



GRUPO DE ESTUDO DE COMERCIALIZAÇÃO, ECONOMIA E REGULAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA - GCR

MODELO DE APOIO À TOMADA DE DECISÃO SOBRE OPERAÇÕES DE HEDGE NA COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**NAIELLY LOPES MARQUES (1); LUIZ EDUARDO TEIXEIRA BRANDAO (1); LEONARDO LIMA GOMES (1);
VICTOR CAMPOS VIEIRA DA ROSA (2)
PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO (1); LIGHT S/A (2)**

RESUMO

Os agentes do setor elétrico podem se encontrar em posição vendida no mercado. Nesse caso, eles têm a opção de reduzir a sua exposição ao risco contratando parte ou a totalidade da sua posição através de contratos a termo. Para apoiar essa decisão de *hedge*, desenvolvemos um modelo que considera a aversão ao risco do agente através de uma função de preferência. No caso de um agente que precisa tomar sua decisão para o segundo semestre deste ano, os resultados indicam um *hedge* de 45,30% no 2º semestre (29,49 MW médio).

PALAVRAS-CHAVE

Hedge; Comercialização; Energia Elétrica; Aversão ao Risco; Função de Preferência.

1.0 INTRODUÇÃO

Na década de 1990, um amplo processo de reestruturação do setor elétrico em todo o mundo introduziu pela primeira vez mercados de eletricidade competitivos (JOSKOW, 2006). No Brasil, esse processo teve início com a implantação do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, que foi coordenado pelo Ministério de Minas e Energia (MME). A partir desse projeto, foi estabelecido um mercado livre de energia formado por geradores, comercializadores e consumidores livres de energia. Em seguida, foi instituído o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde esses agentes negociariam livremente contratos bilaterais de compra e venda de energia, de acordo com as normas e regulamentos vigentes (CCEE, 2021).

Devido à alta volatilidade do preço *spot* de eletricidade, os agentes procuram mitigar a exposição a esse risco de preço negociando contratos a termo (LUZ, GOMES, e BRANDÃO, 2012; MATSUMOTO e YAMADA, 2021). Por outro lado, em alguns países, a reestruturação do mercado levou à criação de mercados livres mais amplos e até bolsas de energia, onde uma variedade de derivativos de energia é negociada para fins de *hedge*.

Diante disso, os agentes do setor elétrico podem frequentemente encontrar-se numa posição vendida (*short*) no mercado. Isso pode ocorrer por diversos motivos, como: déficit de geração de energia devido aos baixos níveis de Energia Natural Afluente (ENA) ou redução dos níveis dos reservatórios em períodos de estiagem, no caso de um gerador hidrelétrico; incerteza sobre a velocidade do vento, no caso de um gerador eólico; razões especulativas, no caso de um *trader*; e, até mesmo, atrasos na construção de uma nova usina. Nesse caso, esses agentes são obrigados a recorrer à compra de energia no mercado à vista para cumprir seus compromissos contratuais de venda, o que os expõe ao risco de preço.

Uma alternativa a esses agentes é a proteção desse risco por meio da celebração de contratos a termo nos quais o agente exposto pode contratar parte ou a totalidade de sua posição a um preço pré-estabelecido. Se a cobertura for apenas parcial, o saldo não coberto deve ser liquidado ao preço à vista no vencimento, que é conhecido como Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que expõe o agente ao risco de variação do preço de energia. Por outro lado, um *hedge* total elimina o risco, mas também elimina qualquer possibilidade de ganho em caso de movimentação dos preços no mercado à vista.

Nesta pesquisa, analisamos a tomada de decisão sobre a operação de *hedge*, visando maximizar os lucros do agente sujeito a um determinado nível de proteção ao risco. Para tanto, assume-se que o agente possui um nível de aversão ao risco que pode ser medido por meio de α percentis do *VaR*. Assim, a contribuição deste estudo é o desenvolvimento de uma ferramenta de suporte à decisão para os agentes que se encontram em posição vendida no mercado de energia elétrica, considerando sua disposição a pagar o prêmio de risco e o custo dessa transação. Este estudo está organizado da seguinte forma. Após esta introdução, apresentamos uma revisão da literatura relacionada na área. Na seção 3, desenvolvemos um modelo de tomada de decisão sobre as transações de *hedge* na comercialização de energia elétrica. Na seção 4, apresentamos uma aplicação numérica e discutimos os resultados. Finalmente, concluímos na seção 5.

2.0 REVISÃO DE LITERATURA

Segundo De Oliveira, Arfux e Teive (2006), em um ambiente competitivo de mercado de energia elétrica, a análise de risco é uma importante ferramenta para orientar os investidores no processo de tomada de decisão considerando tanto as incertezas contratuais quanto os preços da energia no mercado *spot*. Nesse estudo, eles propõem três medidas de risco: a variância média, a perda máxima e a perda média máxima aplicada ao problema de comercialização de energia para fins de análise de investimento. Os resultados indicam que essas medidas complementam as técnicas apresentadas por Markowitz (1952) e as medidas *Value at Risk* (*VaR*) e *Conditional Value at Risk* (*CVaR*), melhorando a qualidade da decisão de comercialização de energia.

Luz (2016) afirma que, no mercado de energia elétrica, é necessário determinar medidas de desempenho e risco que possam auxiliar na tomada de decisão e extrair funções dessas medidas para o cálculo de prêmios de risco que possam servir de guia para a precificação de operações de *hedge*. Seguindo esse pensamento, Benth, Cartea e Kiesel (2008) fornecem uma estrutura que nos permite explicar como as preferências de risco dos participantes do mercado explicam o sinal e a magnitude do prêmio de risco do mercado em diferentes vencimentos de contratos a termo. Considerando o mercado de eletricidade alemão, por exemplo, os autores observam que o poder de mercado do agente e o prêmio de risco de mercado apresentam uma estrutura a termo que diminui à medida que o tempo até o vencimento do contrato a termo aumenta.

Deng e Oren (2006) argumentam que a exposição aos riscos do preço de energia pode gerar consequências devastadoras para os agentes do setor elétrico. Os autores analisam diferentes tipos de instrumentos financeiros que permitem o compartilhamento e o controle desses riscos por meio de estratégias de *hedge* e concluem que o principal desafio no mercado de energia elétrica é aumentar sua liquidez por meio de derivativos. Pineda, Conejo e Carrión (2010) analisam um instrumento financeiro específico que é amplamente utilizado como ferramenta de mitigação de risco: os contratos de seguro. Eles avaliam a conveniência de assinar um contrato de seguro contra falhas inesperadas em unidades de produção de energia elétrica e seu impacto nas decisões de contratação por meio de um modelo de programação estocástica. Suas descobertas indicam que o seguro reduz o risco financeiro e que quanto maior a aversão ao risco, maior o prêmio que o agente está disposto a pagar por um determinado contrato de seguro.

Outros estudos propõem suas próprias estratégias de mitigação de risco. Cotter e Hanly (2010), por exemplo, desenvolvem um modelo *GARCH-in-Mean* para estimar um coeficiente de aversão ao risco relativo variável no tempo, que é baseado nas preferências de risco observadas de agentes de energia que se encontram em posições vendidas ou compradas. Seus resultados empíricos mostram que, quando a aversão ao risco é levada em consideração, existem grandes diferenças na utilidade esperada e nas estratégias de *hedge* de minimização de risco. Woo, Horowitz e Hoang (2001) também desenvolveram uma ferramenta inovadora para resolver o problema de um agente de energia avesso ao risco que oferece um contrato a termo de preço fixo para fornecer eletricidade adquirida de um mercado de energia *spot* incipiente, potencialmente volátil e imprevisível. Esta ferramenta é baseada em uma estratégia de *hedge* cruzado que permite reduzir a variação do lucro do contrato e determinar o preço do contrato a termo como um preço ajustado ao risco.

Por meio de um modelo de aquisição de eletricidade com restrição de risco baseado na medida *CVaR*, Zhang e Wang (2009) afirmam que a gestão de risco eficaz promove o bom funcionamento dos mercados de eletricidade e mostram que contratos de *hedge* oferecem seguro financeiro ou físico contra a exposição ao risco do preço de energia em troca de um prêmio de risco. Por outro lado, Niromandfam, Yazdankhah e Kazemzadeh (2020) adotam princípios da função utilidade para identificar as preferências e o comportamento dos agentes do setor elétrico em relação a diferentes contratos de cobertura de risco. Seus resultados sugerem que o mecanismo de cobertura de risco proposto reduz o preço médio de mercado da eletricidade e suas flutuações e permite que os clientes gerenciem o custo da eletricidade de maneira adequada.

Em um estudo mais próximo ao nosso, Cotter e Hanly (2012) também enfatizam que uma questão chave na decisão de *hedge* no setor elétrico é a atitude dos agentes em relação ao risco. Eles tratam dessa questão estimando e aplicando a aversão ao risco com base no mercado de energia a três funções de utilidade diferentes: a quadrática, a exponencial e a logarítmica. Assim como esses autores, estendemos a literatura neste campo e abordamos a questão de como um agente do setor elétrico que está exposto às variações dos preços da energia pode otimizar sua decisão de *hedge*. Porém, propomos uma ferramenta baseada numa função de preferência que permite modelar a variação do nível de aversão ao risco de um agente considerando diferentes bandas de preferência.

3.0 MODELO

Propomos um modelo baseado em uma função de preferência que permite modelar a variação do nível de aversão ao risco de um agente considerando diferentes bandas de preferência. Fundamentalmente, para atingir esta função é necessário mensurar o risco por meio das medidas *VaR* e *CVaR* ou *ES* (*Expected Shortfall*). Segundo Jorion (1996), o $CVaR_\alpha$ é a perda esperada além do VaR_α , que foi proposta como o risco máximo em um nível α de confiança. Apesar de sua popularidade, o *VaR* é criticado por infringir a subaditividade sob certas condições de distribuição da posição financeira a ser analisada.

As equações (1) e (2) apresentam, respectivamente, as definições de VaR_α e $CVaR_\alpha$, considerando seus valores absolutos. Ressalta-se que, em muitos casos, suas definições são apresentadas com seus valores em módulo, uma vez que se assume desde o início que são valores negativos por representarem perdas.

$$VaR_\alpha(X) = \inf \{m \mid P[X - m > 0] \leq \alpha\} = \inf \{m \mid P[X - m < 0] \leq 1 - \alpha\} \quad (1)$$

onde $\alpha \in [0, 1[$ e $m \in \mathbf{R}$.

$$CVaR_\alpha(X) = E[X \mid X \leq VaR_\alpha] = \frac{1}{1 - \alpha} \int_{-\infty}^{VaR_\alpha} xf(x) dx = \frac{1}{1 - \alpha} \int_0^{1-\alpha} VaR_u(X) du \quad (2)$$

Adotamos a função de preferência proposta por Luz (2016), que permite modelar a variação do nível de aversão ao risco de um agente considerando diferentes bandas de preferência. Esta função de preferência é definida na equação (3):

$$ECP_G = E[U(X)] = \lambda_0 E[X] + \sum_{n=1}^N \lambda_n CVaR_{\alpha_n}(X) \quad (3)$$

onde $\lambda_i \geq 0$ é a medida de aversão ao risco do investidor e $\sum_i \lambda_i = 1$, $i \in [0, N]$.

Considerando que os agentes estão em posição vendida no mercado de energia elétrica, a posição financeira X pode ser expressa pela equação (4):

$$X = \sum_{t=1}^T \left[-(1 - \delta)\pi_t - \delta\phi_t + \chi \right] v_t \eta_t \quad (4)$$

onde δ representa o percentual da decisão de compra da operação de *hedge*; π_t é o preço *spot* de energia (R\$/MWh); ϕ é o preço futuro de energia estimado pela curva *forward* (R\$/MWh); χ é o custo de oportunidade (R\$/MWh); v_t é a quantidade não contratada (MW); e η_t é o número de horas no mês t .

A partir da função utilidade desenvolvida por Luz (2016), podemos definir o Equivalente Certo (φ) e o Prêmio de Risco (γ), que são apresentados, respectivamente, nas equações (5) e (6). O Equivalente Certo reflete a situação de indiferença do agente entre a cobertura e a exposição ao risco do preço de energia. Por outro lado, o Prêmio de Risco é a diferença entre a média da posição financeira X e o Equivalente Certo, que representa o prêmio exigido pela operação de *hedge*.

$$\varphi = U^{-1}(E[U(X)]) = U^{-1}(\lambda_0 E[X] + \sum_{n=1}^N \lambda_n CVaR_{\alpha_n}(X)) \quad (5)$$

$$\gamma = E[X] - \varphi \quad (6)$$

Para parametrizar a função ECP_G , utilizamos o método *Analytic Hierarchical Process* (AHP), uma vez que se baseia na decomposição e síntese das relações ponto a ponto entre os critérios, onde se busca priorizar as alternativas através de uma única medida de desempenho (SAATY, 1991). Os principais aspectos positivos do método AHP são: flexibilidade, simplicidade, fácil intuição para o tomador de decisão, hierarquização dos critérios de acordo com seus valores atribuídos (ISHIZAKA e LABIB, 2011; MACHARIS et al., 2004; RAMANATHAN, 2001).

A metodologia de aplicação do AHP recomenda a identificação do problema, a definição de seus objetivos, as alternativas existentes, os critérios de tomada de decisão e a seleção dos tomadores de decisão. Após essa etapa, sugere-se que os tomadores de decisão reflitam sobre a importância de cada um dos critérios em relação ao outro, formando uma matriz de julgamentos. E, por fim, deve-se realizar a normalização dos julgamentos, obtendo-se assim uma matriz de pesos atribuídos às comparações de paridade (matriz de preferências) e a cada um dos critérios definidos na primeira etapa.

Para avaliar os resultados das matrizes de peso, Saaty (1991) propôs o índice de consistência médio (CI) e a razão de consistência (CR). O autor definiu que se o resultado da razão de consistência for igual ou inferior a 10%, a matriz de comparação de paridade tem consistência aceitável e os pesos são válidos e podem ser utilizados. As equações (7) e (8) apresentam essas duas medidas:

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (7)$$

$$CR = \frac{CI}{RI(n)} \quad (8)$$

onde λ_{\max} é o maior autovalor da matriz de julgamentos, n é a ordem da matriz de julgamentos e $RI(n)$ é o índice de consistência aleatória para matrizes de ordem n , que se aproximam dos resultados encontrados por Saaty (1991), descritos na Tabela 1.

TABELA 1 – Índices de consistência aleatória

n	3	4	5	6	7	8	9	10
$RI(n)$	0,58	0,90	1,12	1,24	1,32	1,41	1,45	1,49

Fonte: Saaty (1991)

4.0 APLICAÇÃO NUMÉRICA

Para verificar a validade de nosso modelo, o aplicamos em um exemplo numérico que considera o caso de um grande agente do setor elétrico brasileiro que precisa tomar sua decisão de *hedge* para o segundo semestre deste ano (2021). Assumindo que essa decisão será tomada em Julho, o objetivo é definir o nível ótimo de *hedge* que maximize os lucros do agente condicionado a um determinado nível de proteção ao risco. Nesse sentido, primeiramente, consideramos um custo de oportunidade fixo igual a 201,00 (R\$/MWh) e os seguintes valores apresentados na Tabela 2:

TABELA 2 – Valores de entrada do modelo

Mês	ν	ϕ	η
Julho	-35,44	325,00	744
Agosto	-61,30	325,00	744
Setembro	-66,51	325,00	720
Outubro	-92,54	310,00	744
Novembro	-75,90	310,00	720
Dezembro	-59,32	310,00	744

Nota: ν é o montante descontratado (MW); ϕ é o preço futuro (R\$/MWh); e η é o número de horas.

Além disso, pressupõe-se que a *proxy* do preço da energia no mercado *spot* seja o PLD apurado pela Câmara de Compensação de Energia Elétrica (CCEE). Logo, utilizamos a simulação mensal feita pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para o ano de 2021 para o mercado de energia do Sudeste/Centro-Oeste do Brasil, que é o submercado de comercialização de energia com maior demanda e liquidez no Sistema Integrado Nacional (SIN). A Tabela 3 resume os dados adotados nesta aplicação:

TABELA 3 – Dados

Início	Fim	$\bar{\pi}$	$\bar{\nu}$
Julho	Dezembro	290,39	-65,10

Nota: $\bar{\pi}$ representa a média do preço *spot* de energia no segundo semestre de 2021 (R\$/MWh) e $\bar{\nu}$ é a média ponderada do montante descontratado no mesmo período (MW médio).

Em seguida, estabelecemos dois níveis-alvo, um representando o risco intermediário e o outro o risco extremo. Assumimos que o risco intermediário é o resultado esperado dos 30% piores cenários e o risco extremo, o dos 5% piores cenários. Ou seja, consideramos que o risco intermediário é o valor esperado dos resultados negativos e o risco extremo, o valor esperado dos resultados menor que a perda máxima suportável. Dessa forma, obtemos os seguintes valores: $N = 3$, $\alpha_1 = 70\%$ e $\alpha_2 = 95\%$.

Os riscos intermediários e extremos definidos acima e o valor esperado dos resultados são considerados como os critérios a serem comparados e priorizados na decisão da melhor estratégia de avaliação do desempenho da operação. Para isso, utilizamos o método AHP com escala de Saaty de 9 pontos. A Tabela 4 apresenta a matriz de julgamentos:

TABELA 4 – Matriz de Julgamentos

	Risco Extremo	Risco Intermediário	Valor Esperado
Risco Extremo	1,00	1,50	3,00
Risco Intermediário	0,67	1,00	1,50
Valor Esperado	0,33	0,67	1,00
Total	2,00	3,17	5,50

Os valores adotados nesta matriz foram definidos pela equipe responsável pelas decisões de *hedge* deste importante agente que estamos analisando com base em suas experiências no setor de energia. Para mais detalhes sobre aplicações do método AHP, recomendamos Ishizaka e Labib (2011) e Rafaeli e Müller (2007).

Em seguida, determinamos a matriz de pesos (Tabela 5), que é calculada a partir da divisão de cada valor definido na matriz de julgamentos pela soma encontrada em cada coluna.

TABELA 5 – Matriz de Pesos

	Risco Extremo	Risco Intermediário	Valor Esperado
Risco Extremo	0,50	0,47	0,55
Risco Intermediário	0,33	0,32	0,27
Valor Esperado	0,17	0,21	0,18

Em seguida, calculamos os valores de peso critério e de consistência (Tabela 6). Os valores de peso critério são definidos como a média de cada linha da matriz de pesos, enquanto os valores de consistência são calculados a partir da multiplicação da matriz de julgamentos pelos valores de peso critério, divididos pelo peso critério em cada linha.

TABELA 6 – Peso Critério e Consistência

	Peso Critério	Consistência
Risco Extremo	0,51	3,01
Risco Intermediário	0,31	3,01
Valor Esperado	0,19	3,01

Com isso, calcula-se o índice de consistência médio (CI = 0,0046) e, consequentemente, a razão de consistência (CR = 0,79%). Observe que a taxa de consistência é menor que 10,00%, o que significa que a matriz de comparação paritária tem consistência aceitável e os pesos são válidos e podem ser usados. Além disso, a Tabela 7 apresenta os valores considerados para a probabilidade, bem como os valores encontrados para o peso probabilístico. Este último é calculado a partir da divisão de cada probabilidade pela soma delas.

TABELA 7 – Probabilidade e Peso probabilístico

	Probabilidade	Peso Probabilístico
Risco Extremo	0,05	0,04
Risco Intermediário	0,30	0,22
Valor Esperado	1,00	0,74

A partir disso, priorizamos a importância dos critérios a partir da multiplicação do peso do critério pelo peso probabilístico. Observe que, dividindo cada um desses valores pela soma deles, determinamos $\lambda_0 = 61,33\%$, $\lambda_1 = 30,34\%$ e $\lambda_2 = 8,33\%$. Diante disso, otimizamos a equação (4) a fim de estimar o percentual da decisão de compra da operação de *hedge*. Em seguida, calculamos, por meio das equações (5) e (6), o Equivalente Certo, o Prêmio de Risco e o valor que o agente está disposto a pagar pelo *hedge*. A Tabela 8 apresenta os principais resultados:

TABELA 8 – Resultados

δ (%)	Média (R\$ x 1000)	CVaR _{70%} (R\$ x 1000)	CVaR _{95%} (R\$ x 1000)	φ (R\$ x 1000)	γ (R\$/MWh)	ω (R\$/MWh)
45,30%	-27.845	-55.186	-71.286	-37.789	35	325

Nota: δ é o percentual ótimo da decisão de compra da operação de *hedge*; Média representa a média da posição financeira X, apresentada na equação (4); CVaR_{70%} representa a perda média incorrida nos 30% piores cenários da posição financeira X; CVaR_{95%} representa a perda média incorrida nos 5% piores cenários da posição financeira X;

φ é o Equivalente Certo; γ é o Prêmio de Risco; e, ω representa o valor que o agente está disposto a pagar pelo *hedge*, que é definido como a soma do preço médio da energia à vista (*spot*) com o Prêmio de Risco.

5.0 CONCLUSÕES

Os agentes do setor elétrico podem encontrar-se numa posição vendida no mercado por diversos motivos, o que os expõe a variações nos preços da energia que podem resultar em perdas financeiras. Uma das alternativas para mitigar esse risco é fazer o *hedge* dessa posição por meio da celebração de contratos a termo, onde o agente pode contratar a totalidade ou parte de sua posição vendida a um preço fixo.

Nesse sentido, propomos um modelo de suporte à decisão de *hedge*, visando maximizar os lucros do agente, condicionado a um nível suficiente de proteção ao risco. Para tanto, assume-se que esse agente possui um nível de aversão ao risco que pode ser medido por meio de α percentis do *VaR*. Este modelo é construído com base em uma função de preferência, que permite modelar a variação do nível de aversão ao risco para diferentes faixas de preferência.

Para testar a validade desse modelo, o aplicamos no caso de um grande agente do setor elétrico brasileiro que precisa tomar sua decisão de *hedge* para o segundo semestre deste ano. Considerando que a decisão de *hedge* é tomada em Julho, o modelo sugere a compra de 45,30% de sua posição. Isso significa que a decisão ótima nesse caso é comprar 29,49 MW médio (45,30% do valor não contratado no 2º semestre) por até R\$ 325/MWh.

Portanto, esta ferramenta de suporte à decisão permite que os agentes que estão em uma posição vendida no mercado de energia elétrica tomem uma decisão ideal sobre as transações de *hedge*. Porém, ressaltamos que embora o modelo seja robusto, sua principal limitação deriva da parametrização da função de preferência. Neste estudo, utilizamos o método AHP por se tratar de um mecanismo amplamente discutido na literatura. Estudos futuros podem discutir melhor a parametrização dessa função de preferência.

6.0 REFERÊNCIAS

- BENTH, Fred Espen; CARTEA, Álvaro; KIESEL, Rüdiger. Pricing forward contracts in power markets by the certainty equivalence principle: explaining the sign of the market risk premium. **Journal of Banking & Finance**, v. 32, n. 10, p. 2006-2021, 2008.
- CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. [2021]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 26 de jan. de 2021.
- COTTER, John; HANLY, Jim. Time-varying risk aversion: an application to energy hedging. **Energy Economics**, v. 32, n. 2, p. 432-441, 2010.
- COTTER, John; HANLY, Jim. A utility based approach to energy hedging. **Energy Economics**, v. 34, n. 3, p. 817-827, 2012.
- DE OLIVEIRA, M. F.; ARFUX, G. A. B.; TEIVE, R. C. G. Risk Management in the Commercialization Activity in Brazil- An Approach by Using Markowitz, VaR and CVaR. In: **2006 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America**. IEEE, 2006. p. 1-6.
- DENG, Shi-Jie; OREN, Shmuel S. Electricity derivatives and risk management. **Energy**, v. 31, n. 6-7, p. 940-953, 2006.
- ISHIZAKA, Alessio; LABIB, Ashraf. Review of the main developments in the analytic hierarchy process. **Expert systems with applications**, v. 38, n. 11, p. 14336-14345, 2011.
- JORION, Philippe. Risk2: Measuring the risk in value at risk. **Financial analysts journal**, v. 52, n. 6, p. 47-56, 1996.
- JOSKOW, Paul L. Introduction to electricity sector liberalization: lessons learned from cross-country studies. **Electricity market reform: an international perspective**, v. 1, p. 1-32, 2006.
- LUZ, Cristina Pimenta de Mello Spinetti. **Otimização comercial de um parque eólico no Brasil utilizando simulação de Monte Carlo com variáveis climáticas exógenas e uma nova função de preferência**. 2016. Tese (Doutorado em Administração de Empresas com ênfase em Finanças) – IAG, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016.
- LUZ, Cristina Pimenta de Mello Spinetti; GOMES, Leonardo Lima; BRANDÃO, Luiz Eduardo Teixeira. Análise da Dinâmica do Mercado a Termo de Energia Elétrica no Brasil. **Revista Brasileira de Gestão de Negócios**, v. 14, p. 314-334, 2012.
- MACHARIS, Cathy et al. PROMETHEE and AHP: The design of operational synergies in multicriteria analysis.: Strengthening PROMETHEE with ideas of AHP. **European journal of operational research**, v. 153, n. 2, p. 307-317, 2004.
- MARKOWITZ, H. Portfolio Selection. **The Journal of Finance**, v. 7, n. 1, p. 77-91, 1952.
- MATSUMOTO, Takuji; YAMADA, Yuji. Simultaneous hedging strategy for price and volume risks in electricity businesses using energy and weather derivatives. **Energy Economics**, v. 95, p. 105101, 2021.
- NIROMANDFAM, Amir; YAZDANKHAH, Ahmad Sadeghi; KAZEMZADEH, Rasool. Designing risk hedging mechanism based on the utility function to help customers manage electricity price risks. **Electric Power Systems Research**, v. 185, p. 106365, 2020.
- PINEDA, Salvador; CONEJO, A. J.; CARRIÓN, Miguel. Insuring unit failures in electricity markets. **Energy economics**, v. 32, n. 6, p. 1268-1276, 2010.

- RAMANATHAN, R. A note on the use of the analytic hierarchy process for environmental impact assessment. **Journal of environmental management**, v. 63, n. 1, p. 27-35, 2001.
- RAFAELI, Leonardo; MÜLLER, Cláudio José. Estruturação de um índice consolidado de desempenho utilizando o AHP. **Gestão & Produção**, v. 14, p. 363-377, 2007.
- SAATY, T. L. **Método de análise hierárquica**. São Paulo: McGraw-Hill Pub. Co, 1991.
- WOO, Chi-Keung; HOROWITZ, Ira; HOANG, Khoa. Cross hedging and forward-contract pricing of electricity. **Energy Economics**, v. 23, n. 1, p. 1-15, 2001.
- ZHANG, Qin; WANG, Xifan. Hedge contract characterization and risk-constrained electricity procurement. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 24, n. 3, p. 1547-1558, 2009.

DADOS BIOGRÁFICOS



Doutoranda em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC-Rio, Mestre em Administração de Empresas pela PUC-Rio (2019), graduada em Administração de Empresas pela Universidade Veiga de Almeida - UVA (2016) e Técnica em Segurança do Trabalho pelo Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca - CEFET (2014). Estudou na Academia da Força Aérea (AFA) e possui dois anos de experiência no setor privado na área de Saúde e Segurança do Trabalho. Atualmente, é pesquisadora pelo Núcleo de Pesquisa em Energia e Infraestrutura da PUC-Rio (<http://nupei.iag.puc-rio.br/>), atuando na análise de projetos em condições de risco.

(2) LUIZ EDUARDO TEIXEIRA BRANDAO

Luiz Brandão é Doutor em Finanças e Professor Associado da PUC-Rio. Tem experiência na área de administração, com ênfase em avaliação de projetos e empresas, opções reais e análise de risco. É um dos coordenadores do NUPEI (www.iag.puc-rio.br/nupei) com atuação em projetos na área de Energia, Infraestrutura, Parcerias Público Privadas, Blockchain Economics e Análise de Projetos em Condições de Risco, Incerteza e Flexibilidade. Presta consultoria para empresas e sua pesquisa na área de energia renovável, investimentos em infraestrutura e projetos flexíveis tem sido publicada em diversos periódicos internacionais. É Cientista Nosso Estado da FAPERJ e Pesquisador CNPq.

(3) LEONARDO LIMA GOMES

Professor Adjunto da área de Finanças do Departamento de Administração (IAG) da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e do seu Programa de Pós-Graduação desde 2008. Atua no ensino, pesquisa e desenvolvimento em Finanças, com ênfase nas áreas de Finanças da Energia e Finanças Digitais. Tem como interesses de pesquisa os temas: desenvolvimento de mercados de energia, regulação em energia, avaliação e desenvolvimento de projetos de energia renovável, blockchain economics, e finanças descentralizadas aplicadas à indústria de energia.

(4) VICTOR CAMPOS VIEIRA DA ROSA

Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Itajubá (2009) e mestrando em Administração de Empresas pela PUC-Rio desde 2020 na área de Finanças. Iniciou no setor elétrico pelo segmento de distribuição de energia na área de Inteligência de Mercado. Ingressou no segmento de Comercialização de Energia na área comercial e, desde 2014, atua na Gestão de Portfólio com experiência em: precificação dos riscos dos contratos de comercialização, desenvolvimento de operações estruturadas e formação de preços de energia elétrica. Possui interesse nas áreas de Tomada de Decisões sob Incerteza, Otimização Estocástica e Comercialização e Mercados de Energia Elétrica.