

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Claudemir Chateaubriand de Sousa

**TOMADA DE DECISÃO EM COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO LIVRE DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado realizada no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Belo Horizonte
2020

Claudemir Chateaubriand de Sousa

**TOMADA DE DECISÃO EM COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO LIVRE DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Petr Iakovletich Ekel

Área de concentração: Sistemas de Engenharia Elétrica e de Computação

Belo Horizonte

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

S725t Sousa, Claudemir Chateaubriand de
Tomada de decisão em comercialização no mercado livre de energia elétrica /
Claudemir Chateaubriand de Sousa. Belo Horizonte, 2020.
81 f. : il.

Orientador: Petr Iakovletich Ekel
Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

1. Energia elétrica. 2. Geração distribuída de energia elétrica. 3. Energia elétrica - Consumo. 4. Mercado. 5. Livre iniciativa. 6. Energia elétrica – Comércio – Brasil I. Ekel, Petr Iakovletich. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

SIB PUC MINAS

CDU:621.31(81)

Ficha catalográfica elaborada por Renata Diniz Guimarães de Oliveira - CRB 6/2646

Claudemir Chateaubriand de Sousa

**TOMADA DE DECISÃO EM COMERCIALIZAÇÃO NO MERCADO LIVRE DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE) da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Engenharia Elétrica e de Computação

Prof. Dr. Petr Iakovletich Ekel - PUC Minas (Orientador)

Profa. Dra. Rose Mary de Souza Batalha - PUC Minas (Banca Examinadora)

Prof. Dr. Cleber Esteves Sacramento - CEMIG (Banca Examinadora)

Prof. Dr. Gustavo Luis Soares - PUC Minas (Suplente)

Belo Horizonte, 28 de fevereiro de 2020.

A Deus e aos meus pais, por terem me dado a vida; aos meus irmãos e amigos de infância, por me proporcionarem um ambiente propício à formação de minha personalidade e de meu caráter ilibado; à minha família (Márcia, Matheus e André) pelo apoio e pela confiança incondicionais; e aos amigos e profissionais com os quais convivi todos esses anos, por terem sido exemplos de dedicação, comprometimento, disciplina, foco em resultado e resiliência.

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Petr Ekel pela orientação e por todo apoio durante a realização do mestrado.

Minha gratidão à Prof. Dra. Rose Batalha pela paciência na condução e coordenação do curso, e pela agilidade na condução dos assuntos quando tive dificuldades.

Sou grato a todos os professores doutores que tanto me ensinaram, não só os métodos, as metodologias e ferramentas sobre o estado da arte utilizados no mundo da engenharia, mas também pela dedicação e doação para a formação de novos profissionais, tecnicamente capacitados e dispostos a tornarem o mundo cada vez melhor.

Meus reconhecimentos aos colegas do mestrado, pela colaboração mútua no desenvolvimento dos trabalhos durante o curso.

E, por fim, mas não menos importante, à Eliza, da Secretaria do Curso, pela competência, agilidade e pelo apoio incansável.

Há homens que lutam um dia, e são bons. Há outros que lutam um ano, e são melhores. Há os que lutam muitos anos e são muito bons. Mas há os que lutam toda a vida e estes são imprescindíveis.
(BRECHT, 2019).

RESUMO

O objeto de estudo do presente trabalho, uma pesquisa experimental, é a tomada de decisão em comercialização no mercado livre de energia elétrica. Por isto, tem como objetivo central desenvolver uma metodologia para agilizar esta tomada de decisão e, assim, orientar os consumidores livres sobre a melhor estratégia de contratação de energia a longo prazo que visa a reduzir seus custos com energia elétrica e os riscos decorrentes de tal decisão. Um problema comumente enfrentado por um consumidor é como definir o percentual ideal de contratação a longo prazo, e evitar os riscos de preços altos do mercado de curto prazo, mas, ao mesmo tempo, tomar uma decisão que lhe garanta custos competitivos. A pesquisa pressupõe a construção das funções objetivo de custo e de risco (e, em princípio, o risco pode ser caracterizado por mais de um indicador) de um dado volume de energia a ser comprado no mercado e a definição de alternativas. Para desenvolver esta investigação, utilizou-se, como metodologia, a pesquisa bibliográfica de autores pertinentes ao tema e de tomada de decisão em comercialização de energia no mercado livre brasileiro. A solução do problema determinístico (para um único cenário), na metodologia proposta, foi baseada na aplicação da abordagem de autores que tratam o tema da tomada de decisão em ambiente *fuzzy*, cuja aplicação produz soluções multicritério harmoniosas. O conjunto das soluções obtidas para diferentes cenários (soluções localmente ótimas) foi processado com base na abordagem associada à construção e análise das matrizes *payoff*. Estas refletem os efeitos obtidos para diferentes alternativas de solução, conforme as diferentes combinações dos dados iniciais, estados de natureza ou condições de mercado. Os resultados apontaram que o caminho percorrido permitiu a geração de soluções robustas para a tomada de decisão em comercialização de energia, aumentando-se a confiança e eficiência em se conseguir um melhor custo. Concluiu-se que, para um caso prático, por exemplo, caso a metodologia proposta tivesse sido aplicada, o consumidor poderia ter economizado mais de R\$ 1 milhão de reais (35%).

Palavras-chave: Comercialização de energia. Mercado livre. Tomada de decisão multicritério. Otimização. Soluções robustas.

ABSTRACT

The thesis of this study, an experimental research, is decision making in power trading in Brazilian free market making use of the multicriteria analysis. Because of that its main objective is to develop a methodology to streamline decision making and guide free consumers on the best strategy for long term electricity contracting which aims to reduce its costs and the risks arising from that decision. A common problem faced by industrial consumers is how to define the ideal percentage of power should be purchased in long-term contract, avoiding thus the risks of the high prices in the short-term market but, at the same time, to make a decision which secures supply at competitive prices. This research entails the construction of cost and risk objective functions (and, at first, risk can be seen as more than one function) for a certain amount of power to be purchased in the market and the definition of alternatives. To develop this investigation the author made use of the bibliographical and decision making in trading electricity in the Brazilian free market. Deterministic problem solution (for one scenario only) in the methodology proposed in this text was based upon approaches used by authors dealing with the decision making theme in a *fuzzy* environment whose application results in harmonious multicriteria solutions. A set of solutions for different scenarios (local optimal solutions) provide input for payoff matrix. This approach produces different effects according to different alternatives related to set up conditions, initial nature state or market conditions and allows for the creation of robust solutions in decision-making in power trading, increasing confidence and cost efficiency. It was concluded that, for a practical case, for example, if the proposed methodology had been applied, the consumer could have saved more than R \$ 1 million reais (35%).

Key-words: Power trading. Free market. Multicriteria decision-making. Optimization. Robust solutions.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Cadeia de valor da energia elétrica.....	31
Figura 2 - Fluxograma do esquema geral de tomada decisão multicritério em condições de incerteza.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Matriz elétrica do Brasil em 2018	39
Tabela 2 - Preços para Jan/2020	43
Tabela 3 - Preços e custos.....	48
Tabela 4 - Cenários e custos.....	49
Tabela 5 - Custo máximo, mínimo, risco e arrependimento	50
Tabela 6 - Dados iniciais	53
Tabela 7 - Funções de pertinência	53
Tabela 8 - Funções de pertinência modificadas	54
Tabela 9 - Comparação de Resultados.....	54
Tabela 10 - Recomendação de não comprar	55
Tabela 11 - Recomendação de compra de 100% da necessidade	56
Tabela12 - Teste de sanidade.....	56
Tabela 13 - Resumo estatístico dos dados de preços.....	59
Tabela 14 - Custo total, risco e arrependimento na operação real.....	59
Tabela 15 - Resultado da aplicação da metodologia para a operação real.....	60
Tabela 16 - Resultado das funções de pertinência	61
Tabela 17 - Preços médios CCEE.....	61
Tabela 18 - Custos que teriam sido alcançados, caso a metodologia tivesse sido aplicada.....	62
Tabela 19 - Custo da operação real e custo caso a metodologia tivesse sido aplicada	62
Tabela 20 - Funções de pertinência das funções objetivo	65
Tabela 21 - Matriz pay-off com estimativa característica para a primeira função objetivo (custo total)	66
Tabela 22 - Matriz pay-off com estimativa característica para a segunda função objetivo.....	67
Tabela 23 - Matriz pay-off com estimativa característica para a terceira função objetivo (arrependimento).....	67

Tabela 24 - Matriz modificada para a primeira função objetivo	68
Tabela 25 - Matriz modificada para a segunda função objetivo.....	69
Tabela 26 - Matriz modificada para a terceira função objetivo	69
Tabela 27 - Matriz agregada das 3 funções objetivo calculada com base nos 2 cenários	70
Tabela 28 - Função de pertinência das funções de pertinência para as funções objetivo agregadas, conforme critérios de Wald, Laplace, Savage e Hurwicz.....	72
Tabela 29 - Matriz consolidada com preços no fim da faixa de distribuição	73

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Custo spot de energia elétrica no Brasil	41
Gráfico 2 - Histórico de preços spot.	42
Gráfico 3 - Distribuição dos preços	44
Gráfico 4 - Custo total, risco e arrependimento	51
Gráfico 5 - Distribuição de preços nas primeiras faixas	55
Gráfico 6 - Distribuição dos preços entre preço de mercado e o máximo	56
Gráfico 7 - Distribuição estatística dos preços quando do fechamento da operação	58
Gráfico 8 - Custos totais, risco e arrependimento	60
Gráfico 9 - Distribuição dos preços de curto prazo.....	71
Gráfico 10 - Distribuição de preços utilizada para testar a proposta com preços distribuídos no fim da faixa.....	73

LISTA DE QUADRO

Quadro 1 - Resumo da operação real	58
--	----

LISTA DE SÍMBOLOS

$X(a)$	o valor de cada alternativas (a), de 0% a 1000%, admitidas	%
F	função (custo, risco, arrependimento)	R\$
$\langle X, F \rangle$	par (alternativa, resultado)	%, R\$
$p(i)$	cada possibilidade de preço (i) para janeiro de 2020	R\$
$p_{\max}(i)$	o preço máximo da distribuição $p(i)$	R\$
$p_{\min}(i)$	o preço mínimo da distribuição $p(i)$	R\$
PM	o preço de mercado, em janeiro de 2020	R\$/MWh
$A_p(X,F)$	par (alternativa, resultado) a ser minimizado ou maximizado	%, R\$
μ_{A_p}	função de pertinência	%
D	Interseção das funções otimizadas	%
μ_{D_p}	função de pertinência da interseção	%

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente e Contratação Regulada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CVaR	Valor Condicional em Risco
CVU	Custo Variável Unitário
LPM	Lower Partial Moments
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
OWA	Ordered Weigthed Average
VaR	Risco Valor em Risco

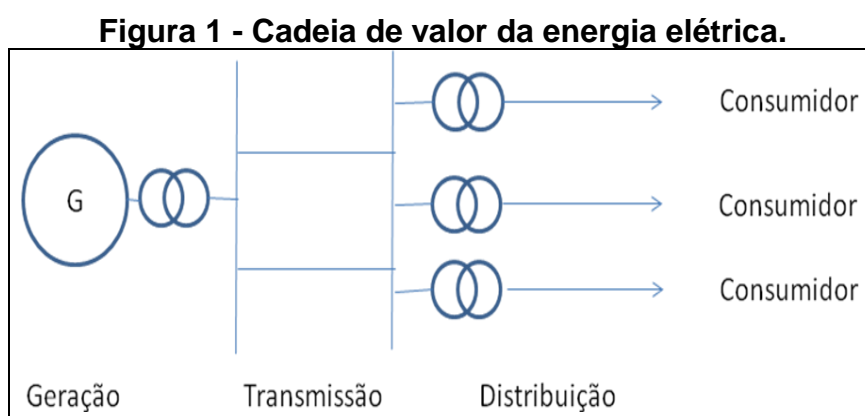
SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	31
2 OBJETIVOS	33
2.1 Geral.....	33
2.2 Objetivos específicos	33
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	35
3.1 Definições e conceituações na análise de risco	35
3.2 A utilização das métricas de VaR e CVaR	35
3.3 O método da média-variância de Markovitz	36
3.4 A crítica ao método da média-variância de Markovitz	36
3.5 A métrica CVaR com intervalo de confiança mais restritivo	36
3.6 A fronteira eficiente de Pareto	36
3.7 As experiências no mercado norueguês de energia (Nordpool).....	36
3.8 A aplicação da abordagem de Bellman e Zadeh para tomada de decisão em ambiente fuzzy com modelos multicritério.....	37
3.9 A métrica Lower Partial Moments (LPM).....	37
3.10 O agregador Ordered Weighed Average (OWA).....	38
3.11 A tomada de decisão multicritério usando agregador de peso médio em ambiente fuzzy de intervalo tipo 2 (IT2FWA)	38
4 MATERIAIS.....	39
4.1 A matriz elétrica brasileira	39
4.2 O mercado de energia elétrica no Brasil	39
4.2 Os preços spot de mercado	40
4.3 As funções objetivo	45
5 METODOLOGIA ATUAL	47
5.1 Metodologia largamente utilizada atualmente	47
5.2 RESULTADOS COM A METODOLOGIA ATUAL	47

6 A METODOLOGIA PROPOSTA.....	51
6.1 RESULTADOS COM A METODOLOGIA PROPOSTA	53
7 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS.....	57
8 CASO PRÁTICO.....	57
9 Matriz Pay-off.....	62
10 CONCLUSÕES E DISCUSSÕES FINAIS	77
11 Propostas para trabalhos futuros	77
REFERÊNCIAS	79

1 INTRODUÇÃO

Até 1995, o mercado de energia elétrica no Brasil era verticalizado. Os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia pertenciam, exclusivamente, às empresas estatais (Federais, Estaduais e Municipais). Havia, até então, um ambiente único de contratação de energia: o Ambiente e a Contratação Regulada (ACR) (MOTA, 2015).



Fonte: Elaborado pelo autor.

No entanto, a criação do arcabouço regulatório do setor elétrico em 1995, no Brasil, desverticalizou a cadeia de valor da energia elétrica tornando possível a comercialização de consumidores conectados em nível de tensão acima de 13,8 kV e de demanda acima de 0,5 MW. Tal medida resultou na competição no segmento de geração, no monopólio nos setores de transmissão e na distribuição, a competição na comercialização, e determinou a livre escolha do fornecedor de energia para certos consumidores, principalmente os industriais. Nascia, aí, a possibilidade de contratação de energia num outro Ambiente alternativo, o de Contratação Livre (ACL) (FLOREZI, 2009).

Nesse Ambiente, os consumidores livres - foco deste trabalho - têm a opção de escolha, não só do seu fornecedor de energia, mas também, das condições de preço, prazo e flexibilidades (sazonalização, e modulação) do seu contrato de energia. O consumidor pode, então, escolher adquirir energia de um gerador, de um comercializador, ou até mesmo de outro consumidor livre (CAMPOS; RAMOS; AZEVEDO, 2015).

O problema é que ter liberdade de escolha, também, envolve tomar decisões e gerenciar riscos, ações nada triviais, lembrando que nem todas as empresas, em que

pesem seus corpos técnicos, estão preparadas para isto. Uma decisão incorreta pode acarretar milhões de reais de prejuízo. Na maioria das vezes, tais decisões requerem profissionais altamente qualificados em análise e gestão de riscos, que nem sempre estão disponíveis nos quadros de empregados de consumidores livres focados no seu negócio principal que quase nunca é a energia elétrica.

O objetivo deste trabalho foi propor um método para a tomada de decisão em comercialização de energia elétrica no mercado livre no Brasil. Alternativas de contratação (soluções localmente ótimas) para um cenário único foram definidas com base na modificação da abordagem de Bellman e Zadeh (1970) para a tomada de decisão em ambiente *fuzzy*. A consideração das incertezas baseou-se na construção e análise das matrizes *pay-off*.

Espera-se que este trabalho possa servir de base para a orientação de consumidores livres sobre a melhor estratégia de contratação de energia a longo prazo, com o objetivo de reduzir seus custos com energia elétrica e os riscos decorrentes de tal decisão.

Isto posto, foram definidos os objetivos para este trabalho.

2 OBJETIVOS

2.1 Geral

Aplicar a modificação da abordagem de Bellman e Zadeh (1970) em ambiente *fuzzy* e esquema geral de tomada de decisão multicritério em condições de incerteza, para a elaboração das decisões eficientes em comercialização de energia elétrica no mercado livre no Brasil.

2.2 Objetivos específicos

- a) discutir a metodologia atualmente utilizada para a tomada de decisão em comercialização de energia no mercado livre no Brasil;
- b) propor uma nova metodologia de simples entendimento, e fácil aplicação;
- c) apresentar uma comparação dos resultados obtidos entre a metodologia proposta e a metodologia largamente utilizada pelo mercado;
- d) orientar os consumidores livres sobre a melhor estratégia de contratação de energia a longo prazo, visando à redução de seus custos com energia elétrica e os riscos decorrentes de tal decisão.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, abordamos a análise de riscos e a tomada de decisão em ativos e derivativos que tiveram sua origem em mercados financeiros. Para se proceder à análise de riscos, existe uma nomenclatura própria as quais são abordadas nas seções a seguir. Ainda, alguns métodos e suas derivações têm sido aperfeiçoados, ao longo do tempo.

3.1 Definições e conceituações na análise de risco

Aven (2016) apresentou um trabalho extenso e abrangente com múltiplas definições e conceituações relevantes e significativas para a compreensão adequada sobre as métricas na área de riscos.

3.2 A utilização das métricas de VaR e CVaR

Em trabalho intitulado *Risco de mercado na comercialização de energia elétrica: uma análise estruturada com foco no Ambiente de Contratação Livre – ACL* Ribeiro (2015), assinala as métricas de Risco Valor em Risco (VaR) e Valor Condicional em Risco (CVaR) largamente utilizadas atualmente por diversas empresas, na comercialização e gestão de riscos no setor elétrico no Brasil. O preço *spot* é estocástico. A métrica de risco VaR determina qual é o valor da compra dessa energia para a condição de ocorrência dos 5% piores cenários (P95) da distribuição do preço *spot* para o período desejado. Assim, a métrica VaR é criticada por subestimar as consequências de ocorrências acima do P95 (probabilidade “p” de ocorrência de 95% dos piores casos). É criticada, também, por não obedecer à propriedade aditiva ($P97\% \neq P95\% + P2\%$). A métrica CVaR foi adotada para corrigir deficiências da métrica VaR, porém, ambas apresentam limitações em função da distribuição assimétrica da probabilidade. De forma prática, nessas métricas, define-se um valor aceitável para o custo de compra da energia e monitora-se o valor em risco. Caso o custo da compra de energia se aproxime do VaR ou do CVaR, a operação de compra é realizada. Ocorrências de preços de calda da distribuição apresentam consequências indesejáveis pelo tomador da decisão.

3.3 O método da média-variância de Markovitz

Munhoz (2018) estabeleceu a contratação ótima de um portfólio de energia, definindo contratação a longo prazo e exposição ao mercado de curto prazo (*spot*), a partir da metodologia média-variância de seleção de portfólio de Markowitz. (HAUGH, 2016). Embora os resultados sejam de simples compreensão para a tomada de decisão, a formulação do problema e da solução é bastante complexa.

3.4 A crítica ao método da média-variância de Markovitz

Bosa e Torteli (2018) criticaram a aplicação do método média-variância de Markowitz em mercados imaturos, como o brasileiro, e propuseram a utilização da métrica do valor condicional em risco (CVaR – Conditional Value at Risk) para melhor se avaliarem os impactos financeiros da decisão, através da comparação com preços históricos.

3.5 A métrica CVaR com intervalo de confiança mais restritivo

Ribeiro (2017) propôs a utilização do método CVaR com a definição do intervalo de confiança em 99%, ao invés do intervalo de confiança de 95%, com o objetivo de melhor capturar os riscos da caudada distribuição do preço *spot*.

3.6 A fronteira eficiente de Pareto

Teive, Guder e Sebba (2010) propuseram a utilização de algoritmo genético multiobjetivo e das métricas de VaR e CVaR para determinação do portfólio ótimo, utilizando como restrições a fronteira eficiente de Pareto.

3.7 As experiências no mercado norueguês de energia (*Nordpool*)

Kettunen, Salo e Bunn (2010) desenvolveram um trabalho de otimização de contratação de energia no mercado europeu em condições de incerteza, com base em diferentes apetites de risco de consumidores. Neste trabalho, foram feitos experimentos de diversas alternativas de compras antecipadas de energia para

comercializadores de energia com diferentes tipos de apetitive de risco, para atendimento da sua demanda já contratada, utilizando preços de contratos futuros, e de *spot*, e não considerando a possibilidade de venda a descoberto.

Assim, foi possível concluir que, dependendo do apetite ao risco do investidor, o custo de compra da energia pode ser reduzido a 5%.

3.8 A aplicação da abordagem de Bellman e Zadeh para tomada de decisão em ambiente *fuzzy* com modelos multicritério

Ekel *et al.* (2016) apresentaram a modificação da abordagem de Bellman e Zadeh (1970) para a tomada de decisão em ambiente *fuzzy* (PEDRYCZ; GOMIDE; ZIMMERMANN, 1990), para a análise de modelos de tomada de decisão multicritério (multiobjectivo). Os correspondentes resultados podem ser aplicados na solução de diversos problemas de comercialização de energia elétrica.

3.9 A métrica Lower Partial Moments (LPM)

Wojt (2014) discorreu a vantagem da utilização da métrica Lower Partial Moments (LPM) em relação às métricas de variância. Em suma, a metodologia de LPM estabelece um certo nível de referência para o risco do portfólio, e calcula os diversos riscos das diferentes amostras ou possibilidades.

Desta forma, o investidor ou tomador de decisão pode decidir comprar ou vender produtos ou bens, para se evitar atingir um certo nível de risco indesejado.

O LPM pode ser medido da seguinte maneira:

$$LPM_{n,\tau}(F_X) = E(\max(\tau - X, 0)^n) = \int_{-\infty}^{\tau} (\tau - x)^n dF_X(x) \quad 1$$

Ou seja, o valor esperado da carteira é a diferença entre um certo nível de risco desejado (τ) e o risco medido no espectro de distribuição do resultado F_X .

O objetivo da utilização da métrica de LPM é encaminhar a possibilidade de que os riscos das caldas das distribuições podem ter consequências drásticas para o portfólio que não são, adequadamente, endereçadas quando se usa a métrica do Vale at Risk (VaR), por exemplo.

3.10 O agregador Ordered Weigthed Average (OWA)

Merigó, Guillén e Sarabia (2015), descreveram sobre a aplicabilidade do operador de agregação Ordered Weigthed Average (OWA) e Pereira (2018) utilizou agregador OWA para a construção de uma medida unificada de riscos acrescentando as métricas de Var, CVar e LPM em comercialização de energia no Brasil.

$$OWA_{\mathbf{w}}(x_1, \dots, x_n) = \sum_{i=1}^n w_i x_{\sigma(i)}, \quad 2$$

O objetivo do operador OWA é agregar o risco dos diversos resultados de alternativas (x_1 a x_n) a um certo peso w . Assim, é possível definir uma decisão para uma determinada carteira, evitando efeitos indesejados.

3.11 A tomada de decisão multicritério usando agregador de peso médio em ambiente *fuzzy* de intervale tipo 2 (IT2FWA)

Wu *et al.*(2019) aplicaram uma técnica de operador de peso médio em ambiente *fuzzy* tipo 2 para a tomada de decisão multicritério na seleção de portfólio de projetos renováveis, utilizando os critérios de custo de capital dos projetos, custo de operação e manutenção dos projetos, a quantidade de gases de efeito estufa de cada projeto, a necessidade de terra disponível e a quantidade de empregos gerados.

Para validar os resultados dos estudos de Wu *et al.* (2019), um caso no sudoeste da China foi aplicado. O critério de emissão de gases de efeito estufa foi o fator de maior dominância.

4 MATERIAIS

4.1 A matriz elétrica brasileira

A Tabela 1, a seguir, mostra a participação de cada fonte de produção da energia elétrica consumida no país, em 2018.

Tabela 1 – Matriz elétrica do Brasil em 2018

Origem da Energia Elétrica no Brasil (2018)		
Fonte	GWh	Participação
Hidráulica	388.971	61%
Bagaço De Cana	35.435	6%
Eólica	48.475	8%
Solar	3.461	1%
Outras Renováveis (A)	18.947	3%
Óleo	9.293	1%
Gás Natural	54.622	9%
Carvão	14.204	2%
Nuclear	15.674	2%
Outras Não Renováveis (B)	12.314	2%
Importação	34.979	5%
Total	636.375	100%

(a) Lixívia, biogás, casca de arroz, capim elefante, resíduos de madeira e gás de c. vejeta;

(b) Gás de alto forno, de aciaria, de coqueria, de refinaria e de enxofre; e alcatrão;

(c) Inclui autoprodutor cativo (que não usa a rede básica).

Fonte: Elaborado pelo autor com dados extraídos de (BRASIL, 2019).

4.2 O mercado de energia elétrica no Brasil

Descritas de uma maneira bem simples, as regras de mercado do setor elétrico, estabelecem que toda energia consumida por um consumidor livre deve ser contratada (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009). Se não tiver sido

contratada a longo prazo, será quitada (paga) no mercado de curto prazo. No início de cada mês, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) registra todos os volumes (sem preços) de compra e venda de energia entre todos os agentes. Os agentes que apresentarem sobras ou déficits de energia terão uma liquidação financeira a ser saldada (pagamento ou recebimento) pela Câmara. As sobras e os déficits são liquidados a preço de mercado de curto prazo (preço *spot*). Este, por sua vez, é definido com base num despacho ótimo realizado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). O despacho ótimo visa a atender à demanda por energia elétrica em todo o país, que é dividido em quatro regiões, ao menor custo possível, não só a curto prazo (na semana seguinte), mas, também, para um período de até 5 anos. A definição do preço *spot* de cada semana, leva em consideração a carga a ser atendida e o conjunto de geradores disponíveis para o atendimento desta carga; cada gerador com o seu respectivo custo de operação (Custo Variável Unitário - CVU). Os geradores são, então, empilhados por ordem do menor para o maior custo de operação (ordem de mérito). Para cada semana, o preço *spot* será definido como o custo de operação da geração mais cara (da pilha) disponível para o atendimento da carga.

O parque de geração energia, no Brasil, conta com uma grande participação da fonte hidrelétrica. De acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME, 2019), 61% da energia produzida no Brasil, em 2018, foram geradas a partir de usinas hidráulicas. Esta fonte, apesar das suas vantagens do ponto de vista ambiental (menor emissão de poluentes) e de competitividade (baixo custo de operação), apresenta grande variabilidade de geração, devido a regimes hidrológicos, seja pela variabilidade dos regimes de chuvas, seja pela pequena capacidade de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas.

Não dispondo, a todo tempo, somente das fontes hidrelétricas, o custo *spot* de energia elétrica no Brasil é determinado, então, muitas vezes, pelo custo de operação das diversas termelétricas (mais caras) disponíveis no sistema.

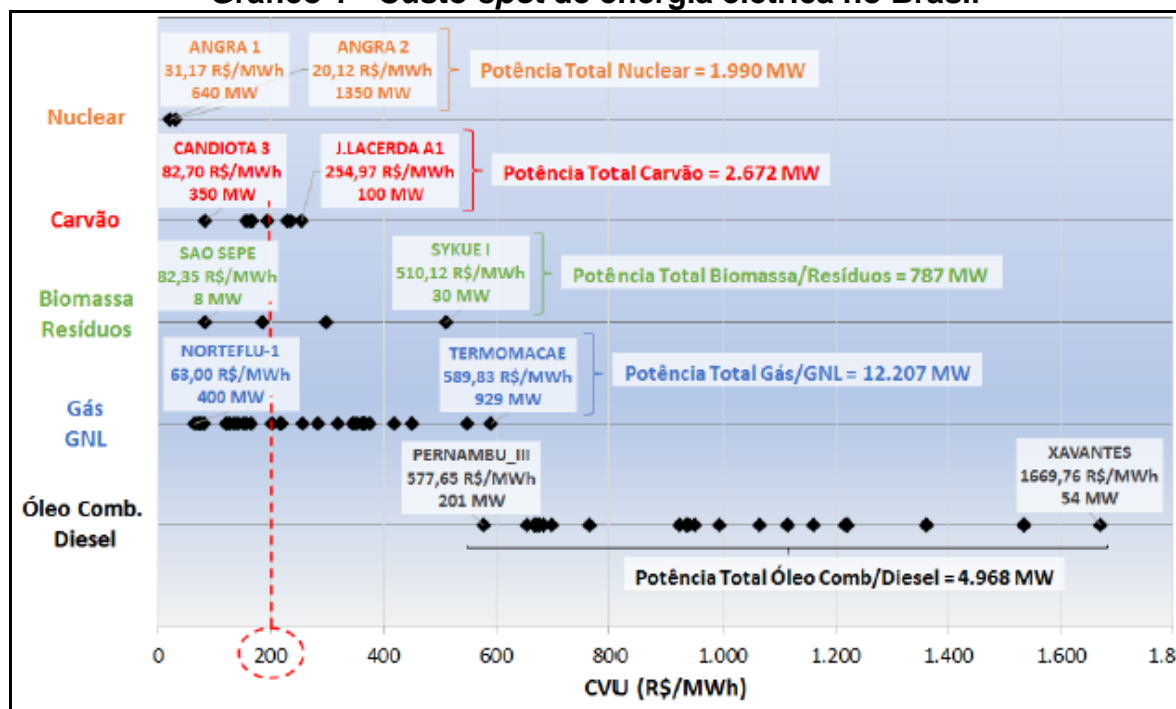
4.2 Os preços *spot* de mercado

O preço de curto prazo no mercado é definido em função das características do sistema elétrico, e considera dados da capacidade instalada do parque gerador, da capacidade das linhas de transmissão da energia gerada, e do consumo, dentre

outras coisas.

O Gráfico 1, a seguir, mostra a capacidade instalada de algumas fontes e seus respectivos preços custos de geração (*spot*).

Gráfico 1 - Custo *spot* de energia elétrica no Brasil



Fonte: Elaborado pelo autor.

Como se vê, o custo para se produzir 1 MWh com fontes não-hidrelétricas pode variar entre R\$ 31,17 (Angra 1) e R\$ 1.669,76 (UTE Xavantes).

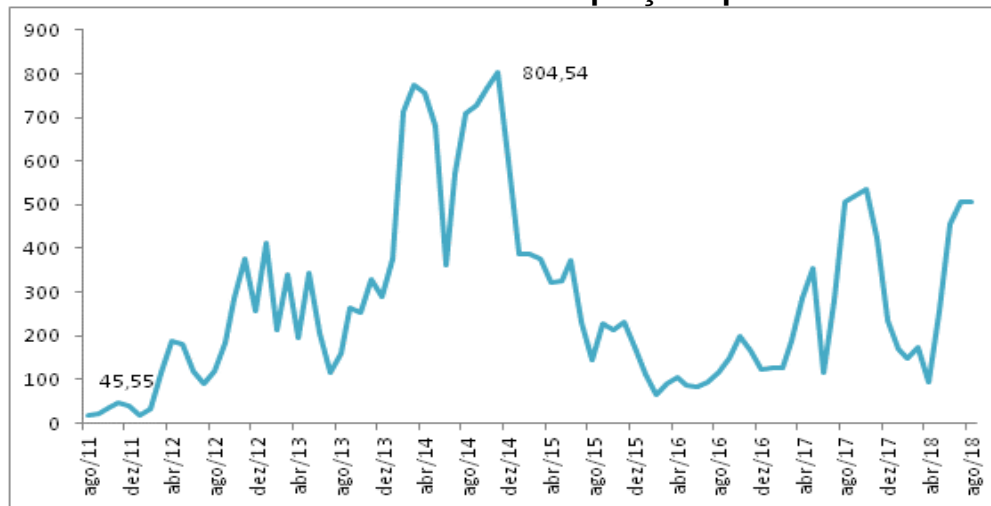
O preço *spot* é determinado com base no custo variável unitário da usina mais cara despachada para atendimento da carga. O preço *spot*, ou seja, o preço que o consumidor que não tem energia contratada pagará para cada MWh consumido é determinado por um modelo de otimização de custo futuro de energia (NEWAVE).

O NEWAVE é um modelo de planejamento de operação de sistemas hidrotérmicos interligados de longo e médio prazos, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica da ELETROBRAS. De forma simplificada, o modelo utiliza estados iniciais do sistema elétrico (nível de armazenamento dos reservatórios, capacidade instalada do parque gerador, custo de cada fonte de geração, carga a ser atendida) e com base em cenários hidrológicos, calcula qual seria o custo *spot* que otimiza os custos do sistema como um todo no longo prazo. Por sua vez, os resultados produzidos pelo modelo NEWAVE são, então, utilizados num outro modelo, o

DECOMP, para determinação no custo otimizado do sistema de curto prazo, o preço *spot*.

O Gráfico 2, a seguir, apresenta a variabilidade do preço *spot* nos últimos 7 anos.

Gráfico 2 - Histórico de preços *spot*.



Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

O Gráfico 2, acima, apresenta a variação de 1.670% (mil seiscentos e setenta por cento) do preço *spot* em apenas 3 anos, entre novembro de 2011 (R\$ 45,55/MWh) e novembro de 2014 (R\$ 804,54/MWh).

Consumidores certamente não conseguem repassar tais variações de custo para os preços dos seus produtos. Portanto, é de extrema importância, para a competitividade da indústria, a adoção de uma estratégia de contratação de energia a longo prazo, que evite variações, como as apresentadas pelo preço *spot*.

Vários estudos têm tratado a questão da volatilidade dos preços. Uma alternativa possível seria (MELO et al; 2015) despachar de forma mais constante as térmicas mais caras, aumentando assim o preço médio – e repassando esses custos adicionais via encargos, mas reduzindo a volatilidade e a amplitude dos preços futuros.

As metodologias de análise e tomada de decisão em comercialização de energia no mercado Brasileiro, atualmente utilizadas, (BOSA; TORTELLI, 2018; HAUGH, 2016; MUNHOZ, 2018; RIBEIRO; 2015), apresentam um alto grau de complexidade, e requerem dos analistas e tomadores de decisão um nível de especialização elevado. Como resultado, os consumidores preferem delegar a tarefa

de análise e tomada de decisão a comercializadores que se encarregam, também, da comercialização desta energia, embutindo aí, além do risco de inadimplência, a *expertise* da precificação da variabilidade do preço *spot*.

A Tabela 2 apresenta o preço *spot* esperado para 2019, bem como a curva de preços futuros (de mercado) negociada atualmente.

Tabela 2 - Preços para Jan/2020

	<i>Spot</i>	Mercado
Máximo	544,93	
Médio	122,25	244,63
Mínimo	43,32	

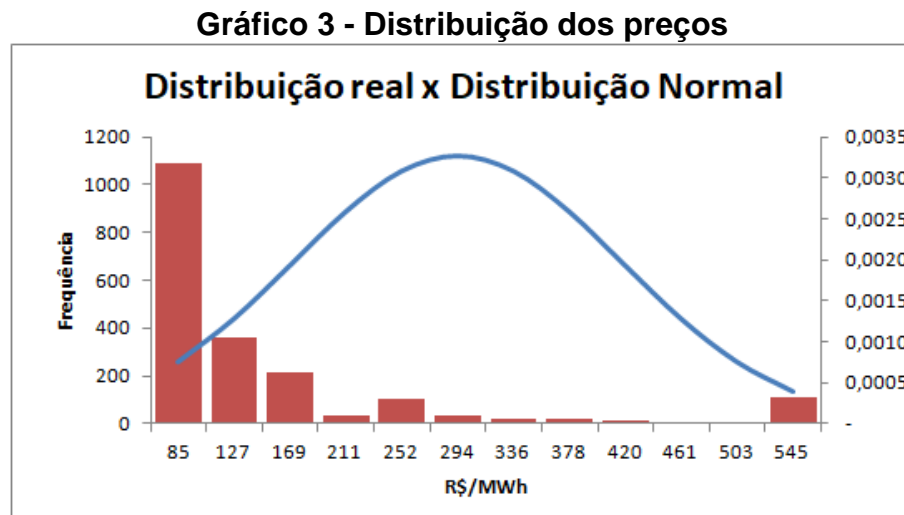
Fonte: Elaborado pelo autor utilizando Newave/Decomp e Dcide.

A partir dos dados apresentados na Tabela 2, acima, foi considerado um lote de energia de 1.000 MWh para janeiro de 2020.

A preço de mercado, um consumidor poderia contratar a sua necessidade de energia com um gerador ou comercializador e pagar R\$ 244.630,00. Se tiver bastante apetite a risco, pode decidir não comprar antecipadamente. Caso aconteça, o preço médio esperado para o mês de janeiro de 2020, o custo para o consumidor seria de R\$ 122.250,00, ou seja, poderia ter uma economia de R\$ 122.380,00 (50%). Ainda, se ocorresse um regime de chuvas bastante abundante e redução de carga no sistema elétrico nacional (menor demanda), o custo poderia ser de R\$ 43.320,00, ou seja, R\$ 201.310,00 (79%) menor que o valor de mercado. Mas, se, por outro lado, as chuvas fossem escassas, e o consumo de energia no país fosse elevado, e se confirmasse o preço máximo esperado, o custo da sua energia para janeiro de 2020 poderia atingir R\$ 544.930,00; ou seja, R\$ 300 a mais do que o preço de mercado. Assim, ao invés de deixar toda a sua demanda de energia exposta ao preço *spot*, o consumidor pode elaborar uma estratégia de compra antecipada que diminua seus custos, mas, ao mesmo tempo, reduza o risco de custos menores (comprar toda ou parte da necessidade a preços de mercado, mas o preço *spot* se materializar bastante abaixo dos preços esperados) para diversas possibilidades de contratação antecipada, entre 0% e 100% da sua necessidade.

O Gráfico 3, a seguir, mostra a distribuição da frequência de probabilidade de preços para um, dado mês futuro no qual um consumidor industrial se interesse por

comprar energia. Esses preços foram obtidos com a utilização do deck de dados iniciais oficiais disponibilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que utiliza os modelos NEWAVE e DECOMP para determinação do preço *spot*.



Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

O Gráfico 3, acima, evidencia que os dados não seguem uma distribuição normal em torno de um ponto médio, por exemplo. Ainda, não é possível generalizar esta distribuição de frequência de probabilidades para todos os meses de horizonte de preço futuros projetados. Ou seja, cada mês futuro pode ter uma curva de distribuição diferente dos demais meses.

Como se vê, a partir dos dados do Gráfico 3, é possível determinar o percentual de probabilidade dos preços estarem na faixa entre 0 e 85 R\$/MWh, por exemplo. Neste caso, das 2000 probabilidades, cerca de 1100 probabilidades de preços estão nesta faixa; ou seja, 55%;

A utilização de métricas de valor, como a do VaR e CVaR, baseadas em distribuições normais induzem a um comportamento mais conservador por parte do tomador de decisão. A probabilidade de acontecer um evento de cauda é muito baixo, mas seu impacto pode ser bastante negativo.

Assim, a compra de energia de forma antecipada se configura como um risco. Se por um lado há uma oportunidade de redução de custo futuro, por outro lado, há também um risco (de custos mais altos; ou de arrependimento – caso os preços futuros caiam). Caso o consumidor compre toda a sua energia a preço de mercado, e, no futuro, preços baixos se realizarem, ele terá pago muito mais do que precisaria (custo de arrependimento). Por outro lado, caso preços altos aconteçam no futuro, o

preço de sua energia ficaria bastante reduzido (risco evitado).

4.3 As funções objetivo

Para a aplicação deste trabalho, tanto para produção de resultados com a metodologia atualmente utilizada quanto com a metodologia proposta, foram determinadas três funções objetivo, quais sejam: F_1 (custo total), F_2 (risco) e arrependimento.

A função objetivo F_1 (custo total) representa o custo da operação de compra de energia considerando que, de acordo com a alternativa escolhida (X) para a compra antecipada, entre 0% e 100%, parte do custo da energia será paga a preço de mercado e parte pelo preço da distribuição estatística dos preços projetados para janeiro de 2020. Assim, pode-se escrever, matematicamente, a função objetivo custo total (F_1), da seguinte maneira:

$$F1(a) = (PM * X(a) + (1 - X(a)) * p(i)) * 1000 \quad (10)$$

Onde PM: preço de mercado

$X(a)$: alternativa escolhida, entre 0% e 100%

$p(i)$: preço médio da distribuição estatística dos preços projetados para janeiro de 2020.

A função objetivo F_2 (risco) representa o potencial custo da operação de compra de energia, considerando que, de acordo com a alternativa escolhida (X) para a compra antecipada, entre 0% e 100%, parte do custo da energia será paga a preço de mercado, e a parte não adquirida poderá ser paga pelo máximo preço da distribuição estatística dos preços projetados para janeiro de 2020. Assim, pode-se escrever também, matematicamente, a função objetivo risco (F_2), da seguinte maneira:

$$F2(a) = (PM * X(a) + (1 - X(a)) * Pmax(i)) * 1000 \quad (11)$$

Onde PM: preço de mercado

$X(a)$: alternativa escolhida, entre 0% e 100%

$P_{max}(i)$: preço máximo da distribuição estatística dos preços projetados para janeiro de 2020

Por fim, a função objetivo F_3 (arrependimento) representa o custo da operação de compra de energia, considerando que, de acordo com a alternativa escolhida (X) para a compra antecipada, entre 0% e 100%, uma parte deste custo será paga a preço de mercado, e outra parte seria a diferença entre o preço de mercado e o preço mínimo da distribuição estatística dos preços projetados para janeiro de 2020, caso este acontecesse. Assim, pode-se escrever, matematicamente, a função objetivo custo total (F_3), da seguinte maneira:

$$F_3(a) = (PM * X(a) + ((1 - X(a)) * (PM - P_{min}))) * 1000 \quad (12)$$

Onde PM: preço de mercado

$X(a)$: alternativa escolhida, entre 0% e 100%

$P_{min}(i)$: preço mínimo da distribuição estatística dos preços para janeiro de 2020

5 METODOLOGIA ATUAL

5.1 Metodologia largamente utilizada atualmente

A métrica do Value at Risk (VaR) foi utilizada, inicialmente, no mercado financeiro, e ainda utilizada, também, em mercados de energia. O objetivo da utilização desta métrica é determinar o “valor em risco”, ou seja, qual seria a perda (ou o risco) caso um cenário adverso de probabilidade se materializasse. O VaR pode ser calculado para um intervalo de confiança de 95%, 97,5% ou 99%. Assim, ao se utilizar um intervalo de confiança de 99%, espera-se que a cada 100 observações, em pelo menos 01 (uma) vez a perda possa ser superior à estimada pelo método do VaR. No método do VaR é mais comumente utilizado um intervalo de confiança de 95%.

Embora muitas empresas possam estabelecer um nível de risco, em milhões de reais, por exemplo, que esteja disposta a correr em função do tamanho da empresa, da participação do custo da energia no custo total da empresa, ou até mesmo de uma habilidade da empresa de repassar esses custos para o cliente, em muitas empresas o custo da energia é muito inexpressivo em relação ao custo total da empresa; ou até mesmo as pessoas que tomam a decisão de energia não estão no dia a dia das decisões financeiras corporativas da empresa.

5.2 RESULTADOS COM A METODOLOGIA ATUAL

Para todos os resultados do presente trabalho considerou-se uma necessidade de compra de energia igual a 1000 MWh. Assim, toda necessidade não comprada antecipadamente, necessariamente, será paga ao preço praticado à época da liquidação, cujo preço para cada MWh podia variar entre o mínimo e o máximo.

A Tabela 3, a seguir, mostra como é a distribuição dos preços, entre mínimo e máximo, para um determinado período.

Tabela 3 - Preços e custos

	R\$/MWh	R\$
Mínimo	43,32	43.320,19
Média	122,25	122.246,72
Desvio padrão	122,38	122.379,04
Mercado	244,63	244.625,77
5% piores casos	513,51	513.510,00
Máximo	544,93	544.932,59

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Compradores e vendedores tem acesso ao mesmo conjunto de dados de preços spot projetados para o futuro, nesse caso, para janeiro de 2020.

Os vendedores vão tentar vender pelo máximo preço possível, mas não querem correr o risco de terem que vender a sua energia ao preço mínimo, caso ele aconteça. Os compradores querem comprar energia pelo preço mínimo, mas não estão dispostos a correr o risco de terem que pagar o preço máximo. Então, com base nesses riscos, e em forças de oferta e demanda, compradores e vendedores determinam um preço de mercado. Quando existe mais demanda que oferta, os preços de mercado tendem a estarem acima da média da distribuição (nesta tabela, um desvio padrão acima). Quando existe mais oferta do que demanda, os preços de mercado tendem a serem definidos próximos ou até abaixo da média da distribuição.

Assim, com base nos dados da Tabela 3, foram calculados, então, os custos da compra, do risco e arrependimento para os diversos cenários de compra.

O custo total de compra é aquele no qual um certo percentual é comprado a preço de mercado e a diferença é comprada a um preço *spot*. Para o cálculo do custo total de compra, considerou-se o preço *spot* como o preço médio da distribuição.

Tabela 4 - Cenários e custos

Alternativa	Compra a preço de mercado futuro		Compra Spot (ao preço médio da distr.probabilística)	Total
	%	R\$	R\$	R\$
X ₀	0%	-	122.246,72	122.246,72
X ₁	10%	24.462,58	110.022,05	134.484,63
X ₂	20%	48.925,15	97.797,38	146.722,53
X ₃	30%	73.387,73	85.572,71	158.960,44
X ₄	40%	97.850,31	73.348,03	171.198,34
X ₅	50%	122.312,88	61.123,36	183.436,24
X ₆	60%	146.775,46	48.898,69	195.674,15
X ₇	70%	171.238,04	36.674,02	207.912,05
X ₈	80%	195.700,61	24.449,34	220.149,96
X ₉	90%	220.163,19	12.224,67	232.387,86
X ₁₀	100%	244.625,77	-	244.625,77

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Calculou-se também o custo máximo e mínimo, ou seja, caso de se comprar uma parcela ao preço de mercado e o restante ao preço máximo ou mínimo. Por fim, calculou-se também o risco evitado e o arrependimento. O risco evitado é calculado como sendo a diferença entre o preço de toda a compra e o custo máximo; e o arrependimento como a diferença entre o custo mínimo de cada cenário e o menor de todos os custos mínimos.

A Tabela 5, a seguir, apresenta os resultados de risco evitado e arrependimento que se teria para diversas hipóteses de compra antecipada de energia.

Tabela 5 - Custo máximo, mínimo, risco e arrependimento

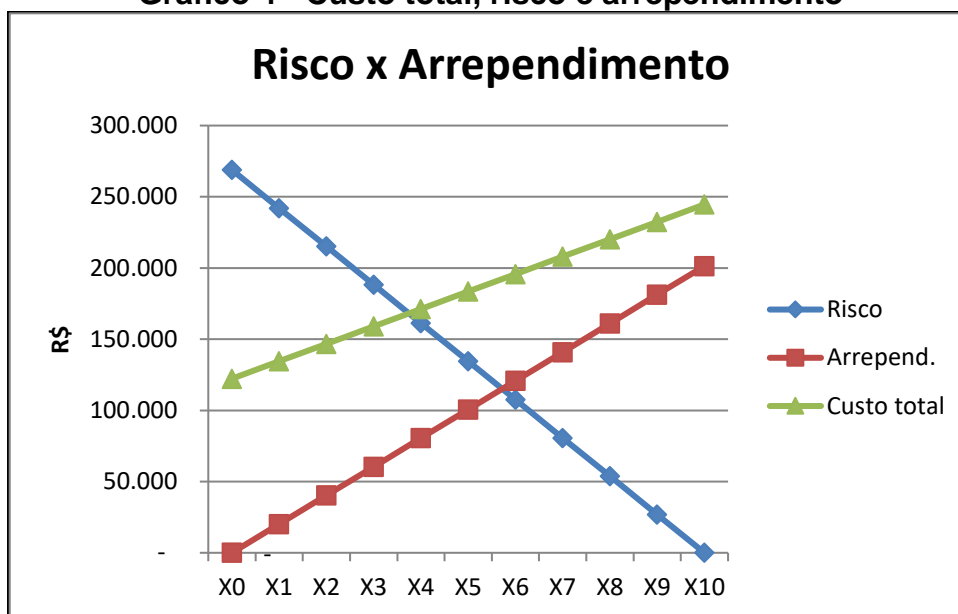
Alternativa	Máximo	Mínimo	Risco	Arrepend.
	R\$	R\$	Evitado (R\$)	R\$
X ₀	513.510,00	43.320,19	268.884,23	-
X ₁	486.621,58	63.450,75	241.995,81	20.130,56
X ₂	459.733,15	83.581,30	215.107,39	40.261,12
X ₃	432.844,73	103.711,86	188.218,96	60.391,67
X ₄	405.956,31	123.842,42	161.330,54	80.522,23
X ₅	379.067,88	143.972,98	134.442,12	100.652,79
X ₆	352.179,46	164.103,53	107.553,69	120.783,35
X ₇	325.291,04	184.234,09	80.665,27	140.913,90
X ₈	298.402,61	204.364,65	53.776,85	161.044,46
X ₉	271.514,19	224.495,21	26.888,42	181.175,02
X ₁₀	244.625,77	244.625,77	-	201.305,58

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A partir da Tabela 5 acima, caso o consumidor decida não comprar nenhuma energia de forma antecipada (X₀), ou seja, decida comprar 100% da energia somente no final no período (em janeiro de 2020 – note-se que a decisão está sendo feita com 6 meses de antecedência) o risco evitado é alto, uma vez que o consumidor estaria pagando R\$ 513.510,00 em caso de preços máximos, ao passo que a preço de mercado o custo seria de R\$ 244.626,77. Portanto, R\$ 268.884,23 de risco evitado.

Assim, um consumidor, utilizando a métrica do valor em risco (VaR) e interessado em minimizar o valor da compra da sua energia e, também, em diminuir o risco de custos mais altos e o arrependimento (custo menor), no caso de uma decisão de compra antecipada, não tem, de forma clara e determinística, uma indicação de qual estratégia adotar, embora o ponto de interseção entre risco evitado e arrependimento possa ser estabelecido como o ponto ideal.

Gráfico 4 - Custo total, risco e arrependimento



Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Desta forma, com a metodologia largamente utilizada atualmente, uma decisão possível poderia estar entre a alternativa X_4 e a alternativa X_6 , sendo estas as que minimizam o custo total de compra, o risco e o arrependimento.

É importante notar que a solução é vaga, indicando entre a alternativa X_4 e X_6 , não apontando, portanto, uma solução única e robusta para o problema. Esse problema foi abordado com a metodologia proposta neste trabalho.

6 A METODOLOGIA PROPOSTA

Na sequência, uma modificação da abordagem de Bellman e Zadeh (1970), para a tomada de decisão em ambiente *fuzzy* para a análise de problemas de comercialização para um único cenário. A consideração do fator de incerteza, com base no esquema geral de tomada de decisão multicritério em condições de incerteza (associada com a construção e análise de matrizes *payoff*), é apresentada no final desta dissertação.

Para a solução do problema de escolha da estratégia, é necessário, primeiramente, a construção do modelo $\langle X, F \rangle$ para um vetor F das funções objetivo a serem otimizadas (por exemplo, o custo da energia, o risco, o arrependimento etc) X representa um conjunto (finito ou infinito) das alternativas (por exemplo, as estratégias de compra entre 0% e 100%). Então, tem-se o seguinte problema:

$$F_p(X) \rightarrow \underset{X \in L}{extr}, \quad p=1, \dots, q, \quad (3)$$

onde L é uma região das soluções permissíveis em R^n .

Para a aplicação da abordagem de Bellman e Zadeh (1970) para a tomada de decisão em ambiente *fuzzy*, devem-se substituir as funções objetivo pelos conjuntos *fuzzy*, da seguinte maneira:

$$A_p = \{X, \mu_{A_p}(X)\}, \quad X \in L, \quad p=1, \dots, q, \quad (4)$$

onde $\mu_{A_p}(X)$ é uma função pertinência de A_p (PEDRYCZ; GOMIDE, 1998; ZIMMERMANN, 1990).

A função de pertinência $\mu_{A_p}(X)$, pode ser definida com a utilização das seguintes correlações:

$$\mu_{A_p}(X) = \left[\frac{F_p(X) - \min_{X \in L} F_p(X)}{\max_{X \in L} F_p(X) - \min_{X \in L} F_p(X)} \right]^{\lambda_p} \quad (5)$$

quando o objetivo for maximizar, ou

$$\mu_{A_p}(X) = \left[\frac{\max_{X \in L} F_p(X) - F_p(X)}{\max_{X \in L} F_p(X) - \min_{X \in L} F_p(X)} \right]^{\lambda_p} \quad (6)$$

quando o objetivo for minimizar a função objetivo.

Em (5) e (6), λ_p é o coeficiente da importância da correspondente função objetivo.

Como se procura, neste trabalho, minimizar o custo total de compra (F_1), o risco (F_2) e o arrependimento (F_3), utilizou-se (6).

A presença das funções de pertinência $\mu_{A_p}(X)$, $p = 1, \dots, q$ permite construir uma solução *fuzzy*

$$D = \bigcap_{p=1}^q A_p \quad (7)$$

com a seguinte função de pertinência:

$$\mu_D(X) = \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X), \quad X \in L \quad (8)$$

Por fim, a solução do problema é procurar o argumento da função de pertinência (8), definido como o maior valor da pertinência mínima:

$$X^0 = \arg \max_{X \in L} \min_{p=1, \dots, q} \mu_{A_p}(X) \quad (9)$$

6.1 RESULTADOS COM A METODOLOGIA PROPOSTA

A Tabela 6, a seguir, aponta os custos totais, o risco (custo máximo) e o arrependimento para os diversos cenários de compra antecipada, de 0% a 100%, para o mês de janeiro de 2020. A Tabela 6 foi construída a partir da Tabela 3, e das funções objetivo (10), (11) e (12).

Tabela 6 - Dados iniciais

	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀
Custo (R\$ mil)	122	134	147	159	171	183	196	208	220	232	245
Risco (R\$ mil)	269	242	215	188	161	134	108	81	54	27	-
Arrependimento (R\$ mil)	-	20	40	60	81	101	121	141	161	181	201

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A Tabela 7 traz os dados de pertinência, considerando o interesse em minimizar todas as funções objetivo.

Tabela 7 - Funções de pertinência

	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀
μ_{A_1}	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-
μ_{A_2}	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
μ_{A_3}	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-
μ_D	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Os dados da Tabela 7, acima, mostram que a melhor solução é X₅, por ser este o cenário de maior nível de μ_D ou seja, a pertinência máxima da menor pertinência de A₁, A₂ e A₃.

Desta forma, a metodologia sugere uma compra de 50% da necessidade de energia de forma antecipada.

Mas, se ainda se quiser admitir que seja do interesse do consumidor dar

prioridade para o primeiro objetivo, o Custo Total, pode-se utilizar o coeficiente da importância $\lambda_1 = 2$. As funções de pertinência modificadas são apresentadas na Tabela 8, a seguir.

Tabela 8 - Funções de pertinência modificadas

	X_0	X_1	X_2	X_3	X_4	X_5	X_6	X_7	X_8	X_9	X_{10}
μA_1	1,0	0,8	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	-
μA_2	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
μA_3	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-
μD	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,3	0,2	0,1	0,0	0,0	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Os dados da Tabela 8, acima, mostram que a introdução da informação adicional ($\lambda_1 = 2$) muda a solução. Assim sendo, foi necessário escolher a opção de compra X_4 .

Desta forma, com a introdução de um peso maior para a função objetivo de custo total, a solução apontada, reiteramos, foi a X_4 que sugere a compra antecipada de 40%.

Tabela 9 - Comparação de Resultados

Metodologia	Prioridade	Compra recomendada
VaR	N/A	Entre 40% e 50%
Bellman-Zadeh	N/A	50%
Bellman-Zadeh	Custo	40%

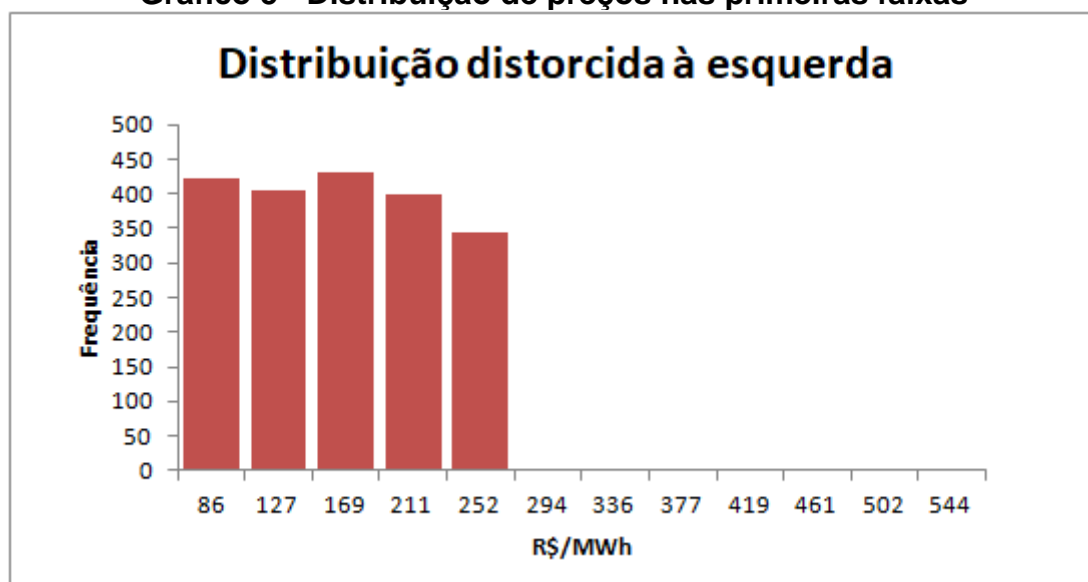
Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Finalmente, é possível concluir que a metodologia proposta por Bellman e Zadeh (1970) pode ser aplicada para a determinação de uma solução harmoniosa de comercialização de energia no mercado livre de energia no Brasil, com resultados semelhantes à metodologia largamente utilizada, a do VaR. (EKEL, *et al.*, 2016).

Ainda, para o teste de sanidade da metodologia, foram utilizadas diferentes distribuições de frequência de preços *spot*; a metodologia apresentou resultados consistentes. Em outras palavras, quando houver uma concentração de preços *spot*

(probabilísticos) muito baixos, e os preços de mercado estiverem acima da média destes preços, a recomendação é não comprar. Por outro lado, quando a distribuição dos preços (probabilísticos) estiver muito acima do preço de mercado, a recomendação é comprar 100% da necessidade.

Gráfico 5 - Distribuição de preços nas primeiras faixas



Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

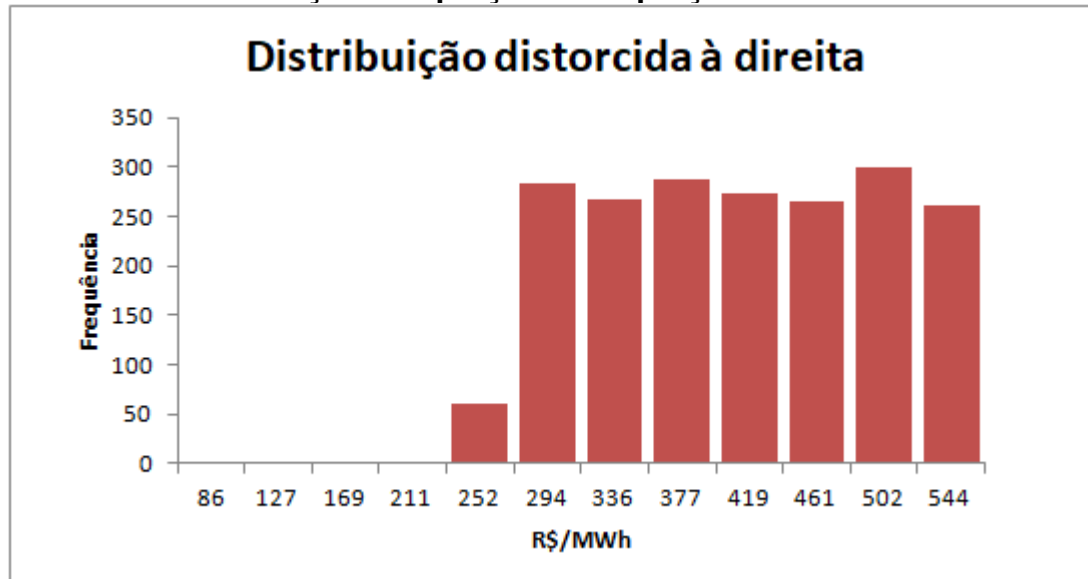
Tabela 10 - Recomendação de não comprar

	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀
μA_1	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-
μA_2	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-
μA_3	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-
μD	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Com preços distribuídos entre o mínimo e o de mercado, a aplicação da metodologia resulta em uma recomendação de não comprar energia alongo prazo.

Por outro lado, quando a distribuição dos preços estiver entre o preço de mercado e o máximo, a aplicação da metodologia resultará em uma recomendação de compra de 100% da necessidade.

Gráfico 6 - Distribuição dos preços entre preço de mercado e o máximo

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Tabela 11 - Recomendação de compra de 100% da necessidade

	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀
μA_1	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
μA_2	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
μA_3	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
μD	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A Tabela 12, a seguir, resume a sanidade da metodologia para as diferentes distribuições de frequência de preços e recomendações correspondentes.

Tabela 12 - Teste de sanidade

Distribuição dos preços spot (R\$/MWh)	Preço Mercado (R\$/MWh)	Compra recomendada
Entre 43 e 245	245	100%
Entre 245 e 544	245	0%

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

7 COMPARAÇÃO DE RESULTADOS

A metodologia largamente utilizada pelo mercado de energia, hoje, a VaR, indica uma alternativa ambígua de solução entre 40% e 60% de compra antecipada. Porém, a metodologia proposta nesta dissertação, quando observadas apenas as funções objetivo de custo, risco e arrependimento, apontou uma solução local ótima de compra de 50% de forma antecipada. Ainda, quando priorizado o critério de custo, a mesma metodologia apontou para uma solução local ótima de 40%.

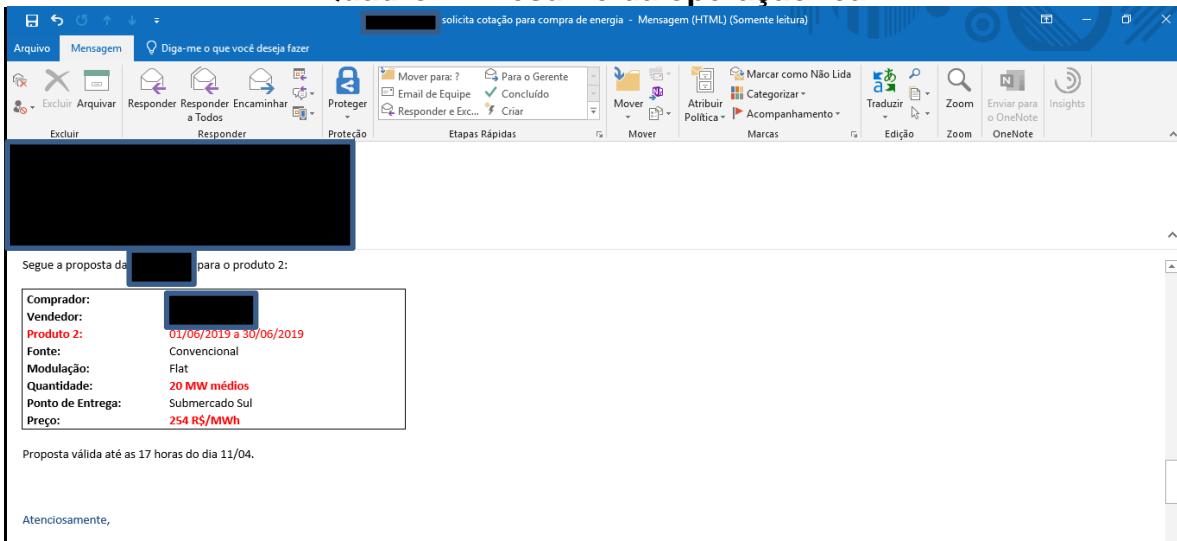
8 CASO PRÁTICO

Este capítulo apresenta um caso prático de comercialização de energia realizado entre duas grandes empresas. Por questões de confidencialidade, as informações sobre os nomes das empresas, bem como os das pessoas envolvidas, foram mantidos em sigilo.

A operação pretendida, em abril de 2019, era a compra e venda futura de 20 MWm (vinte megawatts médios) para o mês de junho de 2019. Portanto, uma negociação de 20 MW x 720 h, ou seja, 14.400 MWh (quatorze mil e quatrocentos megawatts hora).

Como se vê no E-mail (Quadro 1) de fechamento da operação, realizado em abril de 2019, o preço acordado pelas partes foi R\$ 254 / MWh. Portanto, o valor da operação foi 14.400 MWh x R\$ 254 / MWh, ou seja, R\$ 3.657.600,00 (três milhões, seiscentos e cinquenta e sete mil e seiscentos reais),

Quadro 1 - Resumo da operação real

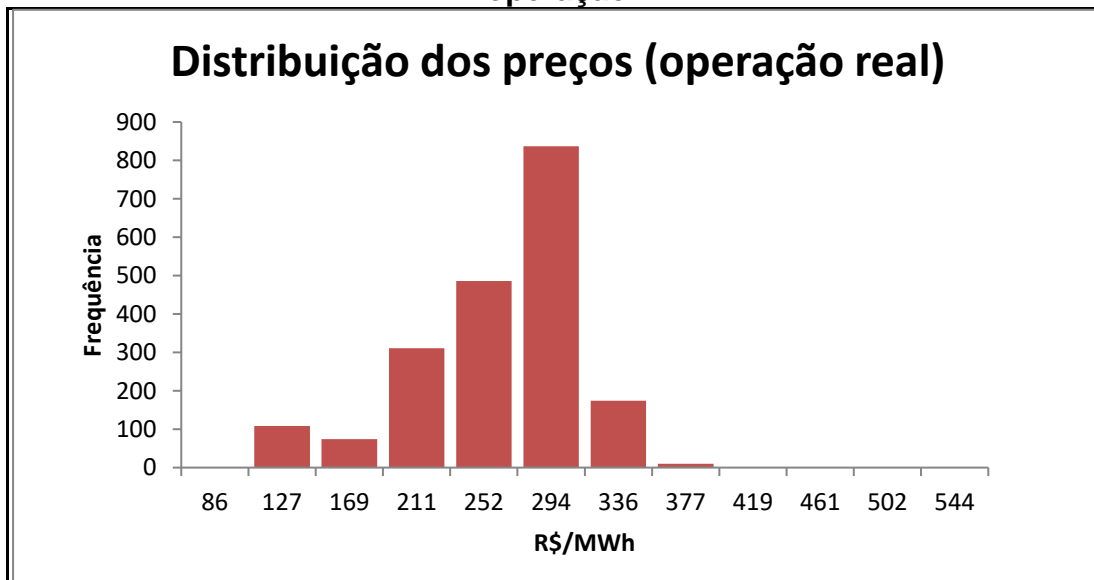


Fonte: Elaborado pelo autor.

Como as partes sempre fecham negócios a preços de mercado, R\$ 254 / MWh deve ser considerado o preço de mercado à época da operação (abril de 2019).

O Gráfico 7, a seguir, mostra a distribuição dos preços à época da operação.

Gráfico 7 - Distribuição estatística dos preços quando do fechamento da operação



Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Um resumo estatístico da distribuição dos preços é mostrado na Tabela 13, a seguir.

Tabela 13 - Resumo estatístico dos dados de preços

Mínimo	86,19	R\$/MWh
Máximo	344,51	R\$/MWh
Média	243,62	R\$/MWh
Tamanho	2000	
Est. Classes	44,72	R\$/MWh
Classes	12	
Incremento	21,53	R\$/MWh
Desv Pad	50,44	R\$/MWh

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A Tabela 14, a seguir, traz os valores das funções objetivas de custo total, risco e arrependimento para as diversas alternativas de compra.

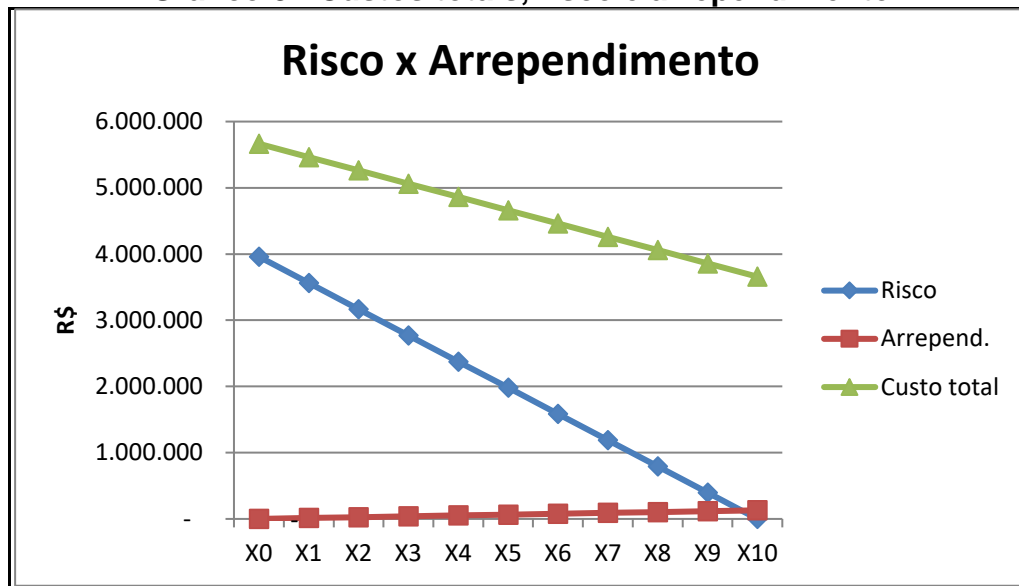
Tabela 14 - Custo total, risco e arrependimento na operação real

Alter nativa	Compra mercado futuro		Spot	Total	Máximo	Mínimo	Risco	Arrepend.
	%	R\$	R\$	R\$	R\$	R\$	evitado	
X ₀	0%	-	5.664.535	5.664.535	7.617.600	3.528.000	3.960.000	129.600
X ₁	10%	365.760	5.098.082	5.463.842	7.221.600	3.540.960	3.564.000	116.640
X ₂	20%	731.520	4.531.628	5.263.148	6.825.600	3.553.920	3.168.000	103.680
X ₃	30%	1.097.280	3.965.175	5.062.455	6.429.600	3.566.880	2.772.000	90.720
X ₄	40%	1.463.040	3.398.721	4.861.761	6.033.600	3.579.840	2.376.000	77.760
X ₅	50%	1.828.800	2.832.268	4.661.068	5.637.600	3.592.800	1.980.000	64.800
X ₆	60%	2.194.560	2.265.814	4.460.374	5.241.600	3.605.760	1.584.000	51.840
X ₇	70%	2.560.320	1.699.361	4.259.681	4.845.600	3.618.720	1.188.000	38.880
X ₈	80%	2.926.080	1.132.907	4.058.987	4.449.600	3.631.680	792.000	25.920
X ₉	90%	3.291.840	566.454	3.858.294	4.053.600	3.644.640	396.000	12.960
X ₁₀	100%	3.657.600	-	3.657.600	3.657.600	3.657.600	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

O Gráfico 8, a seguir, mostra o resultado das funções objetivo.

Gráfico 8 - Custos totais, risco e arrependimento



Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A Tabela 15, a seguir, resume os resultados da aplicação da metodologia proposta.

Tabela 15 - Resultado da aplicação da metodologia para a operação real

	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀
Custo total (R\$ MM)	5,7	5,5	5,3	5,1	4,9	4,7	4,5	4,3	4,1	3,9	3,7
Risco (R\$ MM)	4,0	3,6	3,2	2,8	2,4	2,0	1,6	1,2	0,8	0,4	-
Arrependimento (R\$ mil)	-	13	26	39	52	65	78	91	104	117	130

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A Tabela 16, na sequência, traz o resultado das funções de pertinência para as funções objetivo da operação real, de acordo com as alternativas.

Tabela 16 - Resultado das funções de pertinência

	X ₀	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀
μ_{A1}	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
μ_{A2}	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
μ_{A3}	1,0	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-
μ_D	-	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,4	0,3	0,2	0,1	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A utilização da metodologia proposta, indica que o comprador deveria comprar 50% da energia necessária (ou seja, 7.200 MWh), a fim de equilibrar as funções custo total, risco e arrependimento, conforme se vê na Tabela 17, a seguir.

O comprador, talvez sem muita capacidade para a avaliação de risco, decidiu comprar 100% da sua energia, e pagou R\$ 3.657.600,00 (três milhões, seiscentos e cinquenta e sete mil e seiscentos reais).

A Tabela 17, a seguir, apresenta o preço realizado nos diversos meses de 2019.

Tabela 17 - Preços médios CCEE

A CCEE realiza mensalmente o cálculo da média mensal do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), por submercado. O cálculo considera os preços semanais por patamar de carga - leve, médio e pesado - ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês. Para voltar à página principal de Preços, [clique aqui](#).

Obs.: Os preços médios referentes ao período de abril a julho de 2013 foram calculados com base nos valores de PLD1. [Clique aqui](#) para acessar os valores médios de PLDF.

Preço Médio da CCEE (R\$/MWh)

Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
01/2020	327,38	327,38	327,22	327,22
12/2019	227,30	227,30	227,30	227,30
11/2019	317,28	317,28	317,28	317,28
10/2019	273,89	273,89	273,89	273,89
09/2019	219,57	219,57	218,52	218,52
08/2019	237,29	237,29	211,33	211,33
07/2019	185,52	185,52	177,49	177,49
06/2019	78,52	78,52	78,52	78,52
05/2019	135,17	135,17	50,95	50,95
04/2019	180,41	180,41	42,35	42,35

Fonte: (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2009).

O custo total da operação que teria sido auferido ao final do mês de junho, caso a metodologia tivesse sido aplicada, seria de R\$ 2.394.144,00.

Tabela 18 - Custos que teriam sido alcançados, caso a metodologia tivesse sido aplicada

Preço	Qtde (MWh)	R\$
254,00	7.200	1.828.800,00
78,52	7.200	565.344,00
Total	14.400	2.394.144

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

O custo total da operação realizada pelo comprador foi de R\$ 3.657.600,00. A metodologia proposta sugeria ao comprador comprar 50% da energia. Caso ele tivesse utilizado a metodologia, seu custo total teria sido de R\$ 2.394.144,00, conforme comprova a Tabela 19, a seguir.

Tabela 19 - Custo da operação real e custo caso a metodologia tivesse sido aplicada

Custo operação	3.657.600,00
Custo com metodologia	2.394.144,00
Economia (R\$)	1.263.456,00
Economia (%)	35%

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A solução, até agora, é localmente ótima, mas não resiste à condição de incerteza própria de mercado de *commodities*, como é o caso da energia e de outras *commodities*.

Para prover uma solução robusta para o problema, é importante aplicar a metodologia de matriz *pay-off*, agregando o critério de incerteza.

9 Matriz *Pay-off*

A solução até agora encontrada é localmente ótima, mas não robusta para o

problema. Uma solução robusta passa pela construção de resultados em condições de incerteza, e adoção da solução mais apropriada para o problema em questão. Para tanto, deve-se usar a técnica de construção de matriz *pay-off*.

A Figura 1, a seguir, representa o fluxograma para a construção de matrizes *pay-off*.

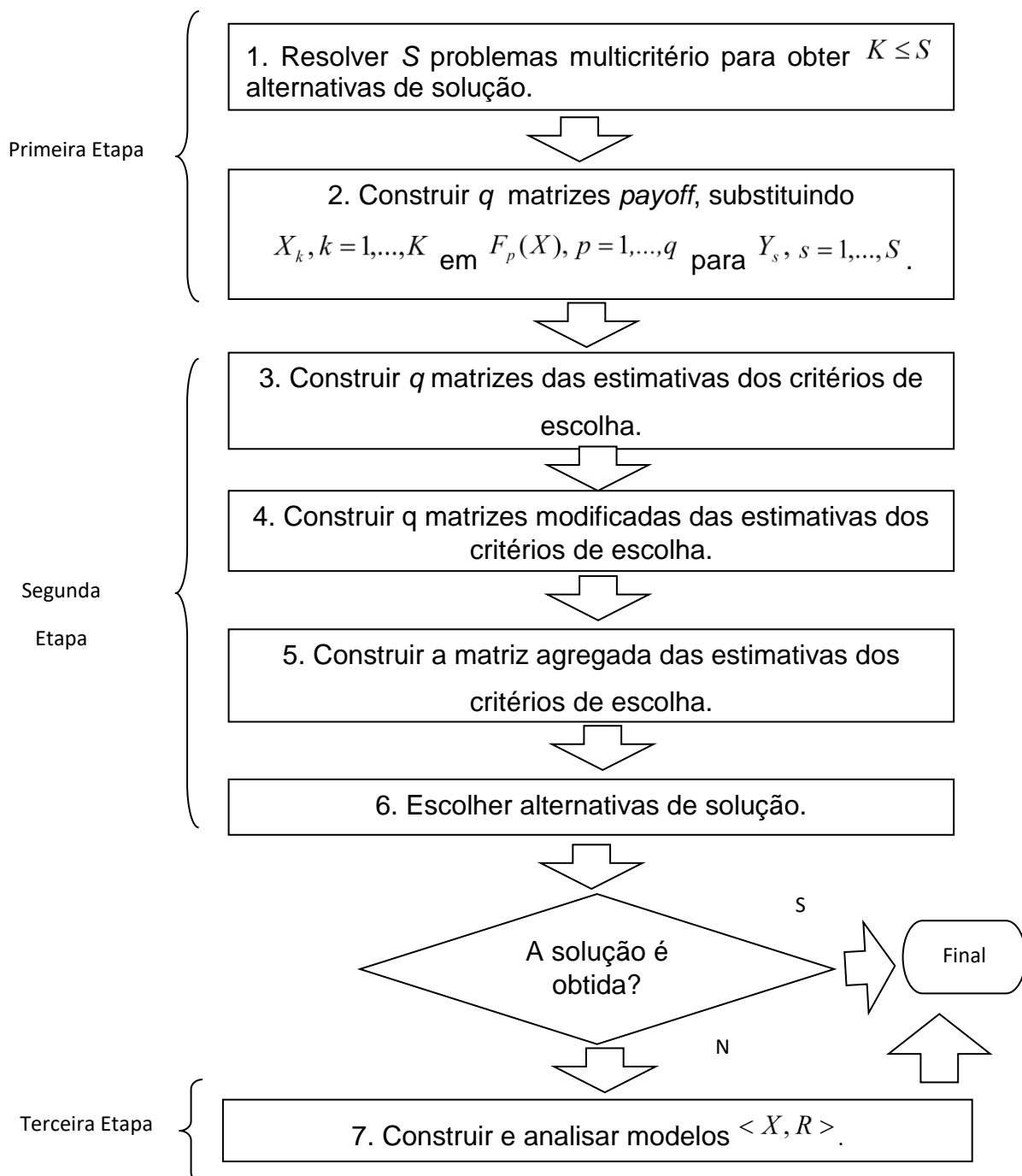


Figura 2 - Fluxograma do esquema geral de tomada decisão multicritério em condições de incerteza

Fonte: Elaborado pelo autor.

- a) a primeira etapa do processo de construção das matrizes *pay-off* consiste em construir q matrizes (de acordo com o número de funções objetivo consideradas, nesse caso 3 – custo total, risco e arrependimento) para todas as combinações das alternativas de solução dadas $X_k, k = 1, \dots, K$ (nesse caso 10 alternativas, de 0% a 100%, com incrementos de 10%) e os estados de natureza representativos dados $Y_s, s = 1, \dots, S$, que são os resultados das funções objetivo F1, F2, e F3, sob condições de incerteza. Neste ponto, não se consideram questões de seleção de estados representativos da natureza. Para construir matrizes *payoff* é necessário resolver S problemas multicritério formalizados dentro da estrutura dos modelos $\langle X, F \rangle$. Ao resolvê-los, é possível obter as alternativas de solução $X_k, k = 1, \dots, K$ (com $K \leq S$). Posteriormente, $X_k, k = 1, \dots, K$ são substituídos em $F_p(X), p = 1, \dots, q$ para $Y_s, s = 1, \dots, S$. Essas substituições geram q matrizes *pay-off*.
- b) a segunda etapa está relacionada à análise das matrizes *pay-off* obtidas. A execução dessa etapa baseia-se na abordagem apresentada anteriormente, ou seja, na consideração dos critérios de escolha como funções objetivo para definição da solução única e robusta para o problema. No entanto, a capacidade resolutiva insuficiente dessa etapa pode levar a soluções não únicas e essa circunstância exige a aplicação da terceira etapa.
- c) a terceira etapa está associada com à construção e análise de modelos $\langle X, R \rangle$ para a contração subsequente das regiões de incerteza de decisão. Como foi indicado anteriormente, o uso de modelos permite levar em conta índices de caráter quantitativo e qualitativo (com base no conhecimento, experiência e intuição dos especialistas envolvidos).

Reconstruindo-se a primeira etapa, têm-se os seguintes resultados de funções de pertinência para as 3 funções objetivo, conforme mostra a Tabela 20, a seguir:

Tabela 20 - Funções de pertinência das funções objetivo

	F₁ (custo total)	F₂ (risco)	F₃ (arrependimento)
X ₀	1	0,00	1,00
X ₁	0,81	0,10	0,90
X ₂	0,64	0,20	0,80
X ₃	0,49	0,30	0,70
X ₄	0,36	0,40	0,60
X ₅	0,25	0,50	0,50
X ₆	0,16	0,60	0,40
X ₇	0,09	0,70	0,30
X ₈	0,04	0,80	0,20
X ₉	0,01	0,90	0,10
X ₁₀	0	1,00	0,00

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Ainda como parte da primeira etapa, o passo seguinte seria determinar a quantidade de cenários de incerteza que se quer avaliar. Nesse caso, serão introduzidos dois cenários de incerteza simples:

- a) cenário 1: simulando o resultado das funções objetivo, caso a alternativa de compra seja executada antecipadamente, mas aconteça um *default* ou inadimplência do vendedor, ou seja, a compra antecipada teria que ser paga duas vezes (ignorando o fato do direito de recuperação, via judicial, do direito à compra de energia); e
- b) cenário 2: simulando uma crise no país, após a compra antecipada, durante a qual energia seria revendida ao preço mínimo, após a tomada de decisão, cuja receita seria utilizada para reduzir o custo da operação (embora não ao preço de compra). Vários cenários poderiam ser adotados também. Mas, pelo

benefício da simplificação da aplicação da metodologia proposta, apenas esses dois cenários serão foram simulados.

As Tabelas seguintes (21, 22 e 23) agora incorporam o resultado das funções para os dois cenários de incerteza Y_1 (*default*) e Y_2 (revenda). Considera-se também que o objetivo nessas condições de incerteza também é minimizar o resultado das funções.

Tabela 21 - Matriz *pay-off* com estimativa característica para a primeira função objetivo (custo total)

	Y_1 (<i>default</i>)	Y_2 (revenda)	$F_{avg}(X_k)$
X_0	122.246,7	122.246,7	122.246,7
X_1	158.947,2	130.152,6	144.549,9
X_2	195.647,7	138.058,5	166.853,1
X_3	232.348,2	145.964,4	189.156,3
X_4	269.048,6	153.870,3	211.459,5
X_5	305.749,1	161.776,2	233.762,6
X_6	342.449,6	169.682,0	256.065,8
X_7	379.150,1	177.587,9	278.369,0
X_8	415.850,6	185.493,8	300.672,2
X_9	452.551,1	193.399,7	322.975,4
X_{10}	489.251,5	201.305,6	345.278,6

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Tabela 22 - Matriz *pay-off* com estimativa característica para a segunda função objetivo

	Y_1 (default)	Y_2 (revenda)	$F_{avg}(X_k)$
X_0	391.263,3	391.263,3	391.263,3
X_1	403.487,9	374.693,4	389.090,7
X_2	415.712,6	358.123,4	386.918,0
X_3	427.937,3	341.553,5	384.745,4
X_4	440.162,0	324.983,6	382.572,8
X_5	452.386,6	308.413,7	380.400,1
X_6	464.611,3	291.843,7	378.227,5
X_7	476.836,0	275.273,8	376.054,9
X_8	489.060,7	258.703,9	373.882,3
X_9	501.285,3	242.134,0	371.709,6
X_{10}	513.510,0	225.564,0	369.537,0

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Tabela 23 - Matriz *pay-off* com estimativa característica para a terceira função objetivo (arrependimento)

	Y_1 (default)	Y_2 (revenda)	$F_{avg}(X_k)$
X_0	78.926,5	78.926,5	78.926,5
X_1	91.164,4	91.164,4	91.164,4
X_2	103.402,3	103.402,3	103.402,3
X_3	115.640,2	115.640,2	115.640,2
X_4	127.878,2	127.878,2	127.878,2
X_5	140.116,1	140.116,1	140.116,1
X_6	152.354,0	152.354,0	152.354,0
X_7	164.591,9	164.591,9	164.591,9
X_8	176.829,8	176.829,8	176.829,8
X_9	189.067,7	189.067,7	189.067,7
X_{10}	201.305,6	201.305,6	201.305,6

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Como o objetivo da solução do problema é minimizar as três funções objetivos, não é possível determinar, a partir das Tabelas anteriores, qual seria a melhor alternativa para a solução do problema. Enquanto as Tabelas 21 e 23 indicam que nada se deveria comprar, ou seja, adotar X_0 como solução, a Tabela 22 indica X_{10} como solução, ou seja, a compra total.

O passo seguinte é determinar a matriz modificada para todas as 3 funções objetivo.

Tabela 24 - Matriz modificada para a primeira função objetivo

	Y_1 (default)	Y_2 (revenda)
X_0	1,0	1,0
X_1	0,9	0,9
X_2	0,8	0,8
X_3	0,7	0,7
X_4	0,6	0,6
X_5	0,5	0,5
X_6	0,4	0,4
X_7	0,3	0,3
X_8	0,2	0,2
X_9	0,1	0,1
X_{10}	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Tabela 25 - Matriz modificada para a segunda função objetivo

	Y ₁ (default)	Y ₂ (revenda)
X ₀	1,0	-
X ₁	0,9	0,1
X ₂	0,8	0,2
X ₃	0,7	0,3
X ₄	0,6	0,4
X ₅	0,5	0,5
X ₆	0,4	0,6
X ₇	0,3	0,7
X ₈	0,2	0,8
X ₉	0,1	0,9
X ₁₀	-	1,0

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Tabela 26 - Matriz modificada para a terceira função objetivo

	Y ₁ (default)	Y ₂ (revenda)
X ₀	1,0	1,0
X ₁	0,9	0,9
X ₂	0,8	0,8
X ₃	0,7	0,7
X ₄	0,6	0,6
X ₅	0,5	0,5
X ₆	0,4	0,4
X ₇	0,3	0,3
X ₈	0,2	0,2
X ₉	0,1	0,1
X ₁₀	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

E, em seguida, construir a matriz agregada das alternativas em função dos cenários.

Tabela 27 - Matriz agregada das 3 funções objetivo calculada com base nos 2 cenários

	Y ₁ (default)	Y ₂ (revenda)	$\bar{\mu}_D(X_k)$
X ₀	1,0	-	0,50
X ₁	0,9	0,1	0,50
X ₂	0,8	0,2	0,50
X ₃	0,7	0,3	0,50
X ₄	0,6	0,4	0,50
X ₅	0,5	0,5	0,50
X ₆	0,4	0,4	0,40
X ₇	0,3	0,3	0,30
X ₈	0,2	0,2	0,20
X ₉	0,1	0,1	0,10
X ₁₀	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

A utilização do critério de Laplace, apenas, conforme demonstrado ao longo deste trabalho, não é suficiente para a definição de uma solução robusta para o problema em questão.

Como se vê, as soluções de X₀ a X₅ apresentam-se como candidatas à solução do problema.

Desta forma, é necessário introduzir outros critérios de escolha, como, por exemplo, os de Wald, Savage e Hurwicz.

As equações (13), (14), (15) e (16) indicam o critério adotado por cada uma para a tomada de decisão em condições de incerteza.

$$F^W(X_k) = F^{\max}(X_k) = \max_{1 \leq s \leq S} F(X_k, Y_s); \quad (13)$$

$$F^L(X_k) = \bar{F}(X_k) = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S F(X_k, Y_s); \quad (14)$$

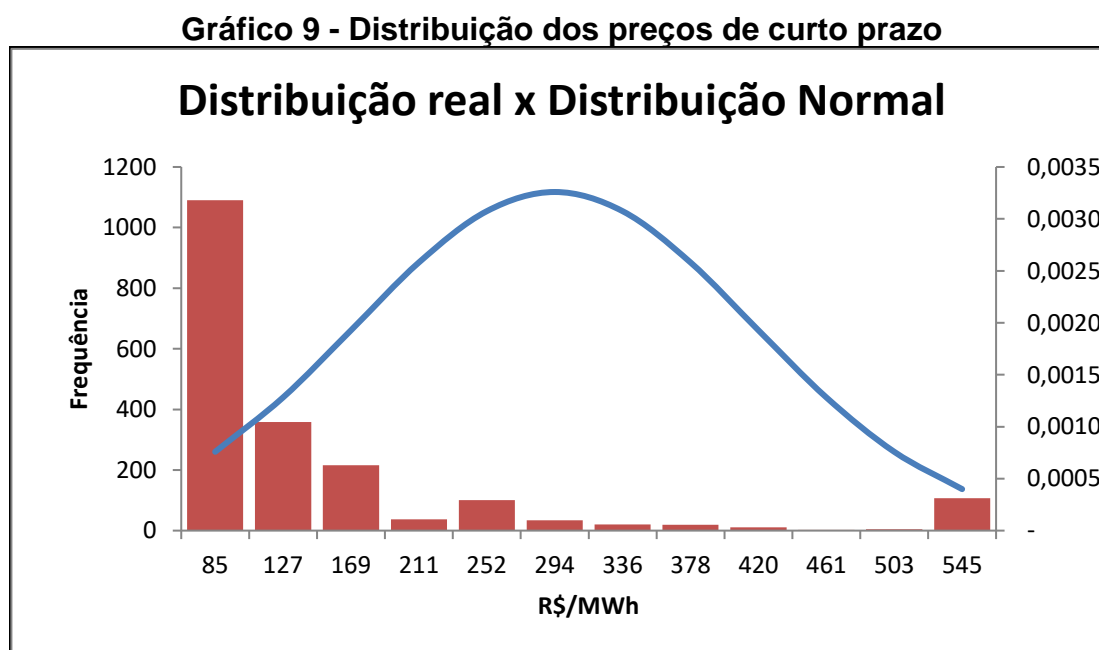
$$F^S(X_k) = R^{\max}(X_k) = \max_{1 \leq s \leq S} R(X_k, Y_s); \quad (15)$$

$$F^H(X_k) = \alpha F^{\max}(X_k) + (1 - \alpha) F^{\min}(X_k) = \alpha \max_{1 \leq s \leq S} F(X_k, Y_s) + (1 - \alpha) \min_{1 \leq s \leq S} F(X_k, Y_s). \quad (16)$$

Pelo critério de Wald ($F^W(X_k)$), a escolha deveria ser feita a partir do máximo resultado das funções objetivo nas condições de incerteza. Para Laplace ($F^L(X_k)$), a escolha da solução robusta seria feita com base na média do resultado das funções objetivo para as condições de incerteza. Já Savage ($F^S(X_k)$) estabelece que a escolha da solução robusta deveria ser feita com base no máximo do resultado das funções objetivo para as condições de incerteza.

Hurwicz ($F^H(X_k)$), por sua vez, sugere que a escolha da solução robusta deveria ser feita com base num fator: o de ponderação entre o máximo e o mínimo do resultado das funções objetivo para as condições de incerteza. Sugere, ainda, a adoção de um fator α entre 0,5 e 1. Para este estudo de caso, utilizou-se α igual a 0,7.

Os preços elencados no Gráfico 9 foram utilizados na aplicação da metodologia de tomada de decisão.



Após aplicados os critérios de Wald, Laplace, Savage e Hurwicz, foram obtidos os resultados listados na Tabela, 28, a seguir.

Tabela 28 - Função de pertinência das funções de pertinência para as funções objetivo agregadas, conforme critérios de Wald, Laplace, Savage e Hurwicz

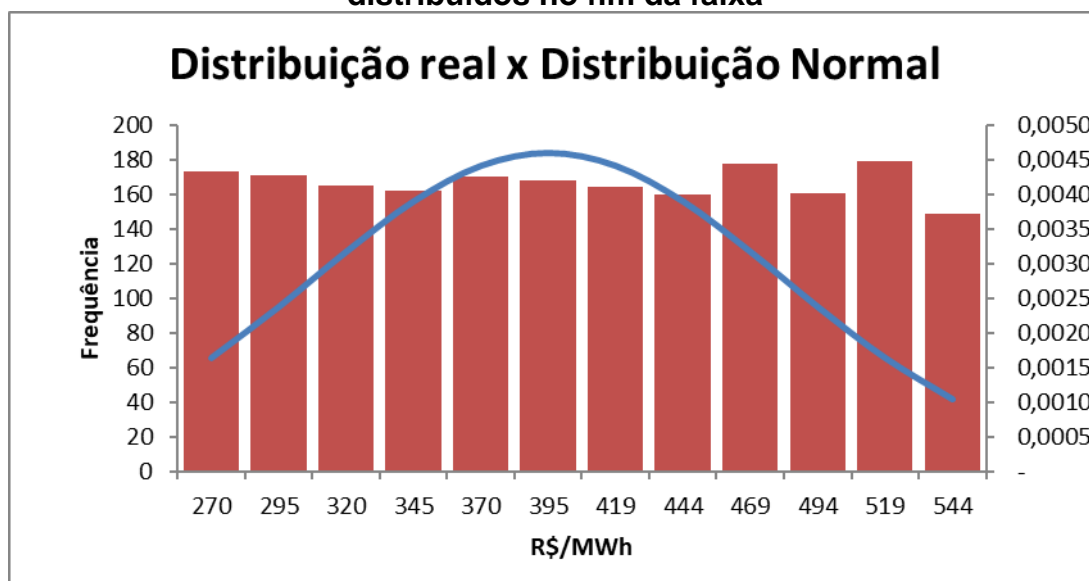
	$F^W (X_k)$	$F^L (X_k)$	$F^S (X_k)$	$F^H (X_k)$	Max
X_0	1,0	-	1,0	-	1,0
X_1	0,9	0,1	0,9	0,1	0,9
X_2	0,8	0,2	0,8	0,2	0,8
X_3	0,7	0,3	0,7	0,3	0,7
X_4	0,6	0,4	0,6	0,4	0,6
X_5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
X_6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
X_7	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
X_8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
X_9	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
X_{10}	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Como solução, a aplicação da metodologia proposta indica a adoção da alternativa X_0 , ou seja, que nenhuma antecipação de compra de energia seja feita em função do preço da probabilidade dos preços, do de mercado, do custo total, dos riscos, do arrependimento e em caso de acontecer um cenário adverso (cenários Y_1 e Y_2)

Importante é notar que, quando se volta a introduzir nos preços de curto prazo somente a distribuição de preços mais altos, a solução indicada muda completamente.

Gráfico 10 - Distribuição de preços utilizada para testar a proposta com preços distribuídos no fim da faixa



Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

Tabela 29 - Matriz consolidada com preços no fim da faixa de distribuição

	$F^W (X_k)$	$F^L (X_k)$	$F^S (X_k)$	$F^H (X_k)$	F_{Max}
X_0	-	-	-	-	-
X_1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
X_2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
X_3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
X_4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
X_5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
X_6	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
X_7	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
X_8	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
X_9	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
X_{10}	-	-	-	-	-

Fonte: Elaborado pelo autor, com dados extraídos dos resultados da pesquisa.

O maior valor da função de pertinência indica que a alternativa de melhor escolha será a alternativa X_5 , portanto, a compra antecipada de 50% do montante de energia.

10 CONCLUSÕES E DISCUSSÕES FINAIS

Os resultados obtidos nesta investigação mostraram que a metodologia proposta traz resultados equiparáveis àquela atualmente utilizada. Enquanto, com os dados de preços projetados para janeiro de 2020, a metodologia hoje utilizada pelo mercado aponta uma solução robusta que pode oscilar entre 40% e 60% da demanda, a metodologia proposta nesta dissertação sugere uma solução consistente, com 40% de compra antecipada, quando se eleva a importância da minimização do custo total, em detrimento do risco e arrependimento.

Também, quando utilizada para uma operação real ocorrida no mercado entre duas empresas, a metodologia proposta poderia ter como resultado uma economia de 35% para o comprador.

Quando introduzidos os cenários de incerteza, como i) a possibilidade de não cumprimento de contrato (default) e de ii) uma crise de mercado, quando a energia comprada antecipadamente teria que ser revendida no futuro, ao preço mínimo, a metodologia proposta indicou a solução de nenhuma compra antecipada, considerando a distribuição de preços iniciais. Para produzir a solução robusta foram utilizados os critérios de Wald, Savage, Laplace e Hurwicz.

Quando se substitui a distribuição de preços iniciais, por uma distribuição de preços com valores mais altos, a solução robusta, considerando cenários de incerteza, passa a ser, então, a compra antecipada de 50% da energia.

Com a metodologia proposta almeja-se facilitar a compreensão dos riscos e encorajar, através de um processo mais simples, a tomada de decisão pelos consumidores livres, em comercialização o que poderia aumentar, inclusive, a liquidez do mercado, e reduzir os custos com energia elétrica no Brasil.

O método pode ainda ser aperfeiçoado com uma melhor calibração dos fatores de importância (λ_p), em (3) e (4), das funções objetivo que compõem a solução geral do problema, realizando-se testes comparativos das diferentes metodologias com o histórico de preços *spot* e de preços de mercado a longo prazo.

11 Propostas para trabalhos futuros

Uma possível evolução deste trabalho seria incorporar a ideia proposta por Pereira *et al.* (2018), para aplicar os operadores OWA para tomada de decisão,

adotando um peso (que regula a compensação mútua entre critérios aplicados) para cada metodologia, na solução geral do problema.

Uma outra vertente evolutiva deste trabalho poderia ser, também, a adoção da construção de esquema de consenso para tomada de decisão em grupo, ao invés da decisão por apenas um analista. Assim, um grupo de especialistas poderia trabalhar em conjunto, na definição dos melhores parâmetros de priorização de critérios, em vez de adotar a mudança do critério por um só analista adotada neste trabalho.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa nº 385, de 8 de dezembro de 2009. Aprova as Regras de Comercialização de Energia Elétrica, versão 2010. **Diário Oficial**, Brasília, v. 146, n. 241, seção 1, p. 101, 17 dez. 2009. Disponível em: http://biblioteca.aneel.gov.br/asp/textos_main.asp?codigo=99233&desc=ti&servidor=1&iBanner=&idioma=0. Acesso em: 12 fev. 2020.

AVEN, Terje. Risk assessment and risk management: review of recent advances on their foundation. **European Journal of Operational Research**, v. 253, n. 1, p. 1-13, 2016.

BELLMAN, Richard Ernest; ZADEH, Lotfi Asker. Decision-making in a fuzzy environment, **Management Science**, v. 17, n. 4, p. B141-B164, 1970.

BOSA, Diego Antonio; TORTELLI, Odilon Luos. Risk management and portfolio optimization of electric power trading. In: SIMPOSIO BRASILEIRO DE SISTEMAS ELETRICOS., 18., 2018. Niteroi. **Anais** [...]. Niteroi: SBSE, 2018. p. 1-17.

BRASIL.Ministério de Minas e Energiea. **Resenha Energética Brasileira - 2019**. Brasília: MME, 2019. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/36208/948169/Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+-+edi%C3%A7%C3%A3o+2019+v3.pdf/92ed2633-e412-d064-6ae1-eefac950168b>. Acesso em: 12 fev. 2020.

BRECHT, Bertolt. **Frases de Bertolt Brecht**. [S.]: Pensador, 2019. Disponível em: <https://www.pensador.com/frase/MTQ1Mjkw/> Acesso em: 14 fev. 2020.

CAMPOS, Fred Leite Siqueira; RAMOS, Fabio do Lago; AZEVEDO, Beatriz Marcondes de. Análise de viabilidade econômica regulatória à criação de cooperativa de consumo de energia elétrica: o caso do setor elétrico brasileiro na segunda década do século XXI. In: ENCONTRO NACIONAL DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO, 21., 2015. Fortaleza. **Anais** [...]. Fortaleza: ENEP, 2015.

EKEL, Petr *et al.* Multiobjective and multiattribute decision making in a fuzzy environment and their power engineering applications. **Information Sciences**, v. 361-362, p.100-119, 2016.

FLOREZI, Guilherme. **Consumidores livres de energia elétrica: uma visão prática**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia)- Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. Disponível em: https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-12082010-160912/publico/Dissertacao_Guilherme_Florezi.pdf. Acesso em: 12 fev. 2020.

HAUGH, M. **Mean-Variance optimization and the CAPM**. Foundations of Financial Engineering, 2016.

KETTUNEN, Janne; SALO, Ahti; BUNN, Derek W. Optimization of Electricity Retailer's Contract Portfolio Subject to Risk Preferences. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 25, n. 1, p. 117-128, Feb. 2010.

Melo, Jonas & Alves, Antonio & Brigatto, Gelson & Negrete, Lina. (2015). **Mercado de Energia Elétrica: Volatilidade do Preço Spot e Risco da Geração Hidrelétrica com Despacho Centralizado**. 10.20906/CPS/SBSE2016-0340.

MERIGÓ, José M.; GUILLÉN, Montserrat; SARABIA, José M. The ordered weighted average in the variance and the covariance. **Internation Journal of Intelligent Systems**, 2015. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/int.21716>. Acesso em: 12 fev. 2020.

MOTA, Debora Nunes. **O ambiente de contratação livre e a expansão da oferta de energia elétrica**: uma proposta conceitual para a financiabilidade, sob a ótica do financiador. 2015. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas)- Programa de Pós-Graduação em Administração de Empresas, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/25463/25463.PDF>. Acesso em: 12 fev. 2020.

MUNHOZ, Leticia Leite. **Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos**. 2018. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso)- Universidade de Brasília, Brasília, DF. 2018.

PEDRYCZ, Witold; GOMIDE, Fernando. **An Introduction to fuzzy sets analysis and design**. Cambridge: MIT Press, 1998.

PEREIRA, Rafael Bambirra *et al.* Agregação de métricas de risco com o operador owa aplicada a comercialização de energia. In: CONFERENCE: CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTIC, 22., 2018. Belo Horizonte. **Anais [...]**. Belo Horizonte: CCBA, 2018. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/327939598_AGREGACAO_DE_METRICAS_DE_RISCO_COM_O_OPE_RADOR_OWA_APLICADA_A_COMERCIALIZACAO_DE_ENERGIA. Acesso em: 12 fev. 2020.

RIBEIRO, Luísa Helena Machado. **Risco de mercado na comercialização de energia elétrica**: uma análise estruturada com foco no ambiente de contratação livre - ACL. 2015. Dissertação (Mestrado)- Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

RIBEIRO, Mario Guerreiro. **Otimização de portfólios de comercialização de energia no Brasil**. 2017. Dissertação (Mestrado)- Fundação Getúlio Vargas, Rio de Janeiro, 2017

TEIVE, Raimundo Celeste Ghizoni; GUDER, Ritchie; SEBBA, Chádia Gomes. Risk management in the energy trading activity - an approach by using Multi Objective Genetic Algorithm and multi criteria theory. **IEEE/PESTransmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA)**, São Paulo, 2010, p. 504-510.

WOJT, Alexander. **Portfolio selection and lower partial moments**.

[S. I.]: Royal Institute of Technology, Department of Mathematics Stockholm, Sweden, [2014].

WU, Yunna *et al.* Portfolio optimization of renewable energy projects under type-2 fuzzy environment with sustainability perspective. **Computers & Industrial Engineering**, v. 133, p. 69-82, July 2019.

ZIMMERMANN, Hans Jurgen. **Fuzzy set theory**: and its applications. 4th ed. Boston: Kluwer Academic, 1990.