTIMA DE GERADORES E CARGAS NO ACL

Nesta seção serão apresentadas as modelagens matemáticas utilizadas para construir o modelo de contratação ótima de geradores e cargas no ambiente de contratação livre, para contratos com duração de um e três anos.

5.1 Contratos com duração de um ano

5.1.1 Descrição do problema

Esta modalidade, por só considerar a possibilidade de firmar contratos com período de duração de um ano, não apresenta um acoplamento temporal. Além disso, foi modelado que nesse tipo de leilão, a carga não possui o direito ao retorno ao mercado regulado.

Para um melhor entendimento do problema, considera-se, inicialmente, um caso hipotético composto por uma única carga e um único gerador. Deseja-se formular matematicamente as despesas incorridas pela carga dada a sua necessidade de contratação de energia e as receitas dos geradores associadas à venda da sua produção.

5.1.1.1 Despesa da carga

Como visto na seção 2.3 do presente trabalho, a carga deve ter toda a sua demanda coberta por um contrato ou contratar essa demanda no mercado de curto prazo, ficando sujeita a penalidades caso essas condições não sejam atendidas durante a verificação anual feita pela CCEE. Portanto, a despesa e o montante mínimo de energia requisitada, prevista na regulação, para essa carga para um determinado ano pode ser modelada conforme as seguintes equações:

$$c = d \pi + q (p - \pi) + \sum_{m=1}^{12} \pi_m \phi_m f^m \quad (17)$$

$$1.2 \geq q + \sum_{m=1}^{12} f^m \geq d \quad (18)$$

Sendo:

- d : a demanda dessa carga;
- π : o valor médio do PLD para aquele determinado ano;
- q : quantidade anual contratada pela carga em contratos com duração de um ano;
- p : preço relacionado a esse contrato, firmado pela carga, com duração de um ano;
- π_m : valor mensal do PLD;
- ϕ_m : valor percentual do *spread* a ser aplicado ao PLD mensal; e
- f^m : montante de energia comprado pela carga no MCP.

5.1.1.2 Receita do gerador

Assim como a carga, o gerador também deve atender as regras básicas de segurança de suprimento e, com isso, fica impedido de vender mais energia do que a soma dos montantes de certificados de garantia física que possui. Sendo assim, a receita e o montante máximo de energia, que pode ser vendida segundo a regulação, para esse gerador podem ser modelos da seguinte forma:

$$r = g \pi + q (p - \pi) \quad (19)$$

$$q_g \leq ECMax \quad (20)$$

Sendo:

- g : geração desse agente gerador;
- q : quantidade de energia vendida por esse gerador em contratos com duração de um ano; e
- $ECMax$: somatório de todos os certificados de garantia física que esse gerador possui.

5.1.2 Problema de otimização

Entretanto, como mencionado na seção 4.3 desse trabalho, simulam-se diversos cenários de hidrologia afim de se capturar o efeito da volatilidade do preço spot. Sendo assim, as receitas dos geradores e as despesas das cargas passam a ser realizações de variáveis aleatórias, representadas via amostra equiprovável de cenários de preço spot. Além disso, o portfólio em questão pode ser composto por diversas cargas e geradores. Dessa forma, é importante generalizar o problema de otimização a ser resolvido, levando-se em consideração esses dois fatores mencionados.

5.1.2.1 Problema de otimização de uma carga

Levando-se em consideração o exposto acima e levando em consideração que o problema de otimização de uma carga é minimizar a combinação convexa entre o custo esperado e o seu *CVaR*, pode-se descrever matematicamente esse problema da seguinte forma:

$$\text{Min} \sum_{t=2}^T \lambda E(c_{t,j}) + (1 - \lambda) \text{CVaR}(c_{t,j}) \quad (21)$$

Sujeito a:

$$c_{t,j}^s = d_{j,t} \pi_t^s + q_{d,t,j} (p_{d,t,j} - \pi_t^s) + \sum_{m=1}^{12} \pi_{t,m}^s \phi_m f_{t,j}^m \quad (22)$$

$$1.2 d \geq q_{d,t,j} + \sum_{m=1}^{12} f_{t,j}^m \geq d_{t,j} \quad (23)$$

Sendo:

- $j = 1, \dots, J$: as diversas cargas consideradas no caso;
- $s = 1, \dots, S$: os diversos cenários hidrológicos simulados;
- λ : parâmetro de aversão ao risco do agente;
- T : horizonte de estudo;
- $c_{t,j}^s$: custo para uma carga j no ano t associado ao cenário hidrológico s ;
- $d_{j,t}$: demanda da carga j no ano t
- π_t^s : preço spot no ano t associado ao cenário hidrológico s ;
- $q_{d,t,j}$: quantidade comprada em contratos com duração de um ano pela carga j no ano t

- $p_{d,t,j}$: preço da energia contratada pela carga j no ano t em um contrato com duração de um ano
- $\pi_{t,m}^s$: preço spot no mês m do ano t associado ao cenário hidrológico s
- ϕ_m : valor percentual do *spread* a ser aplicado ao PLD mensal; e
- $f_{t,j}^m$: montante de energia comprado pela carga j no mês m do ano t no MCP

5.1.2.2 Problema de otimização de um gerador

Ao contrário do que ocorre com as cargas, o problema de otimização de um gerador é maximizar a combinação convexa entre o valor esperado da receita e o seu *CVaR*. Sendo assim, e levando-se em consideração o espectro de cenários hidrológicos e a possibilidade da existência de diversos geradores no portfólio, o problema pode ser descrito da seguinte maneira.

$$\text{Max} \sum_{t=2}^T \lambda E(r_{t,i}) + (1 - \lambda) \text{CVaR}(r_{t,i}) \quad (24)$$

Sujeito a:

$$r_{t,i}^s = g_{t,i}^s \pi_t^s + q_{g,t,i} (p_{g,t,i} - \pi_t^s) \quad (25)$$

$$q_{g,t,i} \leq \text{ECMax}_{t,i} \quad (26)$$

Sendo:

- $i = 1, \dots, I$: os diversos geradores considerados no portfólio;
- $s = 1, \dots, S$: os diversos cenários hidrológicos simulados;
- λ : parâmetro de aversão ao risco do agente;
- T : horizonte de estudo;
- $r_{t,i}^s$: receita do gerador i no ano t associada ao cenário hidrológico s
- $g_{t,i}^s$: geração do gerador i no ano t associada ao cenário hidrológico s
- π_t^s : preço spot no ano t associado ao cenário hidrológico s ;
- $q_{g,t,i}$: quantidade de energia vendida pelo gerador i no ano t em contratos com duração de um ano
- $p_{g,t,i}$: preço da energia vendida pelo gerador i no ano t em contratos com duração de um ano

- $ECMax_{t,i}$: somatório de todos os certificados de garantia física que o gerador i possui no ano t .

5.2 Contratos com duração de três anos

5.2.1 Descrição do problema

Ao contrário da modalidade de leilão de um ano, essa modalidade possui um acoplamento temporal, e, sendo assim, a despesa da carga e a receita do gerador em um determinado ano dependerão das tomadas de decisão em anos anteriores. Além disso, nesse tipo de contrato, é permitido que a carga em questão possa retornar para o mercado regulado após o período determinado na regulação vigente.

5.2.2 Problema de otimização

Como descrito para o caso dos leilões de um ano, afim de capturar o efeito da volatilidade e do portfólio, o problema de otimização visa resolver um problema generalizado, composto por diversos cenários hidrológicos e diversos agentes.

5.2.2.1 Problema de otimização de uma carga

Mais uma vez, a função objetivo da carga é minimizar os seus custos associados a compra de energia. Porém, como nesse caso há um acoplamento temporal, traz-se, por meio de uma taxa de desconto anual, tanto o valor esperado como o $CVaR$ para valor presente. Portanto, tem-se a seguinte formulação matemática:

$$\text{Min} \sum_{t=2}^T \frac{\lambda E(c_{t,j}^s) + (1 - \lambda) CVaR(c_{t,j}^s)}{(1 + \rho)^{t-1}} \quad (27)$$

Sujeito a:

$$c_{t,j}^s = d_{t,j} \pi_t^s + \sum_{i=0}^3 q_{d,t-i,j} (p_{d,t-i,j} - \pi_t^s) + \sum_{m=1}^{12} \phi_{t,m}^s f_{t,j}^m, \text{ para } t = 2, \dots, 5; \text{ e} \quad (28)$$

$$c_{t,j}^s = d_{t,j} \pi_t^s + \sum_{i=0}^3 q_{d,t-i,j} (p_{d,t-i,j} - \pi_t^s) + \sum_{m=1}^{12} \phi_m \pi_{t,m}^s f_{t,j}^m + \sum_{\tau=6}^t q_{\tau,j}^D (P_{\tau,j} - \pi_t^s), \quad (29)$$

para $t = 6, \dots, T$

$$\sum_{i=0}^3 q_{d,t-i,j} + \sum_{m=1}^{12} f_{t,j}^m \geq d_{t,j}, \text{ para } t = 2, \dots, 5; \text{ e} \quad (30)$$

$$\sum_{i=0}^3 q_{d,t-i,j} + \sum_{m=1}^{12} f_{t,j}^m + \sum_{\tau=6}^t q_{\tau,j}^D \geq d_{t,j}, \text{ para } t = 6, \dots, T \quad (31)$$

$$\sum_{\tau=6}^t q_{\tau,j}^D \leq d_{t,j} \quad (32)$$

Sendo:

- $j = 1, \dots, J$: as diversas cargas consideradas no caso; e
- $s = 1, \dots, S$: os diversos cenários hidrológicos considerados no caso.
- ρ : taxa de desconto utilizada para se trazer os valores para valor presente.
- λ : parâmetro de aversão ao risco do agente;
- T : horizonte de estudo;
- $c_{t,j}^S$: custo para uma carga j no ano t associado ao cenário hidrológico s ;
- $d_{j,t}$: demanda da carga j no ano t
- π_t^S : preço spot no ano t associado ao cenário hidrológico s ;
- $q_{d,t,j}, q_{d,t-1,j}, q_{d,t-2,j}, q_{d,t-3,j}$: quantidade comprada em contratos pela carga j no ano $t, t-1, t-2, t-3$
- $p_{d,t,j}, p_{d,t-1,j}, p_{d,t-2,j}, p_{d,t-3,j}$: preço do contrato firmado pela carga j no ano $t, t-1, t-2, t-3$
- $\pi_{t,m}^S$: preço spot no mês m do ano t associado ao cenário hidrológico s
- ϕ_m : valor percentual do *spread* a ser aplicado ao PLD mensal; e
- $f_{t,j}^m$: montante de energia comprado pela carga j no mês m do ano t no MCP
- $q_{\tau,j}^D$: quantidade de energia comprada pela carga j da distribuidora D .

5.2.2.2 Problema de otimização dos geradores

Assim como no leilão de um ano, a função objetivo dos geradores é maximizar a receita. Novamente, traz-se o valor esperado e o *CVaR* da receita por meio de uma taxa de desconto anual. A formulação matemática desse problema de otimização é mostrada a seguir.

$$\text{Max} \sum_{t=2}^T \frac{\lambda E(r_{t,j}^S) + (1 - \lambda) CVaR(r_{t,j}^S)}{(1 + \rho)^{t-1}} \quad (33)$$

Sujeito a:

$$r_{t,i}^S = g_{t,i}^S \pi_t^S + \sum_{k=0}^3 q_{g,t-k,i} (p_{g,t-k,i} - \pi_t^S), \text{ para } t = 2, \dots, T \quad (34)$$

$$\sum_{k=0}^3 q_{g,t-k,i} \leq E C M a x_{t,i} \quad (35)$$

Sendo:

- $i = 1, \dots, I$: os diversos geradores considerados no portfólio.
- ρ : taxa de desconto utilizada para se trazer os valores para valor presente
- λ : parâmetro de aversão ao risco do agente;
- T : horizonte de estudo;
- $r_{t,i}^s$: receita do gerador i no ano t associada ao cenário hidrológico s
- $g_{t,i}^s$: geração do gerador i no ano t associada ao cenário hidrológico s
- π_t^s : preço spot no ano t associado ao cenário hidrológico s ;
- $ECMax_{t,i}$: somatório de todos os certificados de garantia física que o gerador i possui no ano t .
- $q_{g,t,i}, q_{g,t-1,i}, q_{g,t-2,i}, q_{g,t-3,i}$: quantidade vendida em contratos pelo gerador i no ano $t, t-1, t-2, t-3$
- $p_{g,t,i}, p_{g,t-1,i}, p_{g,t-2,i}, p_{g,t-3,i}$: preço do contrato firmado pelo gerador i no ano $t, t-1, t-2, t-3$

5.3 Representação linear do CVaR

Supondo-se um conjunto de S cenários equiprováveis e um nível de confiança $1 - \alpha$, o CVaR da despesa anual c_j da j -ésima carga é a solução do problema de otimização linear abaixo.

$$CVaR_{\alpha}(c_j) = \text{Min } b_{d,j} + \frac{\sum_{s=1}^S u_{d,j}^s}{S \alpha} \quad (36)$$

Sujeito a

$$u_{d,j}^s \geq c_j^s - b_{d,j} \quad (37)$$

Sendo:

- $u_{d,j}^s \geq 0$; e
- $b_{d,j}$: VaR da despesa da carga (esse valor é livre).

Supondo-se ainda as mesmas condições anteriores, o CVaR da receita anual r_i do i -ésimo gerador é a solução do problema linear a seguir.

$$CVaR_\alpha(r_i) = \text{Max } b_{g,i} + \frac{\sum_{s=1}^S u_{g,i}^s}{S \alpha} \quad (38)$$

Sujeito a:

$$u_{g,i}^s \leq r_i^s - b_{g,i} \quad (39)$$

Sendo:

- $u_{g,i}^s \leq 0$; e
- $b_{g,i}$: VaR da receita do gerador (esse valor é livre)

5.4 Tratamento da não linearidade no produto preço e quantidade de um agente

Observa-se nas equações que definem as restrições dos problemas de maximização da receita, para os geradores, e de minimização das despesas, para as cargas, que há a multiplicação de duas das variáveis contínuas a serem otimizadas, a quantidade e o preço de equilíbrio, tornando assim o problema de otimização não-linear contínuo, e conseqüentemente, de mais difícil solução. Esse produto é representado por uma variável auxiliar z definida para cada carga e cada gerador, como mostrado abaixo.

$$z_{d,t,j} - H p_t q_{d,t,j} = 0 \quad (40)$$

$$z_{g,t,i} - H p_t q_{g,t,i} = 0 \quad (41)$$

Uma alternativa para se evitar essa não linearidade é a utilização da expansão binária da variável preço unitário para que seja possível elencar possíveis candidatos para solução do problema. Essa expansão é feita a partir do preço mínimo, aqui definido como p_t^0 , com um incremento δ_t utilizando $M(t)$ variáveis binárias $x_{t,1}, x_{t,2}, \dots, x_{t,M(t)}$ que definem divisões iguais do preço na faixa entre o preço mínimo e o preço máximo, definidos a priori.

$$p_t = p_t^0 + \delta_t \sum_{m=1}^{M(t)} 2^{m-1} x_{t,m} \quad (42)$$

Substituindo-se a expansão binária proposta para o preço unitário dos contratos nas equações (44) e (45), obtém-se:

$$z_{d,t,j} - H p_t^0 q_{d,t,j} - H \delta_t \sum_{m=1}^{M(t)} 2^{m-1} x_{t,m} q_{d,t,j} = 0 \quad (43)$$

$$z_{g,t,i} - H p_t^0 q_{g,t,i} - H \delta_t \sum_{m=1}^{M(t)} 2^{m-1} x_{t,m} q_{g,t,i} = 0 \quad (44)$$

Define-se ainda a variável $y_{d,t,j,m}$ e $y_{g,t,i,m}$, responsável por substituir o produto do preço e a quantidade expresso em termos da expansão binária do preço nos anos $t = 1, \dots, T - 1$. A equação que relaciona essa nova variável $y_{d,t,j,m}$ e $x_{t,m} q_{d,t,j}$, no caso da carga, e $y_{g,t,i,m}$ e $x_{t,m} q_{g,t,i}$, no caso do gerador, para $m = 1, \dots, M(t)$ é representada via desigualdades “big-M”.

$$0 \leq q_{d,t,j} - y_{d,t,j,m} \leq Q_{dt} (1 - x_{t,m}), \text{ para } m = 1, \dots, M(t) \quad (45)$$

$$y_{d,t,j,m} \leq Q_{dt} x_{t,m}, \text{ para } m = 1, \dots, M(t) \quad (46)$$

$$0 \leq q_{g,t,i} - y_{g,t,i,m} \leq Q_{gt} (1 - x_{t,m}), \text{ para } m = 1, \dots, M(t) \quad (47)$$

$$y_{g,t,i,m} \leq Q_{gt} x_{t,m}, \text{ para } m = 1, \dots, M(t) \quad (48)$$

Sendo assim, as equações (47) e (48) podem ser finalmente escritas como:

$$z_{d,t,j} - H p_t^0 q_{d,t,j} - H \delta_t \sum_{m=1}^{M(t)} 2^{m-1} y_{d,t,j,m} = 0 \quad (49)$$

$$z_{g,t,i} - H p_t^0 q_{g,t,i} - H \delta_t \sum_{m=1}^{M(t)} 2^{m-1} y_{g,t,i,m} = 0 \quad (50)$$

Portanto, a partir dessa abordagem é possível transformar um problema que a princípio era de programação não-linear não-convexo e com variáveis contínuas em um problema de programação linear inteira mista.

5.5 Problema de otimização conjunta dos geradores e das cargas

Uma vez definidas todas as restrições individuais, como mostrado nas seções anteriores, é necessário agora definir, matematicamente, como o preço de equilíbrio para contratos firmados entre cargas e geradores será obtido.

Para isso, define-se o problema global de equilíbrio a partir da combinação das condições de KKT de otimalidade de cada carga e gerador, que compõe o conjunto de agentes do problema, também denominada como formulação primal-dual. Tais formulações são obtidas a partir das condições de KKT escritas para cada agente e quando combinadas servirão de restrições para o problema global de equilíbrio, que acaba se tornando um problema de otimização linear inteiro misto, uma vez que o preço de equilíbrio passa a ser expresso em termos da sua expansão binária, como mostrado anteriormente.

No entanto, é possível que não haja um preço de equilíbrio para o qual o montante total de contratação das cargas equivale ao montante total de contratação dos geradores. Sendo assim, afim de garantir que o problema possua uma solução, define-se sua função objetivo como a minimização do *mismatch* entre os dois montantes.

5.5.1 Leilão de um ano

Para os casos de leilão de um ano definir-se-á uma variável s relativa ao conjunto de agentes, geradores ou cargas, com o montante contratado. Essa variável é definida para os geradores e para as cargas pelas seguintes expressões.

$$s_g = \sum_{i=1}^I q_{g,i} \quad (51)$$

$$s_d = \sum_{j=1}^J q_{d,j} \quad (52)$$

Define-se ainda as variáveis não negativas de desbalanço γ como a diferença entre as variáveis do conjunto dos geradores e das cargas, ou das cargas e dos geradores, conforme a seguir.

$$\gamma_g \geq s_d - s_g \quad (53)$$

$$\gamma_d \geq s_g - s_d \quad (54)$$

Portanto, a função objetivo a ser minimizada é o desbalanço na soma dos montantes dos geradores mais o desbalanço na soma dos montantes das cargas.

$$\text{Min } \gamma_g + \gamma_d \quad (55)$$

A otimização do problema é feita, separadamente, para cada ano ao longo do horizonte do estudo.

5.5.2 Leilão de três anos

Nesse tipo de leilão, como mencionado anteriormente, há um acoplamento temporal e, portanto, deve-se representar esse acoplamento no momento de definição das variáveis s . Sendo assim, para cada ano $t = 2, \dots, T$ a variável s é definida para o conjunto de geradores e de cargas conforme as equações a seguir.

$$s_{g,t} = \sum_{i=1}^I (q_{g,t-1,i} + q_{g,t-2,i} + q_{g,t-3,i}) \quad (56)$$

$$s_{d,t} = \sum_{j=1}^J (q_{d,t-1,j} + q_{d,t-2,j} + q_{d,t-3,j}) \quad (57)$$

Definem-se ainda, para cada ano dentro desse conjunto de anos, uma variável de desbalanço γ dada pela diferença entre as variáveis do conjunto dos geradores e das cargas, ou do conjunto das cargas e dos geradores, conforme as expressões a seguir.

$$\gamma_{g,t} \geq s_{d,t} - s_{g,t} \quad (58)$$

$$\gamma_{d,t} \geq s_{g,t} - s_{d,t} \quad (59)$$

Portanto, para evitar a inviabilidade das condições de KKT dos geradores e das cargas, caso o equilíbrio não seja atingido, minimiza-se a soma ao longo dos anos 2 a T das variáveis de desbalanço.

$$\text{Min} \sum_{t=2}^T \gamma_{g,t} + \gamma_{d,t} \quad (60)$$

5.6 Algoritmo de solução

Para solucionar o problema de otimização da metodologia de preço de equilíbrio de contratos no mercado livre apresentada nesse trabalho, utilizou-se o algoritmo de *branch and bound*. Tal técnica envolve a busca do valor que satisfará a função objetivo do problema dentro de um conjunto de candidatos, que juntos formam uma região S , conhecida como região viável do problema. Esse conjunto de candidatos, para a formulação proposta nesse trabalho, é formado pelos preços de equilíbrio obtidos a partir da expansão binária.

O algoritmo de *branch and bound* se baseia na ideia de “dividir para conquistar”, isto é, repartir o problema original, que geralmente é muito grande, em pequenos problemas, tornando a busca pela otimalidade mais simplificada. Para isso, o algoritmo relaxa o problema de programação inteira e divide esse problema já relaxado em vários pequenos problemas até encontrar soluções inteiras ou não factíveis, sendo o ótimo a melhor solução encontrada pelo algoritmo. Esse processo de iterativas subdivisões do problema gera, ao se chegar em uma solução, um grafo conexo e acíclico, também chamado de árvore.

Essa relaxação geralmente desconsidera as restrições de integralidade iniciais do problema, sendo conhecida como relaxação linear do problema de programação inteira. Existem ainda outros tipos de relaxação, como a Lagrangiana, na qual são relaxadas restrições mais complexas do problema, incorporando uma penalidade na função objetivo.

O algoritmo segue, então, uma lógica para determinar o ponto de parada de divisões e a consequente busca pela otimalidade do problema. Essa lógica se baseia em três testes, também conhecidos como *testes de sondagem* ou *poda do nó*, feitos em cada um dos chamados *nós* da árvore. Caso um desses testes seja satisfeito, a divisão do problema é interrompida.

- i. O primeiro teste, conhecido como poda por infactibilidade, verifica se o problema relaxado é infactível;
- ii. O segundo teste, conhecido como poda por otimalidade, verifica se a solução do problema relaxado é inteira;

- iii. O terceiro e último teste, conhecido como poda por qualidade, verifica se o valor de qualquer uma das soluções factíveis do problema relaxado é pior do que o valor da melhor solução factível atual, chamada de solução incumbente.

6 ESTUDO DE CASO

Para validação da metodologia proposta, foram realizadas simulações com o modelo de contratação com duração de um ano, considerando-se diversos cenários sistêmicos hipotéticos. Ao final do capítulo é apresentado um caso real considerando as condições atuais do sistema brasileiro para contratos com duração de um e três anos.

Os dados de entrada, como preço spot, fator de produção das hidrelétricas e tarifas do mercado cativo foram obtidos a partir de simulações realizadas no software SDDP[®] desenvolvido pela PSR[®]. Nessas simulações considerou-se a existência de 200 cenários hidrológicos equiprováveis e um conjunto de dados das usinas utilizados pela PSR[®].

6.1 Sensibilidade na oferta de energia

A primeira sensibilidade se propõe a mostrar o comportamento do modelo com relação a oferta de energia existente no sistema. Para isso criou-se um sistema hipotético composto por uma única carga com demanda igual a 100 MW médios, sendo ela pouco avessa ao risco ($\lambda = 0.95$), e um único gerador, igualmente pouco avesso ao risco, com uma garantia física, variando de 100 a 200 MW médios, com intervalo de 10 MW médios. Os resultados de preço de equilíbrio para o ano de 2022 são apresentados no gráfico abaixo.

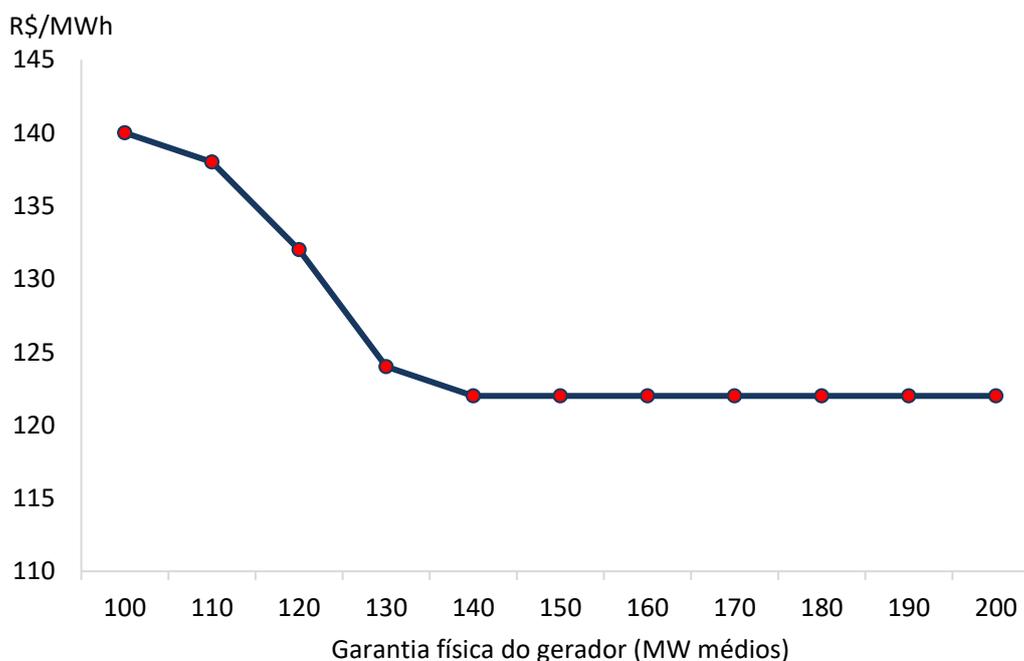


Figura 11 – Preço de equilíbrio para a sensibilidade com relação a oferta de energia no ano de 2022

É possível observar no gráfico acima que o preço de equilíbrio obtido pelo modelo tende a diminuir a medida que a sobre oferta de energia no sistema aumenta. O que pode ser justificado pela diminuição do poder de negociação do gerador a medida que a sobre oferta de energia do sistema aumenta, fazendo com que ele seja forçado a aceitar preços mais baixos. É possível notar ainda que há um ponto de saturação no gráfico, o que indica que há um momento em que, mesmo havendo um aumento incremental na oferta, o preço de equilíbrio não muda.

A título de demonstração do comportamento do preço de equilíbrio ao longo do horizonte de estudo, escolheu-se três casos dentre os simulados para serem representados em um gráfico que mostra a evolução do preço ao longo dos anos.

- Caso 1: um único gerador com garantia física de 100 MW médios
- Caso 2: um único gerador com garantia física de 120 MW médios
- Caso 3: um único gerador com garantia física de 150 MW médios

Tabela 4 – Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a oferta de energia

	Preço de equilíbrio (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	218	126	86	78	108	140	172	179	194
Caso 2	214	122	84	74	107	132	157	164	186
Caso 3	194	106	72	70	93	122	152	161	174
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180

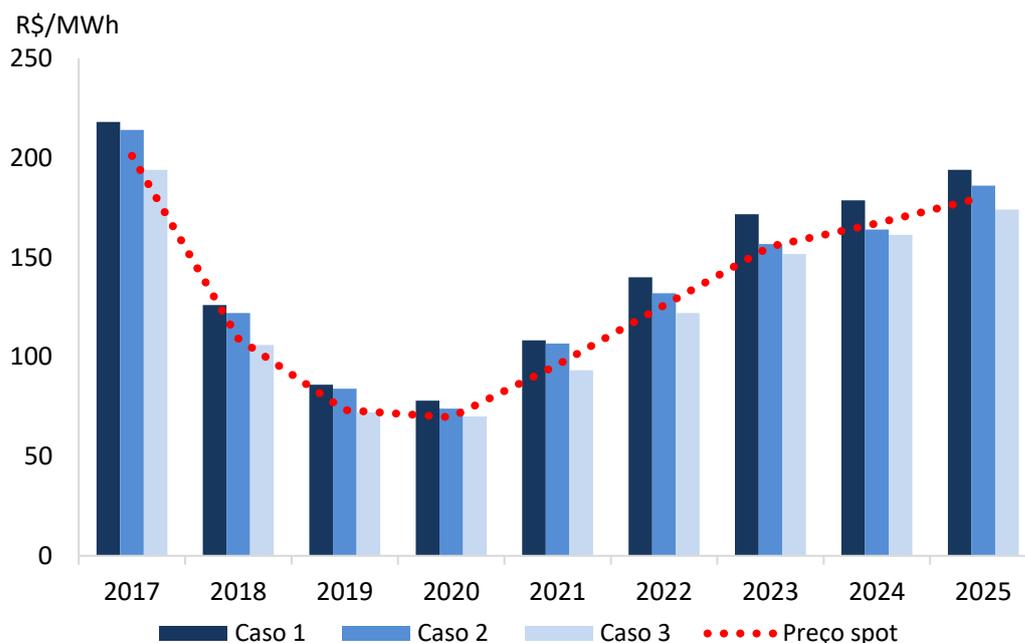


Figura 12 – Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a oferta de energia

Vale observar no gráfico acima a correlação entre o PLD e o preço de equilíbrio obtido pelo modelo. Como mencionado na seção 4.1 desse trabalho, os contratos de menor duração tendem a ser valorados a um preço próximo ao do PLD somado a um *spread*. Entretanto, como pode ser visto na Figura 14, esse *spread* em alguns casos assume valores negativos, o que vem a corroborar a ideia da diminuição do poder de negociação do gerador.

6.2 Sensibilidade no nível de aversão a risco do agente gerador

Essa segunda sensibilidade visa observar o comportamento do modelo ao se variar o nível de aversão ao risco do agente gerador, isto é, quanto o peso dado aos piores cenários, determinado pelo *CVaR*, influencia no preço de equilíbrio do sistema. Para isso, simulou-se essa variação diante de suas situações energéticas do sistema:

- i. A quantidade de energia demandada pela carga (100 MW médios) é exatamente igual a garantia física do sistema, também 100 MW médios;
- ii. A garantia física do sistema é 50% maior do que a energia demandada, isto é, a demanda da carga é igual a 100 MW médios e a garantia física do gerador é igual a 150 MW médios.

Em ambas as situações se considerou a carga como um agente pouco avesso, isto é, $\lambda = 0.95$, e variou-se o nível de aversão ao risco do gerador de 0.1 até 0.9, com intervalo de 0.1. Considerou-se ainda, como um custo de oportunidade para a carga, o fechamento mensal de um contrato valorado a $PLD_{\text{mensal}} + \textit{spread}$ de 20%.

6.2.1 Resultados para sistema com garantia física igual a demanda.

Afim de facilitar a análise com relação a sensibilidade, em um primeiro momento selecionou-se unicamente o ano de 2019 para mostrar o comportamento para cada nível de aversão ao risco do gerador (λ).

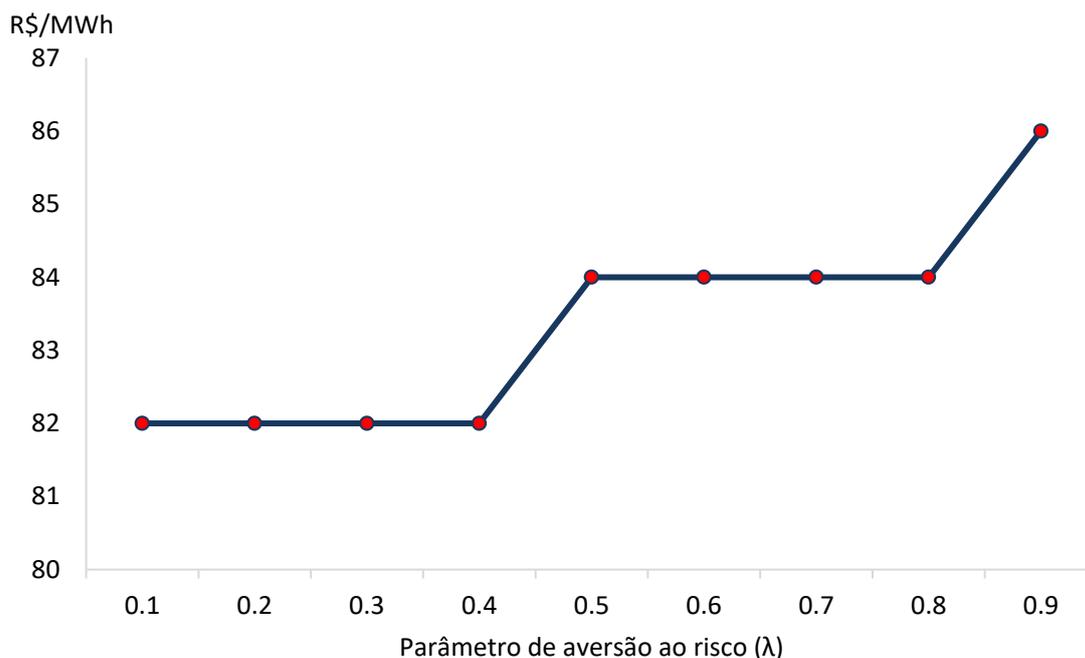


Figura 13 – Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador no ano de 2019 considerando um sistema sem sobra de garantia física

Espera-se que um agente mais avesso ao risco tenderá a tomar decisões que mitiguem de forma mais expressiva o seu risco, que nesse caso corresponde a sua exposição ao mercado de curto prazo caso não haja geração suficiente para cobrir o montante negociado em contrato. Dado que as condições do sistema não permitem que ele reserve parte de sua garantia física para mitigar esse risco, os geradores com esse perfil mais avesso aceitam negociar contratos a preços mais baixos de maneira a torna-los mais atrativos, garantindo assim, por meio deles, um valor esperado de receita que os satisfaçam.

Portanto, conclui-se que o contrato é utilizado pelos geradores mais avessos como um mecanismo para evitar sua exposição ao mercado de curto prazo, mesmo que para isso tenham que negociar esses contratos a preços mais baixos.

A título de demonstração do comportamento do preço de equilíbrio ao longo do horizonte de estudo, escolheu-se três casos dentre os simulados para serem representados em um gráfico que mostra a evolução do preço ao longo dos anos.

- Caso 1: nível de aversão ao risco do gerador é igual a 0.1
- Caso 2: nível de aversão ao risco do gerador é igual a 0.6
- Caso 3: nível de aversão ao risco do gerador é igual a 0.9

Tabela 5 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema sem sobra de garantia física

	Preço de equilíbrio (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	211	126	82	71	105	137	172	172	187
Caso 2	216	124	84	79	101	139	167	177	187
Caso 3	218	126	86	78	109	140	172	179	195
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180

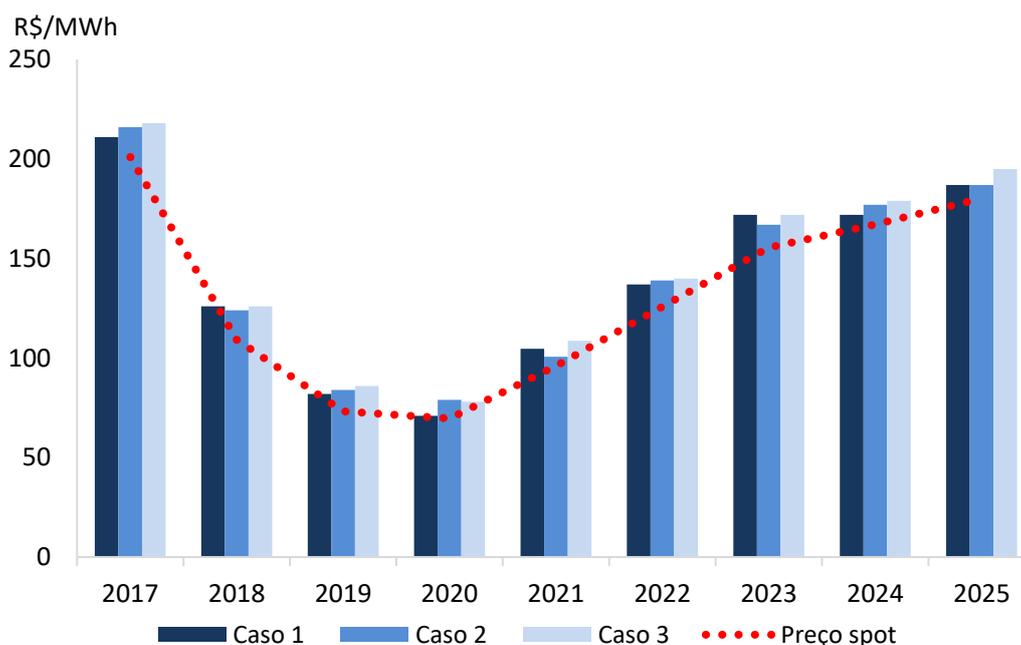


Figura 14 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema sem sobra de garantia física

Observa-se no gráfico acima que o exposto para o ano de 2019 na Figura 15 se repete sistematicamente ao longo do horizonte, ou seja, nos casos onde os geradores são mais avessos ao risco há a tendência de estabelecimento do preço de equilíbrio em patamares mais baixos, devido aos motivos explanado anteriormente. Além disso é possível notar que, uma vez o sistema estando sem sobra de garantia física, não há casos onde o spread é negativo, o que demonstra um maior poder de negociação do gerador.

6.2.2 Resultados para sistema com garantia física 50% maior que a demanda

Selecionou-se novamente um único ano, nesse caso o de 2023 afim de facilitar a análise com relação a sensibilidade.

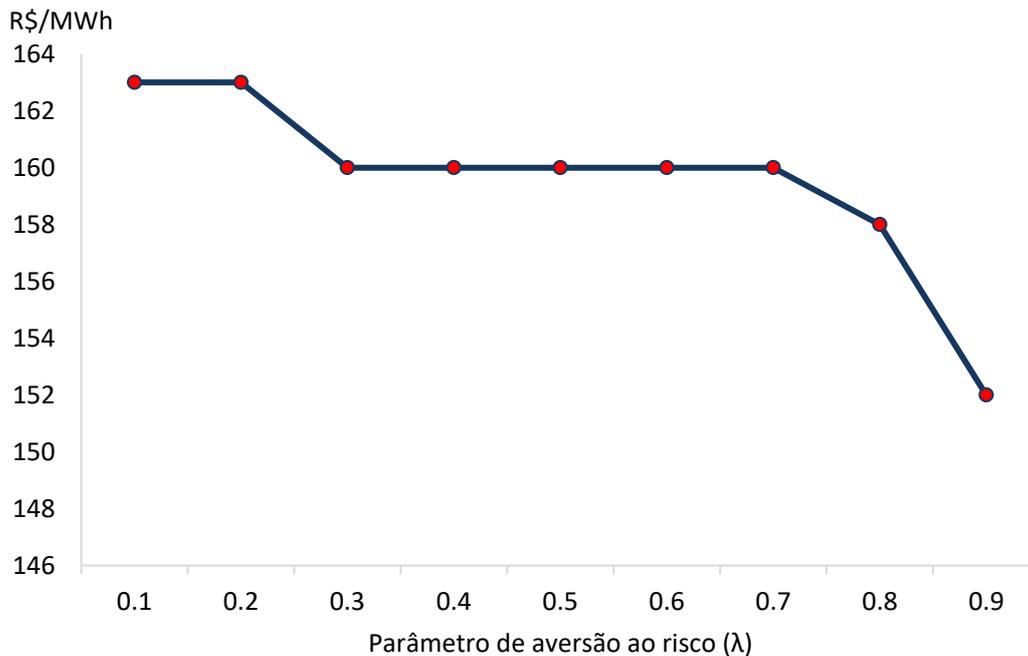


Figura 15 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador no ano de 2023 considerando um sistema com sobra de garantia física

Observa-se no gráfico da Figura 17 um comportamento contrário ao da situação anterior, ou seja, nesse sistema onde há uma sobre oferta de energia os casos nos quais os geradores são mais avessos possuem um patamar de preço de equilíbrio mais alto.

O gerador sabe a priori que mesmo que toda a carga tenha que se contratar ainda assim ele terá garantia física sobrando, o que representa para ele negociações no mercado de curto prazo e, por consequência, exposição a variabilidade do preço spot. Para se proteger de cenários onde o preço spot é baixo, o gerador mais avesso tende a aumentar o preço da energia ofertada afim de garantir que a sua receita esperada com o contrato será suficiente para mitigar os riscos de cenários nos quais ele é obrigado a liquidar sua energia excedente a preços spot baixos. Ou seja, o gerador busca uma receita fixa com os contratos que ao compor com a sua receita variável, proveniente das negociações no mercado de curto prazo, garanta a ele uma receita esperada aceitável para o seu nível de aversão ao risco.

A título de demonstração do comportamento do preço de equilíbrio ao longo do horizonte de estudo, escolheu-se três casos dentre os simulados para serem representados em um gráfico que mostra a evolução do preço ao longo dos anos.

- Caso 1: nível de aversão ao risco do gerador é igual a 0.1
- Caso 2: nível de aversão ao risco do gerador é igual a 0.7
- Caso 3: nível de aversão ao risco do gerador é igual a 0.9

Tabela 6 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema com sobra de garantia física

	Preço de equilíbrio (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	200	115	74	74	99	124	163	170	180
Caso 2	195	113	74	68	95	124	160	163	179
Caso 3	194	106	74	70	93	124	152	162	174
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180

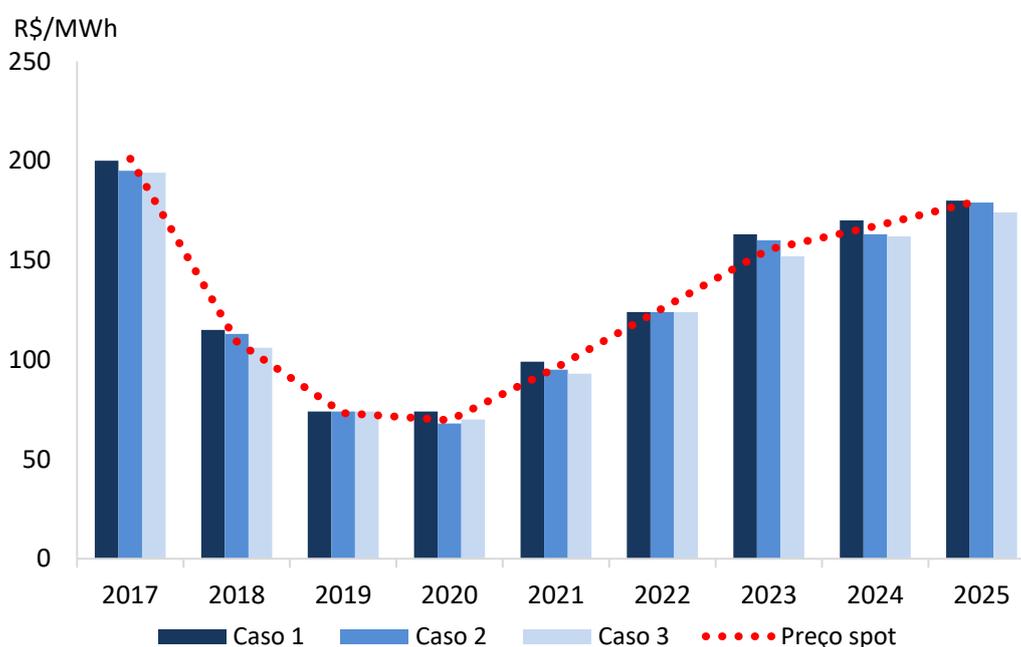


Figura 16 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao risco do gerador considerando um sistema com sobra de garantia física

Observa-se na Figura 18 que o comportamento analisado em detalhe para o ano de 2023 se repete para o restante do horizonte, isto é, quanto maior o nível de aversão ao risco do gerador em um sistema com sobra de garantia física, maior o patamar no qual o preço de equilíbrio se estabelece.

6.3 Sensibilidade com relação a contratos previamente negociados pelos geradores

Essa terceira sensibilidade foi realizada com o intuito de verificar o comportamento do modelo em situações nas quais os geradores já possuem parte de suas garantias físicas comprometidas, durante todo o horizonte, com algum contrato previamente estabelecido. Porém, existem dois aspectos desses contratos que podem variar: o preço e o montante. Por isso, separou-se essa sensibilidade em duas, afim de capturar o efeito da variação de cada um desses parâmetros pelo modelo.

Em ambas as sensibilidades se considerou um sistema hipotético composto por uma única carga com uma demanda de 100 MW médios e pouco avessa ao risco e um único gerador com garantia física de 150 MW médios e pouco avesso ao risco.

6.3.1 Sensibilidade com relação ao montante de energia previamente negociados em contratos pelos geradores

Nesse primeiro caso, os montantes de energia previamente contratados, para todo o horizonte do estudo, foram sendo variados em intervalos de 5 MW médios e supôs-se que esses contratos foram negociados em cada um dos casos a um preço de 150 R\$/MWh.

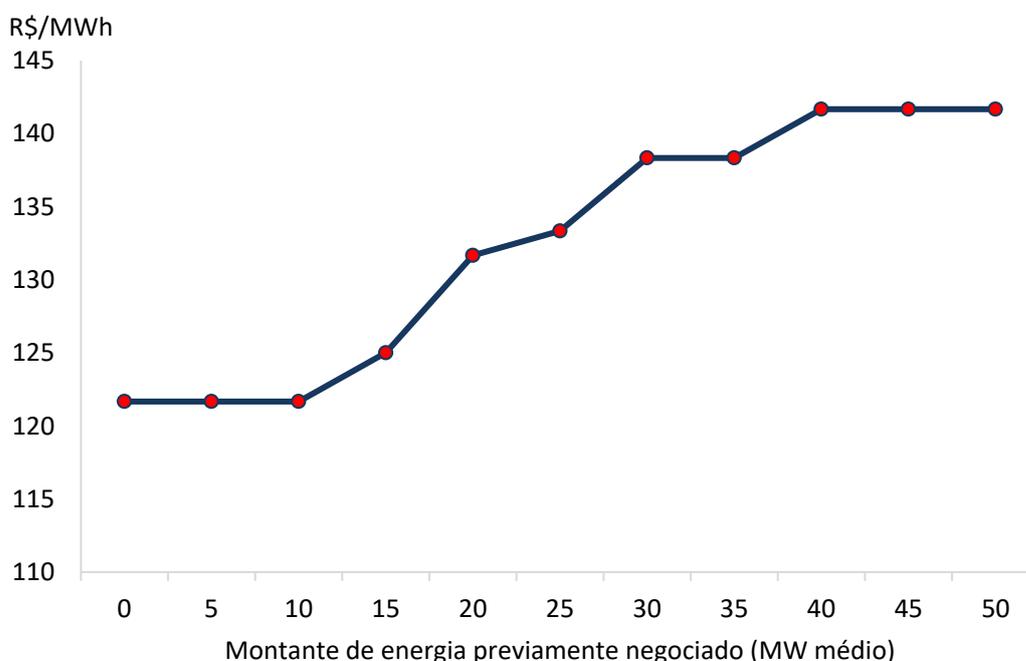


Figura 17 - Preços de equilíbrio no ano de 2022 para a sensibilidade com relação ao montante previamente negociado pelos geradores

Nota-se no gráfico acima que nos casos em que houve um maior montante de energia previamente negociado pelos geradores, o preço de equilíbrio tende a se estabelecer em um patamar mais elevado. Esse comportamento pode ser explicado pela diminuição da sobra de garantia física do sistema, isto é, ao firmar esses contratos os agentes geradores comprometem parte da sua garantia física, o que corresponderia a uma diminuição de garantia física disponível no sistema a ser negociada. Como consequência há um aumento natural do poder de negociação do gerador e com isso, o sistema tende a um preço de equilíbrio mais alto. Conclui-se, portanto, que o comportamento dessa sensibilidade é semelhante ao da realizada na seção 6.1 desse trabalho.

A título de demonstração do comportamento do preço de equilíbrio ao longo do horizonte de estudo, escolheu-se três casos dentre os simulados para serem representados em um gráfico que mostra a evolução do preço ao longo dos anos.

- Caso 1: nenhum contrato prévio foi firmado pelo gerador.
- Caso 2: o gerador já comprometeu 25 MW médios de sua garantia física em um contrato previamente estabelecido.
- Caso 3: o gerador já comprometeu 50 MW médios de sua garantia física em um contrato previamente estabelecido.

Tabela 7 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao montante previamente negociado pelo gerador

	Preço de equilíbrio (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	194	106	73	68	94	122	152	161	175
Caso 2	214	122	85	75	107	133	157	164	185
Caso 3	218	126	86	78	109	142	172	179	195
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180

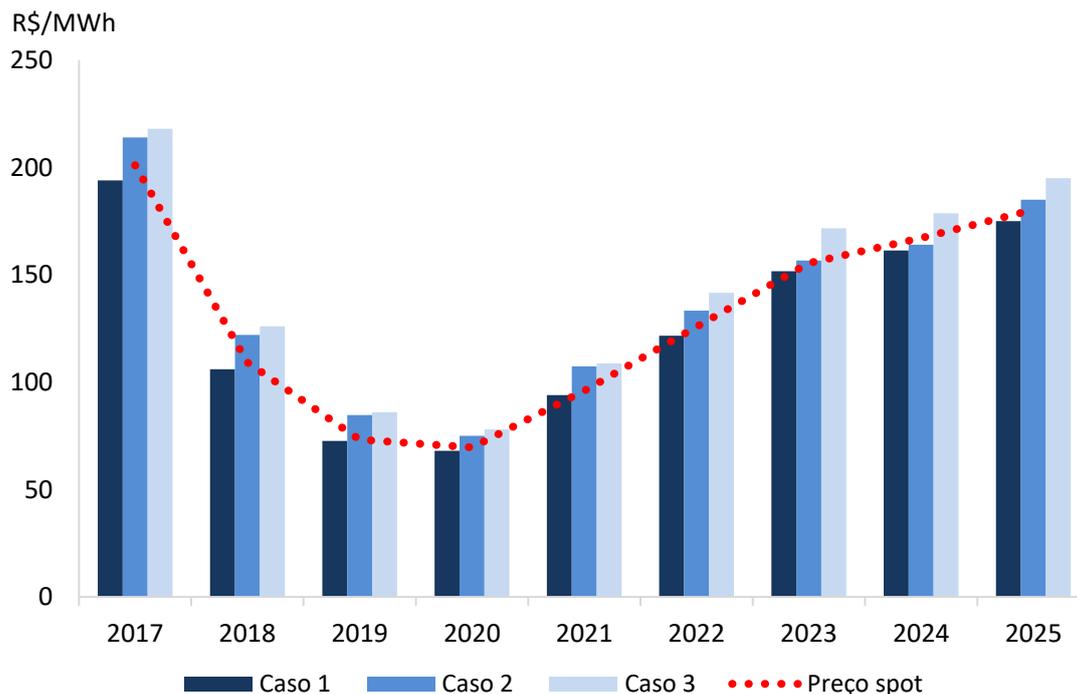


Figura 18 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação a aversão ao montante previamente negociado pelo gerador

Na Figura 20 é possível observar que para todo o horizonte de estudo o preço de equilíbrio tende a se estabelecer em um patamar mais elevado nos casos em que o gerador negociou um maior montante de energia previamente, corroborando o comportamento explicado anteriormente.

6.3.2 Sensibilidade com relação ao preço da energia previamente negociada em contratos pelos geradores

Nesse segundo caso os montantes de energia previamente contratados, para todo o horizonte do estudo, foram fixados em 50 MW médios enquanto o preço ao qual eles eram valorados foram sendo variados de 100 a 200 R\$/MWh com intervalos de 10 R\$/MWh.

Selecionou-se um único ano, nesse caso o de 2023 afim de facilitar a análise com relação a sensibilidade proposta.

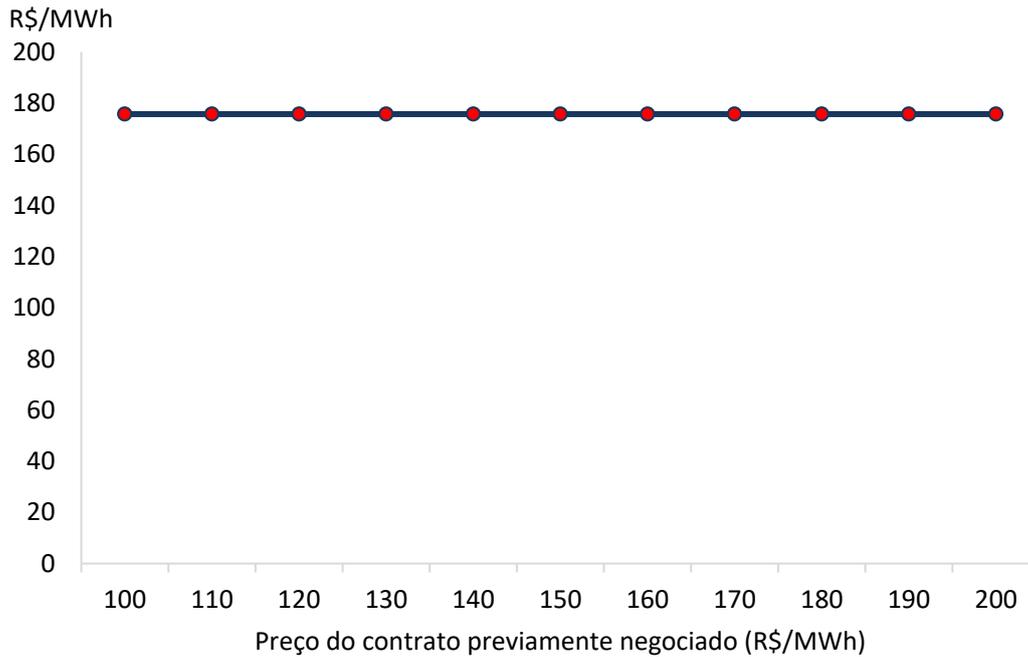


Figura 19 - Preços de equilíbrio no ano de 2023 para a sensibilidade com relação ao preço dos contratos previamente negociado pelos geradores

É possível observar na figura acima que o preço pelo qual a energia foi previamente negociada pelo gerador não influencia no preço de equilíbrio do sistema. Ao se modificar o preço desse montante previamente contratado, se está adicionando um valor constante a função da receita do gerador. Sendo assim, a curva de distribuição que representará essa variável será somente deslocada, não alterando, portanto, o valor esperado e nem o *CVaR* dessa variável. Dessa forma, conclui-se que para cálculo do preço de equilíbrio do sistema, o preço da energia previamente negociada é indiferente.

A título de demonstração do comportamento do preço de equilíbrio ao longo do horizonte de estudo, escolheu-se três casos dentre os simulados para serem representados em um gráfico que mostra a evolução do preço ao longo dos anos.

- Caso 1: contrato previamente negociado a 100 R\$/MWh
- Caso 2: contrato previamente negociado a 150 R\$/MWh
- Caso 3: contrato previamente negociado a 200 R\$/MWh

Tabela 8 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao preço dos contratos previamente negociado pelos geradores

	Preço de equilíbrio (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	229	122	87	69	105	140	176	176	193
Caso 2	229	122	87	69	105	140	176	176	193
Caso 3	229	122	87	69	105	140	176	176	193
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180

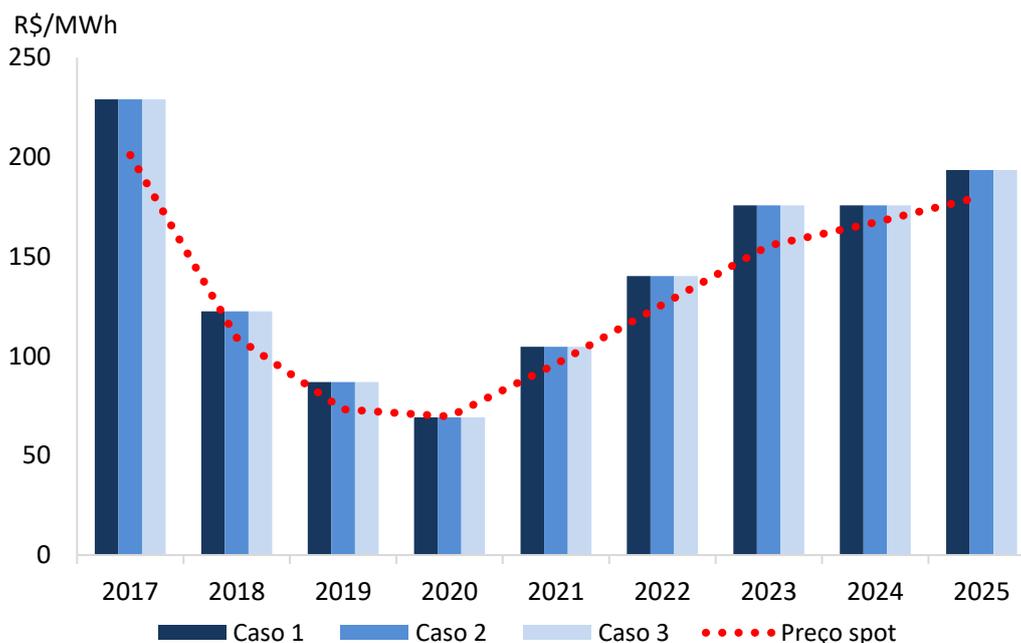


Figura 20 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao preço dos contratos previamente negociado pelos geradores

No gráfico apresentado na Figura 22 é possível observar o comportamento analisado para o ano de 2022: o preço de equilíbrio do sistema não é alterado devido ao preço de um contrato negociado previamente.

6.4 Sensibilidade na composição do portfólio de agentes geradores

Essa última sensibilidade se propõe a capturar o efeito da participação de agentes geradores com níveis de aversão ao risco diferenciados em um portfólio. Para isso, criou-se uma situação sistêmica hipotética onde a demanda da carga é de 100 MW médios e existem dois geradores, cada um deles com uma garantia física de 75 MW médios. Considerou-se ainda que a carga e um dos geradores são pouco avessos ao risco, e o outro gerador tem seu parâmetro de aversão ao risco variado de 0.1 a 0.9, com intervalos de 0.1. Os resultados para o ano de 2023 são apresentados abaixo.

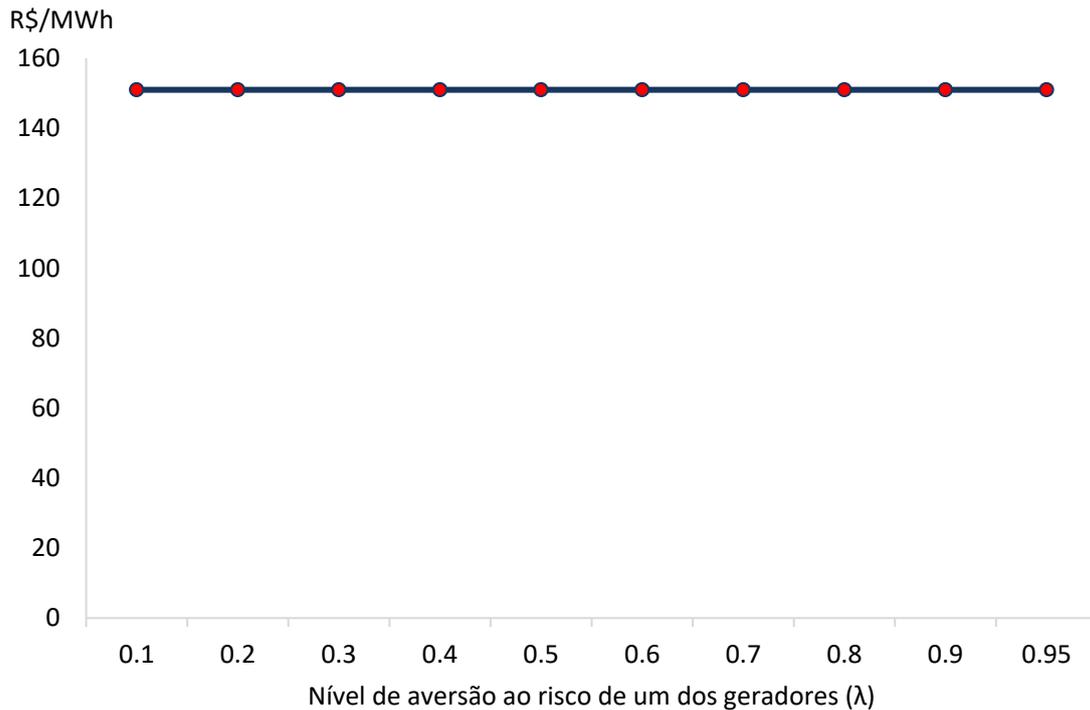


Figura 21 - Preços de equilíbrio no ano de 2023 para a sensibilidade com relação ao nível de aversão ao risco de um dos geradores que compõe o portfólio

É possível observar na figura acima que, para um portfólio composto por um gerador pouco avesso, o nível de aversão ao risco do outro gerador que compõe o restante do portfólio pouco influencia no preço de equilíbrio. Isso pode ser explicado pelo fato de que o agente menos avesso, como mostrado na seção 6.2.2, tende a buscar preços de contratos mais baixos quando o sistema está mais folgado. Com isso, o gerador mais avesso acompanha essa tendência para que consiga assim firmar contratos e se proteger de uma maior exposição ao mercado de curto prazo.

A título de demonstração do comportamento do preço de equilíbrio ao longo do horizonte de estudo, escolheu-se três casos dentre os simulados para serem representados em um gráfico que mostra a evolução do preço ao longo dos anos.

- Caso 1: gerador com perfil de aversão ao risco de 0.1
- Caso 2: gerador com perfil de aversão ao risco de 0.6
- Caso 3: gerador com perfil de aversão ao risco de 0.9

Tabela 9 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao nível de aversão ao risco de um dos geradores que compõe o portfólio

	Preço de equilíbrio (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	206	113	72	70	95	127	151	163	176
Caso 2	206	114	73	70	94	128	151	163	176
Caso 3	206	114	72	70	93	128	151	162	176
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180

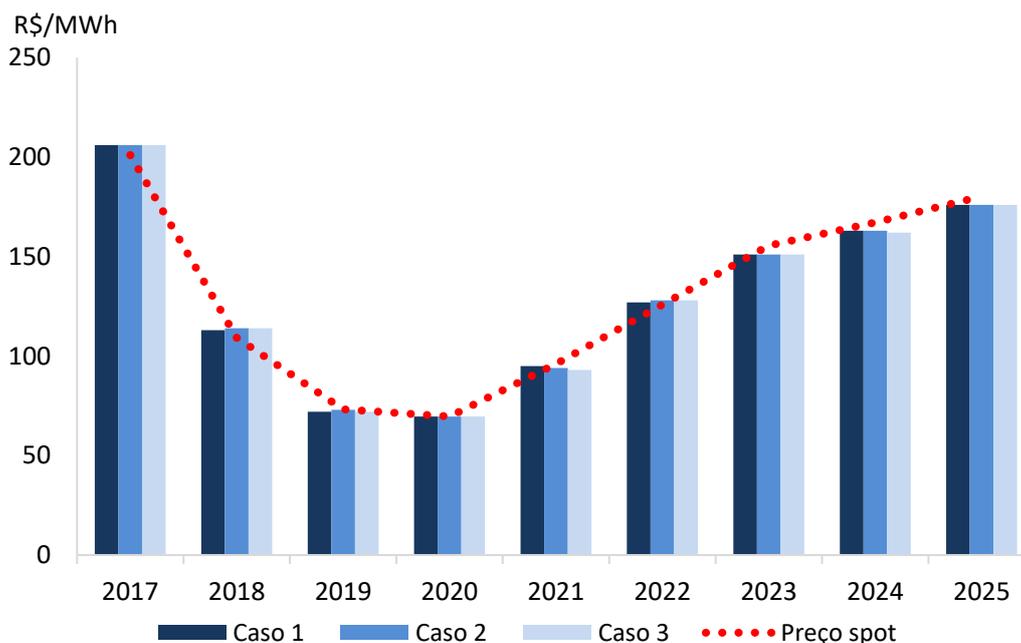


Figura 22 - Preços de equilíbrio para a sensibilidade com relação ao nível de aversão ao risco de um dos geradores que compõe o portfólio

O gráfico acima corrobora o que foi explanado na sensibilidade demonstrada nesta seção, isto é, o preço de equilíbrio não varia de acordo com a configurações de aversão ao risco dos geradores que compõem o portfólio.

6.5 Caso Brasil

Nesta última seção a metodologia proposta, para contratos com duração de um e três anos, é testada para o caso brasileiro. Para isso foi feito inicialmente um levantamento a respeito da carga e da garantia física existente no ambiente de contratação livre no Brasil, mostrado na tabela abaixo.

Tabela 10 – Balanço de garantia física e carga do mercado livre brasileiro

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Garantia Física (GW médio)	25.73	25.44	25.59	25.55	24.76	23.19	20.84	19.65	17.73
Carga (GW médio)	16.50	16.65	16.80	16.95	17.10	17.26	17.41	17.57	17.73

Observa-se, portanto, que durante quase todo o horizonte de estudo há uma sobra estrutural nesse mercado, com exceção do último ano. Dada essa configuração sistêmica, simulou-se dois casos em cada um dos modelos propostos:

- Caso 1: a carga e o gerador foram considerados como sendo pouco avessos ao risco ($\lambda = 0.95$)
- Caso 2: a carga foi considerada como sendo pouco avessa ao risco ($\lambda = 0.95$) e o gerador como sendo avesso ao risco ($\lambda = 0.5$)

Além disso, considerou-se a hipótese regulatória de retorno da carga ao mercado cativo de energia diante de um aviso prévio de cinco anos e a possibilidade de fechamento de contratos mensais, por parte da carga, valorados a PLD + 20% de *spread*.

6.5.1 Resultados para contratos com duração de 1 ano

Tabela 11 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de um ano considerando o caso brasileiro

	Preço de equilíbrio para contratos com duração de um ano (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	193	106	73	70	95	123	158	173	194
Caso 2	193	108	73	71	95	123	161	172	191
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180

Com auxílio do gráfico abaixo é possível observar a forte correlação entre o preço spot, a sobra de garantia física no sistema e o preço de equilíbrio. Percebe-se, como mencionado anteriormente, que o comportamento do preço determinado pelo modelo segue a mesma tendência do preço spot, corroborando o exposto na seção 4.1 do presente trabalho.

Além disso é possível observar que no início do cenário a diferença entre o preço de equilíbrio e o preço spot é negativa, o que demonstra uma maior disposição a vender do gerador, o que se justifica pela sobra de energia no sistema. Conforme essa sobra diminui, há a consequente diminuição dessa diferença, até que o preço spot se torna mais barato do que o preço de equilíbrio, demonstrando uma inversão na disposição a vender do gerador.

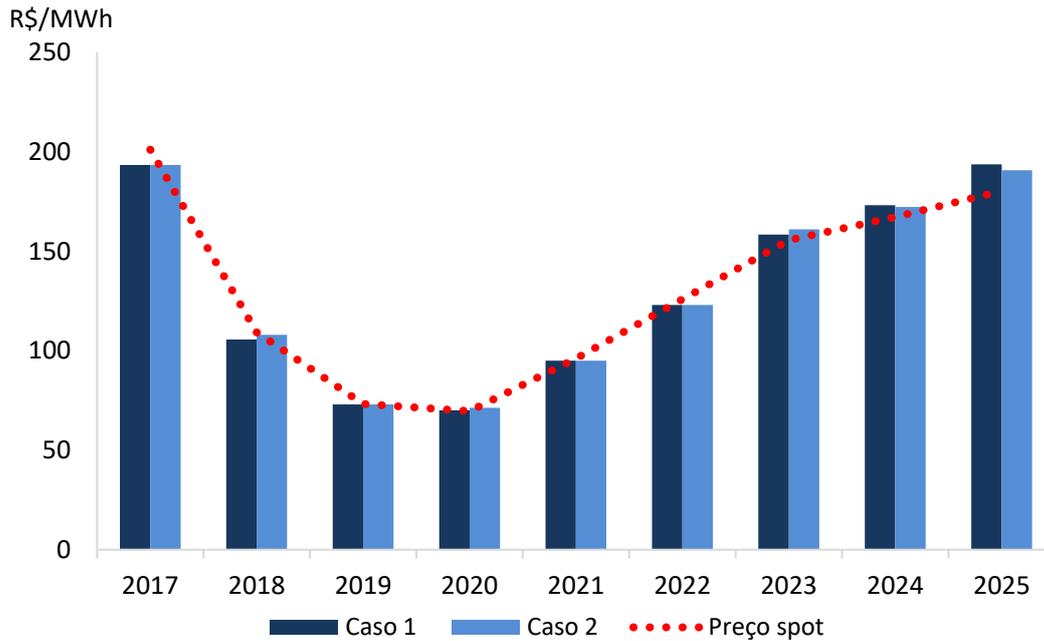


Figura 23 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de um ano considerando o caso brasileiro

6.5.2 Resultados para contratos com duração de três anos

Tabela 12 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de três anos considerando o caso brasileiro

	Preço de equilíbrio para contratos com duração de três anos (R\$/MWh)								
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Caso 1	142	96	95	105	133	158	170	177	163
Caso 2	127	83	81	98	126	148	165	172	163
Preço spot	201	109	73	70	96	126	155	167	180
Preço ACR					168	171	177	176	163

Os resultados para esse caso no qual o contrato tem duração de três anos mostram que a tendência de equilíbrio para contratos com duração mais prolongada ocorre em um patamar mais baixo. Isso pode ser explicado pela baixa correlação entre o preço spot e o preço de equilíbrio para contratos com essa duração. Deve-se observar ainda que a modelagem para os contratos com duração de três anos leva em consideração o custo de oportunidade de retorno da carga a distribuidora, diminuindo assim o poder de negociação do gerador, fazendo com que ele tenda a ofertar contratos por um preço mais baixo.

Uma última observação pode ser feita com relação a diferença de preço dada a aversão ao risco do gerador. Diferente do que ocorre nos contratos de um ano, como mostrado na seção 6.2, nos contratos de três anos o caso que conta com um gerador mais avesso tende a atingir o preço de equilíbrio em um patamar mais baixo do que o caso com um gerador menos avesso. Isso ocorre, porque diferentemente do caso anterior, agora há o custo de oportunidade para a carga que é a tarifa de energia da distribuidora. Isso faz com que o gerador mais avesso diminua o preço do seu contrato de forma a torna-lo mais atrativo para a carga, buscando assim evitar que ela retorne ao mercado cativo. Assim, como justificado na seção 6.2.1, ele consegue aumentar a sua receita esperada, uma vez que a sua parcela de garantia física exposta no mercado de curto prazo é reduzida com o fechamento desse contrato de longo prazo.

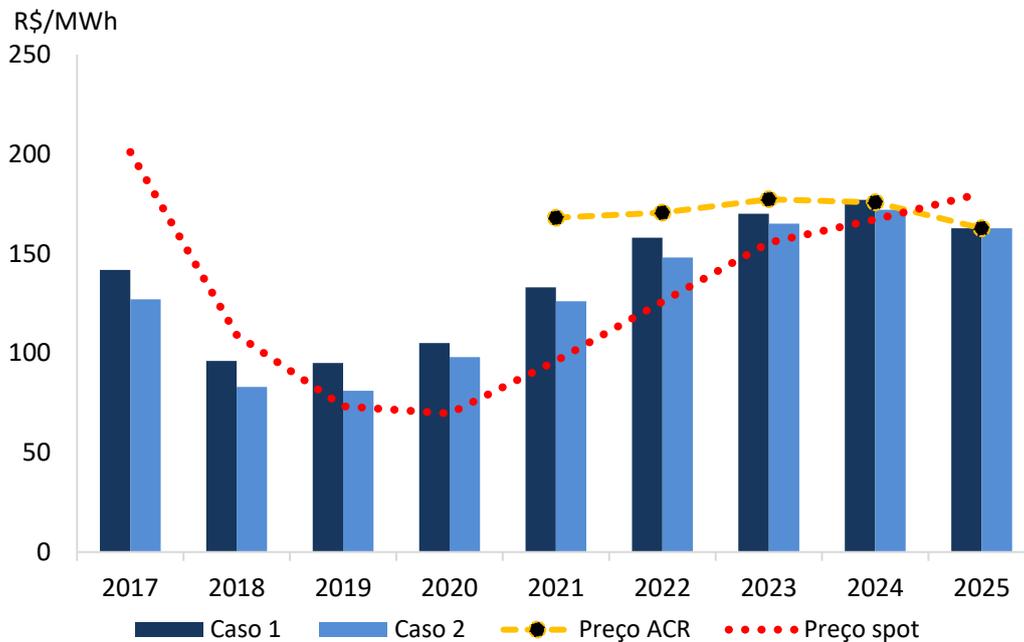


Figura 24 - Preços de equilíbrio para contratos com duração de três anos considerando o caso brasileiro

7 CONCLUSÕES

Diante de tudo que foi exposto ao longo desse trabalho é notável a dificuldade de se precificar a energia comercializada no ambiente livre no Brasil, uma vez que não existe uma formulação capaz de determinar o seu preço. Observa-se, portanto, que há uma tendência de precificação do mercado baseada muito em cotações realizadas pelos agentes e pela expectativa de preço spot, o que acaba gerando assimetria no mercado. Portanto, um modelo que se propõe a precificar a energia comercializada nesse ambiente de forma coerente se mostra de fundamental importância para os agentes.

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia que busca obter essa precificação mais justa, baseando-se no conceito econômico de equilíbrio de mercado, no qual a curva de oferta cruza com a curva de demanda em um ponto de equilíbrio, sem deixar de considerar os aspectos regulatórios. Além disso, a metodologia proposta permite que seja considerada a aversão ao risco do agente, elemento de fundamental importância para o mercado, uma vez que ele representa o perfil do agente.

Ao longo do último capítulo foi possível, por meio das sensibilidades, observar que o modelo consegue capturar tanto mudanças sistêmicas, isto é, a relação entre a oferta total e a demanda, quanto uma mudança em um único agente, como por exemplo a variação na aversão ao risco do agente. Destaca-se, no entanto, a alta sensibilidade do modelo com relação a situação energética do sistema simulado.

Conclui-se, portanto, que o principal atrativo da metodologia proposta é permitir estimar o preço de energia, através de abordagem fundamentalista, em situações de escassez ou excesso de oferta no sistema.

Para trabalhos futuros, seria interessante o desenvolvimento desse modelo de maneira que ele possa ser capaz de realizar previsões condicionadas de preços por meio de uma estrutura de árvore estocásticas, de maneira a auxiliar na tomada de decisão do agente com relação ao momento mais adequado para realizar a contratação de energia baseando-se na realização hidrológica de um determinado ano.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] PEREIRA, M.V.F., 1989, *Optmal Stochastic Operations Scheduling of Large Hydroelectric Systems*. **Electrical Power & Energy Systems**, 11(3), pp. 161-169.
- [2] MME. Portaria n. 42, de 1º de março de 2007
- [3] CCEE (2011), *Formação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)*, versão 1.0, Brasília, Brasil
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Homologatória n. 2.190, de 13 de dezembro de 2016.
- [5] BRASIL. **Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004**. *Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências.*
- [6] BRASIL. **Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004**. *Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências.*
- [7] EPE (2008), *Metodologia de cálculo da Garantia Física das Usinas*, 1ª ed., Brasília, Brasil
- [8] MME. Portaria n. 303, de 18 de novembro de 2004
- [9] BRASIL. **Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998**. *Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e dá outras providências.*
- [10] BRASIL. **Lei n. 9.074, de 7 de julho de 1995**. *Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.*
- [11] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa n. 376, de 25 de agosto de 2009.
- [12] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa n. 595, de 17 de dezembro de 2013.
- [13] JORION, P., 2000, *Value at Risk*. New York, NY [u.a.], McGraw Hill.
- [14] ACERBI, C., 2007, *“Coherent measures of risk in everyday market practice”*, *Quantitative Finance*, v. 7, n. 4 (August), pp. 359364.

- [15] ARTZNER, P., DELBAEN, F., EBER, J.-M., et al., 1997, Thinking coherently, The Journal of Risk, v. 10, n. 11, pp. 6871.
- [16] ACERBI, C., TASCHE, D., 2001, Expected Shortfall: a natural coherent alternative to Value at Risk, arXiv, (May).
- [17] ROCKAFELLAR, R.T, "*Convex Analysis*". 1970, New Jersey, 447 pags.