

Economic Analysis of Offshore Wind Farms: A Brazilian Case Study

Livi, B. C. B., Wilczek R. R., Batista F. R. S., Maçaira P.M

Abstract— The world demand for energy has grown significantly over the years and, therefore, imposes new challenges regarding the consumption and generation of electricity. In addition, the agreement negotiated by 195 countries in Paris during COP21 reinforces sustainable development by reducing greenhouse gas emissions in order to contain global warming as of 2020. Renewable energy sources are essential for reducing dependence on fossil fuels, motivating countries to seek measures to boost the use of green energies. In this scenario, wind energy stands out as one of the most promising ways to aggregate energy matrix requirements and environmental constraints. Within this prospect, the present study is presented, aiming to raise the most relevant topics about the development of offshore wind farms, in particular their economic and financial feasibility. The results obtained are presented and discussed in order to show a competitiveness analysis compared with same nature projects worldwide and with other sources present in the Brazilian energy matrix. Based on the assumptions of a specific case study, the results show that, from an economic point of view, offshore wind energy is still not competitive when compared with other sources of energy available in Brazil.

Index Terms— Brazilian Electrical Sector, Economic Feasibility, Offshore Wind Energy, Renewable Energy

I. INTRODUÇÃO

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA) [1], a taxa de consumo global de energia em 2018 aumentou quase o dobro da taxa média de crescimento deste indicador desde 2010. De uma maneira geral, a demanda por todas as fontes de energia aumentou, liderada pelas fontes renováveis, que tiveram um crescimento de 14,0% em relação à 2017.

Segundo a Bloomberg [2], os investimentos globais em fontes de energia renovável totalizaram US\$363,3 bilhões de dólares em 2019. Mais especificamente, os investimentos em energia eólica atingiram US\$138,2 bilhões, o que representa um crescimento de 6% em relação a 2018. Adicionalmente, a energia eólica offshore atraiu um total de US\$29,9 bilhões de dólares em 2019, crescendo 19% em relação ao ano anterior.

B. C. B. Livi is with Equinor Brasil e Energia, Rio de Janeiro, RJ, Brazil. (email: bruna.livi@hotmail.com).

R. W. Rodrigues is with Alianse Sonae, Rio de Janeiro, RJ, Brazil. (email: rachelwrodrigues@gmail.com).

F. R. S. Batista, is with the Industrial Engineering Department of the Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro (DEI/PUC-Rio) and also with Electric Energy Research Center (CEPEL). (e-mail: fabiorsb@hotmail.com).

P. M. Maçaira is from the Industrial Engineering Department, Pontifical Catholic University of Rio de Janeiro (PUC-Rio), Rio de Janeiro, RJ, Brazil. (e-mail: paulamacaira@puc-rio.br).

No Brasil, segundo o Operador Nacional do Sistema (ONS) [3], as usinas hidrelétricas correspondem a 63,7% da matriz

elétrica do país. A energia eólica, em conjunto com a termelétrica a gás natural e a biomassa, compõem as outras maiores fatias, representando aproximadamente 31%, o que caracteriza a matriz elétrica brasileira como uma matriz renovável. Em dezembro de 2019, a capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil atingiu 15,4 GW, todas *onshore*.

Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) para o horizonte 2019 a 2029 [4], a capacidade instalada da fonte eólica representará 17% da capacidade instalada do sistema interligado brasileiro ao final deste horizonte. A expansão prevista desta fonte é de 14 GW, os quais se encontram localizados nas regiões Nordeste e Sul do país. Toda a expansão eólica prevista continua sendo *onshore*, entretanto, dado o grande potencial brasileiro, em torno de 697 GW em locais com profundidade até 50 m [5], e a queda nos custos observada no mercado internacional, pela primeira vez a fonte eólica *offshore* é mencionada no plano como possibilidade para a expansão da matriz elétrica brasileira.

Considerando a relevância da fonte eólica *offshore* para a expansão das fontes renováveis no Brasil e no mundo, a viabilidade econômica de empreendimentos desta natureza torna-se tema de especial importância. Estudos como o da IRENA [6], de 2012, analisam os custos de implantação de empreendimentos eólicos *offshore* em diferentes localidades, mas não abordam a viabilidade econômica do negócio propriamente dita. Estudos mais recentes, como o da Charles River Associates (CRA) [7], de 2018, analisam o impacto das incertezas dos custos de capital, da inovação tecnológica e do mercado de trabalho na viabilidade dos empreendimentos eólicos *offshore*, porém com foco no mercado europeu. No Brasil, o *Roadmap* específico da fonte eólica *offshore* [5], divulgado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em abril de 2020, tem como objetivo principal identificar possíveis barreiras e desafios a serem enfrentados para o seu desenvolvimento no Brasil, mas não aborda a viabilidade econômica deste tipo de projetos. Uma busca feita na base de artigos Scopus¹ constata também a existência de pouquíssimos trabalhos que tratam da viabilidade econômica de usinas eólicas *offshore* no Brasil.

Neste contexto, considerando a inexistência de projetos eólicos *offshore* desenvolvidos no Brasil e nos países da América Latina, assim como a falta de trabalhos acadêmicos sobre a determinação da viabilidade econômica deste tipo de projetos na região, este trabalho tem por objetivo apresentar a abordagem empregada para se determinar a

¹ Query TITLE-ABS-KEY ("Brazil" AND "Economic" AND "Feasibility" AND "Offshore" AND "Wind")

viabilidade econômica de um empreendimento eólico *offshore* desenvolvido em território brasileiro, abordagem esta que pode ser empregada a projetos desenvolvidos em outras localidades. Além de determinar as condições de viabilidade deste tipo de empreendimento, este estudo é importante para posicionar a fonte eólica *offshore* frente às demais fontes utilizadas para a geração de energia elétrica no Brasil.

II. METODOLOGIA

O objetivo desta seção é apresentar os principais aspectos da abordagem empregada neste trabalho. Além do método do Fluxo de Caixa Descontado, também são descritos nesta seção o modelo empregado para a determinação do investimento total, cuja estimativa representa um grande desafio nas análises de empreendimentos eólicos *offshore*, da receita bruta, que considera as particularidades da indústria de geração de energia elétrica, e do modelo para a determinação da taxa de desconto ajustada ao risco do projeto.

A. Critérios para a Análise de Investimento

Neste trabalho será empregado o método do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), o qual é comumente empregado para o cálculo do VPL na análise de viabilidade de projetos de geração de energia elétrica [8,9]. O cálculo do VPL é realizado conforme descrito na equação 1:

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+k_p)^t} \quad (1)$$

onde I_0 é o investimento inicial, FC_t é o fluxo de caixa livre (do acionista) no instante t e k_p é a taxa de desconto ajustada ao risco do projeto.

O VPL pode ser interpretado como a diferença entre o valor de mercado de um investimento (termo positivo da equação 1) e seu custo (I_0). Por este critério, um investimento é viável se o seu VPL for maior do que zero. Além do VPL, outro indicador utilizado neste trabalho é o menor preço de venda da energia que mantém a viabilidade do projeto, ou seja, que garante VPL igual a zero. Tal parâmetro é importante para posicionar o projeto avaliado frente a outros projetos eólicos *offshore* e demais fontes de geração de energia.

Apesar de o FCD ser amplamente empregado para a avaliação de projetos de investimentos, cabe destacar que uma das suas principais limitações é não reconhecer o valor das flexibilidades gerenciais embutidas no projeto, tais como a possibilidade de ampliação, de abandono, ou mesmo de alteração do seu esquema comercial ao longo da sua vida útil.

B. Estimativa do Investimento Total

Segundo Vieira [10], com o surgimento acelerado de novas tecnologias, assim como com o aumento na capacidade instalada dos parques eólicos *offshore* ao redor do mundo, o valor do investimento total, por MW instalado, apresentou uma tendência de queda nos últimos 5 anos. Apesar disso, o valor bruto dos investimentos mostrou tendência crescente, pois os empreendimentos estão sendo construídos cada vez mais distantes da costa e a maiores profundidades.

Para estimar o investimento necessário para a construção de empreendimentos eólicos *offshore*, Vieira [10] propôs a utilização de diferentes modelos de Regressão Linear

Múltipla. Tais modelos foram construídos a partir da base de dados de 79 fazendas eólicas *offshore* e obedecem a lógica da equação 2. A diferença entre os modelos está nos coeficientes das diversas variáveis explicativas consideradas.

$$\text{Custo} = \alpha_0 + \alpha_1 \times Y + \alpha_2 \times CAP^{\beta_2} + \alpha_3 \times TC + \alpha_4 \times AD + \alpha_5 \times DTS^{\beta_3} + \alpha_6 \times RE + \alpha_7 \times GB + \alpha_8 \times TJ \quad (2)$$

Na equação 2, I (*Investment*) representa o investimento em euros, Y (*Commissioning Year*) representa o ano de comissionamento da usina, CAP (*Farm Capacity*) a capacidade da fazenda em MW, TC (*Turbine Capacity*) a capacidade da turbina em MW, AD (*Average Depth*) a profundidade média em metros e DTS (*Distance to Shore*) a distância até a costa em quilômetros. Na equação existem também três variáveis que podem assumir o valor de 0 ou 1, dependendo de sua ocorrência. São elas: RE (*Europe Except UK*), considerada quando os empreendimentos estão localizados na Europa, com exceção do Reino Unido; GB (*Gravity Based*), para empreendimentos que adotam fundações por gravidade; e TJ (*Tripod or Jacket*) para fundações por tripé ou jaqueta.

Por apresentarem maior coeficiente de determinação (R^2), ou seja, pelas variáveis consideradas explicarem de forma adequada os valores de investimento realizados, optou-se neste trabalho pela utilização dos modelos empregados por Vieira [10] para a determinação do investimento total do empreendimento, em euros, cujas equações são as seguintes:

$$I = -776.2 + 115.1 \times CAP^{\frac{1}{2}} - 39.8 \times TC + 14.2 \times AD - 153.5 \times RE \quad (3)$$

$$I = -697.1 + 112.1 \times CAP^{\frac{1}{2}} + 0.12 \times DTS \times AD - 170.1 \times RE \quad (4)$$

$$I = -854.1 + 112.1 \times CAP^{\frac{1}{2}} + 11.3 \times AD - 140.6 \times RE \quad (5)$$

Para as equações 3, 4 e 5 o coeficiente R^2 encontrado por Vieira [10] foi de 0,91, 0,9 e 0,91, respectivamente.

C. Receita Bruta

Em geral, a receita bruta de um empreendimento de geração de energia elétrica é proveniente da venda da sua energia gerada, seja por meio de contratos bilaterais ou por meio da liquidação de toda ou parte dessa energia no mercado à vista. Neste trabalho, a equação 6 foi utilizada para o cálculo da receita bruta em um determinado mês t (R_t):

$$R_t = \sum_{i=1}^{NC} EC_{i,t} \times PC_i + (G_t - \sum_{i=1}^{NC} EC_{i,t}) \times PS_t \quad (6)$$

Sendo NC o número de contratos de venda de energia, $EC_{i,t}$ o montante de energia vendido pelo contrato i no mês t , PC_i o preço de venda da energia associado ao contrato i , G representa a geração da usina e PS o preço de venda da energia no mercado à vista, ou seja, o preço *spot*.

Para o cálculo da receita de empreendimentos eólicos, ao menos dois fatores de risco merecem destaque: a energia gerada pela usina e o valor do preço *spot*. Neste trabalho, o segundo fator de risco é explicitamente considerado por meio de diferentes cenários mensais para o valor do preço *spot*. Por

exemplo, para 20 anos de fluxo de caixa, ou seja, 240 meses, serão considerados N cenários com 240 valores mensais de preços spot, que por sua vez dão origem a N cenários de receitas, N cenários de fluxos de caixa e N valores de VPL. A utilização de preços *spot* mensais se deve à discretização temporal utilizada para a construção dos fluxos de caixa.

Maiores detalhes sobre a forma de obtenção dos cenários de preços *spot* são apresentados na seção III.A.

D. Fluxo de Caixa

Neste trabalho considerou-se que o fluxo de caixa do empreendimento em um determinado mês t (FC_t) é determinado da seguinte forma:

$$FC_t = LL_t + D_t - I_t + E_t - A_t \quad (7)$$

$$LL_t = LAIR_t - IR_t \quad (8)$$

$$LAIR_t = R_t - DO_t - D_t - J_t \quad (9)$$

onde, para um dado mês t , LL representa o lucro líquido do empreendimento, D o valor depreciado do investimento, I o investimento realizado, E o total de capital de terceiros, A a amortização da dívida, $LAIR$ o lucro antes dos juros e do imposto de renda, IR o imposto de renda pago, DO as despesas operacionais do projeto e J os juros pagos da dívida.

O valor do fluxo de caixa mensal encontrado pela equação 7 é utilizado na equação 1 para se determinar o VPL do projeto.

E. Estimativa do Custo de Capital

Por se tratar do modelo mais utilizado por empresas do setor elétrico [11], o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) foi utilizado na determinação do custo de oportunidade do capital do investidor (K_p). Tal modelo é descrito na equação 10.

$$K_p = R_f + \beta \times (E[R_m] - R_f) \quad (10)$$

Nesta equação, R_f é a taxa livre de risco da economia, β é o coeficiente que indica a medida de risco sistemático a que o projeto está exposto e $E[R_m]$ é o retorno esperado da carteira de mercado. O termo $(E[R_m] - R_f)$ representa o prêmio de risco oferecido pela carteira de mercado.

Segundo Fortunato [12], o uso deste modelo em mercados emergentes, como o Brasil, precisa ser ajustado com fatores de risco adicionais. O Brasil não possui séries históricas de retorno por um período que seja grande o suficiente para dar robustez aos resultados obtidos pelo CAPM, além do volume de negociações dos ativos em bolsas de valores serem muito reduzidos. Neste contexto, é natural a utilização de dados de mercados mais maduros.

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL [13], o mercado de ações dos Estados Unidos representava, em 2017, 51,3% do mercado global de ações, enquanto o Brasil representava 0,71%, o que justifica o uso de dados do mercado americano. Entretanto, como o projeto em análise será desenvolvido no Brasil, a equação 10 necessita ser ajustada. Tal ajuste é feito pela inserção do termo α (equação 11), que representa o Risco País do local de desenvolvimento do projeto. No caso brasileiro, segundo o Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA) [14], o Risco País é medido pelo

índice *Emerging Markets Bond Index Plus* (EMBI+), calculado pelo banco americano J.P. Morgan.

$$K_p = R_f + \beta \times (E[R_m] - R_f) + \alpha \quad (11)$$

O resultado da equação 11 é utilizado na equação 1 para se determinar o VPL do projeto avaliado, tal como mostrado na Figura 1. Os cálculos associados estão expostos na seção III, que trata do estudo de caso.

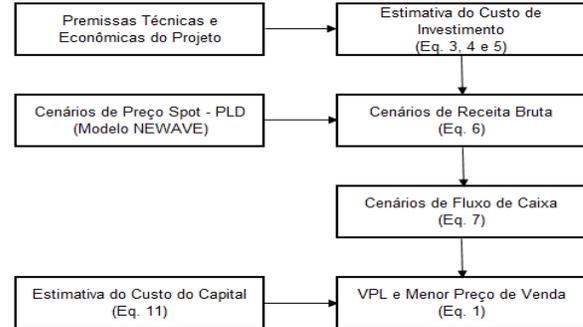


Fig. 1. Fluxograma da Abordagem Metodológica Empregada.

III. ESTUDO DE CASO

Apesar de o Brasil possuir um elevado potencial de geração de energia eólica *offshore*, o país ainda não possui nenhum parque desenvolvido [5]. No entanto, em setembro de 2018 o Instituto Brasileiro de Meio Ambiente - IBAMA [15] iniciou a preparação de uma agenda regulatória que conta, atualmente, com três projetos de produção de energia eólica *offshore* em licenciamento, totalizando 821 MW de capacidade instalada.

Neste trabalho, adotou-se como estudo de caso uma fazenda eólica *offshore* considerando as características de um dos projetos que compõem a agenda do IBAMA, neste caso o projeto piloto EOL, localizado a 20km da costa de Guimarães (Rio Grande do Norte), na Bacia de Ubarana, em uma região com lâmina d'água média entre 12m e 16m.

Tendo em vista que o projeto é desenvolvido no Brasil, esta seção descreve as principais características do setor elétrico brasileiro, assim como as premissas técnicas e econômicas utilizadas no estudo de caso.

A. O Setor Elétrico Brasileiro

O atual desenho de mercado do setor elétrico brasileiro passou a vigorar em 2004, com os objetivos principais de garantir a segurança no abastecimento de energia e a modicidade tarifária. Sob o ponto de vista comercial, dois ambientes de contratação foram criados: o Regulado (ACR) e o Livre (ACL). No ACL, a oferta e a demanda negociam livremente os termos dos contratos de compra e venda de energia, enquanto no ACR foi introduzido um esquema de leilões para o atendimento à demanda dos consumidores cativos. As distribuidoras passaram a ter a obrigação de contratar, no ACR, 100% da sua demanda de longo prazo.

Nos leilões que ocorrem no ACR os projetos vencedores são aqueles que ofertaram o menor preço de venda da energia. Ao final do leilão, a oferta agregada, ou seja, o conjunto dos projetos vencedores deve atender à demanda das

distribuidoras. Cada gerador vencedor do leilão celebrará, com todas as distribuidoras participantes, um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), com horizontes que podem variar de 20 e 30 anos, a depender da fonte de geração.

Além do ACR e do ACL, os geradores também podem liquidar a parcela descontratada da sua geração no mercado à vista. No Brasil, a formação do preço *spot*, ou preço à vista da energia, traz consigo algumas particularidades.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é operado de forma centralizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Para tanto, uma cadeia de modelos de otimização [16] é empregada no planejamento e na programação da operação energética do SIN. Dentre os principais modelos estão os modelos NEWAVE [17] e DECOMP [18], os quais também são usados pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) para a determinação do preço *spot* da energia.

O modelo NEWAVE é o modelo de longo prazo, capaz de simular a operação energética das usinas do sistema para horizontes de até 30 anos. O modelo também é capaz de fornecer, em base mensal, projeções para o custo marginal de operação do SIN, que por sua vez pode ser considerado uma *proxy* do preço *spot* mensal no mercado brasileiro.

Neste trabalho, como foi estudado a implantação de uma planta eólica *offshore* com 20 anos de vida útil, o modelo NEWAVE será utilizado para a obtenção de diferentes cenários de preço *spot*, os quais serão utilizados na equação 6 para a determinação de diferentes cenários de receita para o projeto.

B. Premissas Técnicas e Econômicas

1) Seleção da Turbina e Layout

Optou-se por utilizar como modelo de turbina, o mesmo modelo considerado viável para o Projeto Piloto o qual este trabalho utiliza como estudo de caso, ou seja, a turbina RePower 5MW [19]. Adicionalmente, este trabalho adotou como referência de comparação para a turbina escolhida, as especificações do projeto de Thorntonbank [20], ou seja, uma fazenda eólica *offshore* de 30 MW de capacidade instalada com 6 aerogeradores, localizada a 30 km da costa da Bélgica, com lâmina d'água variando entre 12 e 27 metros.

Tal como no projeto de Thorntonbank, neste trabalho também foi considerado o desenvolvimento de uma planta de 30 MW de capacidade instalada, valor este que coincide com a capacidade instalada da maioria dos projetos eólicos *onshore* desenvolvidos no Brasil.

A escolha do tipo de conexão do sistema foi baseada na eficiência e viabilidade econômica em longo prazo. Considerou-se neste estudo um sistema interligado à rede, em que toda energia gerada é entregue à rede CA (corrente alternada) local, não exigindo unidade de armazenamento de energia. Em termos de fundação, ou seja, subestrutura a qual as torres da turbina eólica *offshore* são apoiadas optou-se pela monocolumna, uma tubulação que se estende até o fundo do mar e é a mais recomendada para profundidades de até 30 metros.

Por fim, para a escolha do *layout* da fazenda eólica em questão, também foi levada em consideração a rede utilizada

no projeto Thorntonbank da C-Power, isto é, a consideração da instalação das 6 turbinas em linha. Para uma quantidade reduzida de turbinas, este *layout* otimiza a produção de energia, minimizando a perda de esteira e reduzindo a turbulência gerada pela passagem do vento nas pás das turbinas, sendo, portanto, o *layout* adotado neste trabalho.

2) Série Histórica de Velocidades do Vento e Geração de Energia

Uma vez que as medições no local de desenvolvimento do projeto não estão disponíveis publicamente, foram utilizados os dados disponíveis no *website* Renewables Ninja [21] [22]. Trata-se de uma ferramenta *online* que trabalha recolhendo dados meteorológicos de modelos de reanálise global e observações de satélite, como o NASA MERRA para empreendimentos eólicos, e o CM-SAF's SARAH Dataset para empreendimentos solares. A ferramenta permite obter séries de geração de energia, em base horária, de usinas eólicas localizadas em qualquer parte do mundo.

Para o estudo de caso do presente trabalho, foi possível obter, para as 6 turbinas² RePower 5MW, uma série histórica de geração horária, de 01 de janeiro de 1999 a 31 de dezembro de 2018, ou seja, com 20 anos de extensão, mesmo horizonte do CCEAR de empreendimentos eólicos.

Os valores históricos de geração foram utilizados como *proxy* da geração futura da usina em estudo. A geração horária foi agregada em base mensal, de modo a alimentar a equação 6 para o cálculo da receita do empreendimento. Neste trabalho, a planta eólica tem capacidade para gerar 21.600 MWh em um mês, sendo que, com base no histórico, a sua geração média mensal é igual a 9.613 MWh, o que leva a um fator de capacidade de 44.5%. A Figura 2 mostra o cenário de geração, em base anual, considerado para o projeto.



Fig. 2. Geração Média Anual do Projeto.

3) Financiamento

Foram consideradas as características da principal linha de crédito Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social para financiamento de projetos de geração de energia elétrica (BNDES Finem [23]). Suas principais características são: financiamento de 80% do valor total do projeto, prazo de amortização de 18 anos, Sistema de Amortização Constante (SAC) e um período de carência de 6 meses a partir do início da operação comercial do projeto.

A Taxa de Juros [23] é composta pelo custo financeiro utilizado pelo BNDES (2,67% a.a.), acrescido de uma remuneração básica (1,3% a.a.) e pela taxa de risco de crédito do projeto, neste caso igual à 2,93% a.a. [24]. A taxa de juros final foi de 7,01% a.a.

4) Operação e Manutenção

O custo de operação e manutenção do presente estudo de caso foi estimado através do modelo descrito por Judge [25], que analisa uma dada estratégia de Operação e Manutenção (O&M) para uma fazenda eólica. Sua motivação veio da dificuldade de identificar as características do empreendimento que mais impactam o valor dos gastos com O&M, pois, assim como no investimento total, os gastos com O&M também se mostram altamente dinâmicos.

Judge [25] descreve como o modelo utilizado passou por uma série de testes de verificação e validação, sendo uma delas na fase I do projeto Thorntonbank da C-Power na Bélgica, referência de comparação para este trabalho. Estes testes incluíram a comparação entre códigos utilizados em outros modelos de simulação de custos de O&M (NOWIcob, o modelo ECUME da EDF e modelos da Universidade de Strathclyde e Universidade de Stavanger), os quais foram usados por Judge [25] para realizar uma análise de sensibilidade e *benchmark* do modelo.

A validação apresentada por Judge [25] retornou um valor de, em média, €31,7/MWh por ano, sendo o custo das embarcações o fator mais significativo (31%), seguido pelos custos fixos e de fretamento (19,1%). Após conversões monetárias, chegou-se a um valor de R\$13,69/MWh por mês, a ser considerado na construção do fluxo de caixa.

5) Outras Despesas

Uma série de encargos e tributos específicos da legislação tributária brasileira, e do setor elétrico brasileiro, também foi considerada neste estudo. São eles:

- PIS/COFINS: o PIS (Programa de Integração Social) e a COFINS (Contribuição para Financiamento da Seguridade Social) são tributos que incidem sobre a Receita Bruta de pessoas jurídicas com alíquotas total de 3,65%.
- Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST): no Brasil, empreendimentos eólicos contam com 50% de redução no valor desta tarifa, tendo sido adotado o valor de 4 R\$/kW.mês neste estudo de caso [26].
- Taxa de Fiscalização da ANEEL: tem o objetivo de custear o funcionamento do órgão regulador, sendo, em 2019, igual a R\$ 3,08/kW por ano.
- Seguro Operacional: foi considerado um valor anual típico igual a 0,5% do investimento total realizado no projeto.
- Depreciação do Ativo Imobilizado: foi utilizada a taxa média de 4,75% ao ano [27].
- Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSSL): empreendimentos de geração de energia elétrica têm alíquotas de CSSL e de IR respectivamente iguais a 9% e 25% respectivamente, aplicadas sobre o LAIR (equação 9).

Finalmente, cabe destacar que o termo Despesas

Operacionais (DO), descrito na equação 9, inclui o pagamento das despesas com Operação & Manutenção, PIS/COFINS, Taxa de Fiscalização da ANEEL, Seguros Operacionais e da TUST.

C. Resultados

1) Investimento Inicial

Conforme descrito na seção II.B, a estimativa do investimento a ser realizado no empreendimento considerado neste trabalho foi feita por meio das equações 3, 4 e 5. Para tanto, considerou-se a usina eólica com 30MW de capacidade instalada, composta por 6 aerogeradores de 5MW cada, localizada a 20km da costa do estado do Rio Grande do Norte, Brasil, em um local com profundidade média de 14 metros.

Apesar dos três modelos possuírem um valor de R^2 bastante similar, quando aplicados ao estudo de caso deste trabalho eles retornam valores de custo de investimento diferentes, quais sejam: 146M€ para o modelo descrito na equação 3, 50M€ para o descrito pela equação 4 e 82M€ para o descrito pela equação 5. Tendo em vista as incertezas em relação aos custos de instalação e comissionamento para fazendas eólicas *offshore*, além da diferença de valores obtidos pelos três modelos, considerou-se como estimativa, para o investimento total no projeto, a média dos valores obtidos pelos 3 modelos. Após a conversão cambial, este valor foi de R\$ 409.501.446,00 (13.650 R\$/kW).

2) Receita Bruta

Conforme descrito na seção II.C, a receita bruta do empreendimento deve ser calculada por meio da equação 6. No presente estudo, foi assumida a premissa de que a Energia Contratada pela usina é igual à sua geração média mensal (GMM), obtida por meio da série histórica disponibilizada pelo *website* Renewables Ninja [21, 22], ou seja, 9.613 MWh por mês. Sendo assim, nos meses em que a geração for inferior a 9.613 MWh, o déficit de geração será adquirido no Mercado de Curto Prazo ao preço da energia no mercado à vista, no Brasil chamado de Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Por outro lado, sempre que a geração estiver acima de 9.613 MWh, o excedente será vendido ao PLD do mês em questão.

Conforme descrito na seção III.A, utilizou-se o modelo NEWAVE [17], oficialmente utilizado no Brasil, para se obter cenários de PLDs mensais para a região Nordeste, onde a usina considerada está localizada. As simulações foram feitas a partir da plataforma de dados do Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027) [28], último disponível na ocasião da realização do estudo. A base de dados original do PDE 2027 tem horizonte 2017-2027. Por este motivo, ele foi artificialmente estendido até 2041 de forma a contemplar todo o horizonte de funcionamento da usina eólica estudada (2022-2041), tal como mostrado na Figura 3.

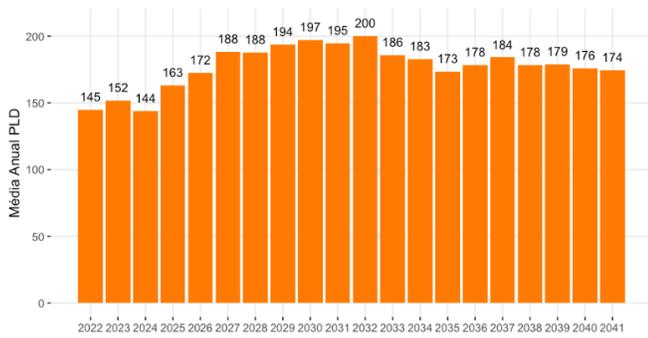


Fig. 3. Evolução Temporal do PLD Médio Anual.

Inicialmente, para cada mês do horizonte operacional do projeto, foi utilizado como preço *spot* o valor médio dos 85 cenários obtidos por meio do modelo NEWAVE. Em seguida, foi feita uma análise de risco analisando a viabilidade da usina para cada um dos cenários de preços obtidos.

Cabe mencionar que este trabalho não especifica em qual ambiente comercial a energia gerada será negociada, se no ACR, atendendo à demanda dos consumidores cativos, ou se no ACL, atendendo aos consumidores livres. Entende-se que ambas as possibilidades seriam viáveis para o escopo deste trabalho. Dentre as premissas adotadas, o fator mais sensível a esta escolha seria o custo da dívida, cujo valor é função do risco de crédito associado a cada ambiente comercial.

3) Custo de Oportunidade do Capital

Tal como mencionado na seção II.E, o modelo CAPM Ajustado foi utilizado para se determinar o custo de oportunidade do capital do investidor. Para tanto, utilizou-se como ativo livre de risco o título emitido pelo governo americano *T-Bond 10 years*. Utilizou-se a média aritmética anual do período de 1990 até o ano de 2018, que resultou em um retorno médio nominal de 4,59% a.a.

Foi considerado neste trabalho o Beta Setorial de *Green and Renewable Energy*, disponibilizado por Damodaran [29]. A amostragem é de 21 firmas do setor, incluindo empresas de geração eólica. O Beta encontrado foi de 1,62.

Assumi-se como *proxy* da carteira de mercado o S&P 500 (Standard & Poor's 500 index). Com base na sua série histórica, desde novembro de 1990 a novembro de 2018, chegou-se à taxa de retorno nominal igual a 11,39% ao ano.

O risco Brasil é medido pelo índice EMBI+, cujo valor nominal de referência utilizado foi o do dia 30/11/2018, divulgado pelo Ipeadata [14], equivalente a 2,70%.

Substituindo os valores encontrados na equação 11, chegou-se ao custo do capital próprio nominal de 18,31% a.a., tal como mostrado abaixo:

$$K_p = 4,59 + 1,62 \times (11,39 - 4,59) + 2,7 = 18,31\% \text{ a. a.} \quad (11)$$

Considerando a meta de inflação brasileira igual a 4,25% a.a, chega-se a um custo do capital próprio de 13,49% a.a em base real, o qual foi utilizado para descontar os fluxos de caixa do projeto, também calculados em base real.

4) Análise de Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica buscou determinar o preço de venda da energia que faz o VPL do projeto ser zero,

ou seja, o menor preço de venda da energia que mantém a sua viabilidade econômica. De posse do valor do investimento (R\$ 409,5 milhões) e da taxa de desconto (13,49% a.a.), basta utilizar as equações 7, 8 e 9 para se estimar os fluxos de caixa do empreendimento. Para determinar a Receita Bruta (equação 6) foram inicialmente considerados os valores de preços *spot* médios mensais, apresentados na Figura 3 em base anual. Também foram consideradas despesas operacionais, encargos e impostos conforme descrito na seção III.

Desta forma, chegou-se a R\$ 587,51/MWh, preço bastante superior ao atualmente praticado por outras fontes no Brasil.

5) Análise de Sensibilidade

De forma a melhor mapear as incertezas envolvidas, realizou-se uma análise de sensibilidade envolvendo os cenários de PLD e valores de energia contratada e investimento. O objetivo é quantificar ao menos parte do risco a que o projeto está exposto.

Para demonstrar como os cenários de PLD influenciam o VPL do projeto, e, conseqüentemente, o preço mínimo para venda da energia elétrica gerada, calculou-se este preço para cada um dos 85 cenários de preço *spot* determinados pelo modelo NEWAVE. A Figura 4 exhibe os resultados.

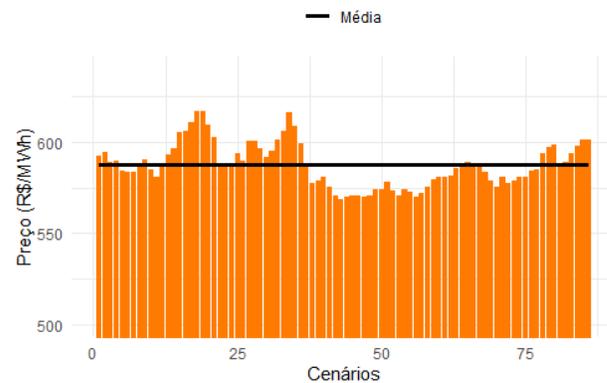


Fig. 4. Sensibilidade do Preço em Relação ao Cenário de PLD.

Observa-se que os preços variam entre R\$ 568,72/MWh e R\$ 617,06/MWh, mostrando que a exposição do projeto ao preço *spot* não impacta de forma significativa o resultado da análise. Isto se deve ao fato do projeto ter toda a sua geração média comercializada via contratos bilaterais, com pouca margem negociada no mercado à vista.

A segunda análise de sensibilidade se refere à energia contratada pelo empreendimento. O caso base considera este valor igual a 9.613MW Médios, e, nesta análise, foram considerados diferentes níveis de redução da energia contratada. Ao definir uma Energia Contratada menor do que a geração média mensal diminui-se o risco de não se atingir a energia contratada, pois em um número maior de meses a energia gerada superaria a energia contratada, resultando em menores exposições negativas no mercado de curto prazo e, conseqüentemente, em maiores vendas neste mercado.

No entanto, ao diminuir o valor da energia contratada, diminui-se também a receita fixa do projeto, tornando a viabilidade do empreendimento ainda mais sujeita às variações do preço *spot*. Variou-se a energia contratada entre 10 a 100%

do valor adotado no caso base. Os resultados são mostrados na Figura 5, concluindo-se que a situação considerada no caso base é a mais vantajosa. Isto ocorre pelos baixos valores de PLD, bastante inferiores ao preço de R\$ 587,51/MWh.

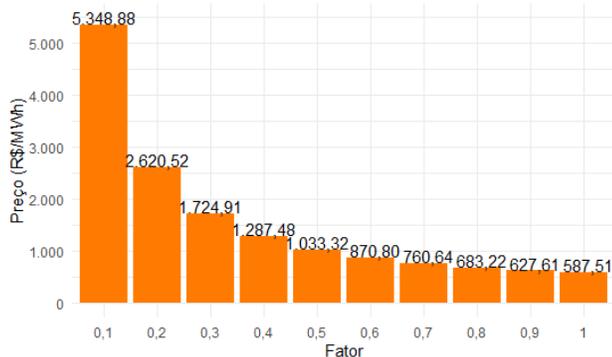


Fig. 5. Preço de Venda da Energia em Relação à Energia Contratada.

Por fim, realizou-se uma análise de sensibilidade envolvendo o custo de investimento no projeto. No caso base foi utilizado o valor médio dos três modelos de regressão linear com maior coeficiente R^2 . Ao considerar apenas o resultado do modelo 2, em que o custo total é reduzido a R\$ 219.248.844,74, o preço mínimo de venda passa a ser de R\$ 344,59/MWh. A Figura 6 mostra os resultados.

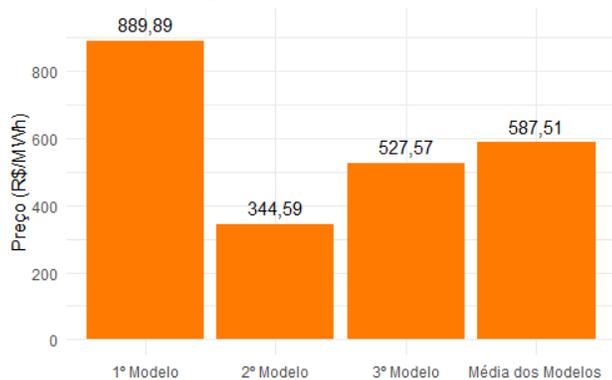


Fig. 6. Preço de Venda da Energia em Relação ao Investimento.

Os valores apresentados na Figura 6 foram obtidos com base na Equação 2. As diferenças no resultado se devem, principalmente, às diferenças nos coeficientes estimados para as variáveis: Capacidade da Turbina (TC), Profundidade Média (AD) e Empreendimentos localizados na Europa (RE), como exposto nas Equações 3-5.

IV. DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

O presente trabalho buscou apresentar uma abordagem para se determinar a viabilidade econômica de empreendimentos eólicos *offshore*, considerando o impacto que a incerteza associada à aleatoriedade do preço *spot* possui sob os seus fluxos de caixa e sob as condições que determinam a sua viabilidade. Os resultados permitem uma comparação direta entre o projeto avaliado, outros projetos eólicos *offshore*, além de outras fontes de geração.

O estudo de caso deste trabalho considerou o desenvolvimento de uma usina eólica *offshore* de 30MW no Nordeste brasileiro. Desta forma, a tropicalização da turbina, o uso de modelos europeus para os cálculos do investimento inicial e custos de operação e manutenção, bem como as taxas de conversão monetária utilizadas à época, apresentam-se como limitações do presente estudo. Apresenta-se como recomendação para pesquisas futuras a utilização de variáveis reais do cenário brasileiro, como, por exemplo, a obtenção onsite da série histórica de velocidades de vento, medida através de um anemômetro situado no local de instalação.

Considerando as premissas do cenário base, chegou-se a um preço mínimo de venda da energia gerada igual a R\$ 587,51/MWh. Atualmente, o Brasil não conta com empreendimentos eólicos *offshore* em seu território. A matriz elétrica brasileira é predominantemente composta por usinas hidrelétricas, termelétricas, eólicas *onshore* e solares, fontes essas que nos últimos leilões de energia tiveram preços máximos iguais a R\$ 285/MWh, R\$ 292/MWh, R\$ 189/MWh e R\$ 209/MWh respectivamente. Apesar dos resultados obtidos serem específicos para o estudo de caso considerado, eles indicam que, sob o ponto de vista econômico, a inserção da fonte eólica *offshore* na matriz elétrica brasileira ainda não é atrativa frente às outras fontes disponíveis.

Apesar disso, existe uma elevada expectativa em relação à inserção da eólica *offshore* na matriz elétrica brasileira. Considera-se que, devido ao pioneirismo deste tipo de empreendimento, novos investidores devem ser atraídos, contribuindo para o desenvolvimento tecnológico e consequente redução dos custos de instalação e operação dos parques nacionais. Segundo a EPE [5], alguns estudos apontam para possíveis reduções entre 11% e 30% até 2030 nos custos totais dessa fonte, o que poderia reduzir o preço encontrado neste trabalho a até R\$ 426,53/MWh.

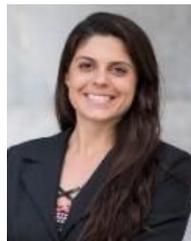
Internacionalmente, tem-se observado uma queda no preço da eólica *offshore*. Por exemplo, no Reino Unido, o preço médio dos contratos passou de £117/MWh, em 2015, para £62/MWh em 2017. Já em 2019, ofertas máximas para esta fonte foram estipuladas em £56/MWh. Esta queda foi impulsionada, principalmente, pelo aumento do tamanho das turbinas, a inovação em estratégias de operação e manutenção e melhores arranjos de financiamento.

Considerando que £56/MWh equivale a aproximadamente R\$ 286,72/MWh, nota-se que o preço encontrado no presente trabalho (R\$ 587,51/MWh) foi bastante superior ao observado no Reino Unido. Entretanto, as análises de sensibilidade mostram que, mesmo para turbinas menores, pode-se chegar a preços de venda iguais a 344,59 R\$/MWh, não tão distantes do observado internacionalmente.

Finalmente, sugere-se que a metodologia exposta neste trabalho continue sendo desenvolvida com vistas a considerar, além da incerteza associada à exposição da planta no mercado de curto prazo, a incerteza associada à geração da usina, além de eventuais atrasos na sua entrada em operação. Estes fatores de risco são comuns a diversos tipos de empreendimentos e tem potencial de alterar de maneira relevante as condições de viabilidade de projetos de geração de energia elétrica.

REFERENCES

- [1] “Global Energy & CO2 Status Report: The Latest Trend in Energy and Emissions in 2018”, International Energy Agency, Paris, France, Mar. 2019. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019#global-trends> Accessed on: Set, 2020
- [2] “Clean Energy Investment Trends, 2019”, BloombergNEF, London, United Kingdom, Jan. 16, 2020.
- [3] “Plano da Operação Energética 2019-2023 – PEN 2019”, ONS, Rio de Janeiro, RJ, Brazil, 2019.
- [4] “Plano Decenal de Expansão de Energia 2029”, MME/EPE, Brasília, DF, Brazil, 2019.
- [5] “Roadmap Eólica Offshore Brasil: Perspectivas e Caminhos para a Energia Eólica Marítima”, Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, RJ, Brazil, Rep. NT-EPE-PR-001/2020-r2, Apr. 30, 2020 [Online]. Available: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf Accessed on: Set, 2020.
- [6] “Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series”, IRENA, Bonn, NW, Germany, Jun. 2012.
- [7] S. Ede, K. Sukthaworn, “Offshore wind: Challenges and opportunities in an uncertain world”, CRA, London, United Kingdom, Nov. 2018.
- [8] F.R.S. Batista, A.F. Rodrigues, L.G.B. Marzano, A.C.G. Melo, “Assessing investment analysis of wind power generation projects in Brazil” in *19th Power System Computation Conference*, Genoa, Italy, 2016.
- [9] A.C.G. Melo, A.F. Rodrigues, F.R.S. Batista, A.F. Rodrigues, L.G.B. Marzano, M.E. Maceira, “Dominant Contracting Strategies for Hydropower Projects Considering Inflow Uncertainties – Application to the Brazilian Case” in *Probabilistic Methods Applied to Power System - PMAPS*, Boise, Idaho, USA, 2018.
- [10] M. Vieira, B *et al.*, “European offshore wind capital cost trends up to 2020”, *Energy Policy*, vol. 129, pp. 1364-1371, Jun. 2019, DOI: 10.1016/j.enpol.2019.03.036.
- [11] P. M. Guardabassi, E. M. Monteiro, J. D. Cho, F. Loes, “Estimação de custo de capital regulatório: uma visão multisetorial e multi-países” in *XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica - SNPTEE*, Belo Horizonte, MG, Brazil, 2019.
- [12] G.X. Fortunato *et al.*, “Custo de capital próprio em mercados emergentes: uma abordagem empírica no Brasil com o downside risk”, *RAM – Revista de Administração Mackenzie*, vol. 11, no. 1, pp. 92-116, Oct. 2009. DOI: 10.1590/S1678-69712010000100005.
- [13] “Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2018-SRM/ANEEL”, ANEEL, Brasília, DF, Brazil, 2018.
- [14] EMBI+ Risco Brasil, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - IPEA, [Online]. Available: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M> Accessed on: Set, 2020.
- [15] F. Maciel, “Ibama prepara agenda regulatória para eólica offshore”, EPBR, Sep. 7, 2018. [Online]. Available: <https://epbr.com.br/ibama-prepara-agenda-regulatoria-para-eolica-offshore/>
- [16] M.E.P. Maceira, L.A. Terry, F.S. Costa, J.M. Damázio, A.C.G. Melo, “Chain of Optimization Models for Setting the Energy Dispatch and Spot Price in the Brazilian System” in *14th PSCC*, Seville, Spain, 2002.
- [17] M.E.P. Maceira, D.D.J. Penna, A.L. Diniz, R.J. Pinto, A.C.G. Melo, C.V. Vasconcellos, C.B. Cruz, “Twenty Years of Application of Stochastic Dual Dynamic Programming in Official and Agent Studies in Brazil – Main Features and Improvements on the NEWAVE Model” in *20th PSCC*, Dublin, Ireland, 2018.
- [18] A.L. Diniz, F.S. Costa, M.E. Maceira, T.N. Santos, L.C.B. Dos Santos, R.N. Cabral, “Short/Mid-Term Hydrothermal Dispatch and Spot Pricing for Large-Scale Systems-the Case of Brazil,” in *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, 2018, pp. 1-7, DOI: 10.23919/PSCC.2018.8442897.
- [19] Ficha de caracterização de atividade – FCA, Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis - IBAMA, 2018 [Online]. Available: <https://servicos.ibama.gov.br/siga/empreendedor/arquivo-shp/download-pdf-fca/id/75959> Accessed on: Set, 2020.
- [20] C-Power, 2018. [Online]. Available: <http://www.c-power.be/index.php/project-phase-1/overview> Accessed on: Set, 2020.
- [21] S. Pfenninger and I. Staffel, “Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data”, *Energy* 114, pp. 1251-1265, Nov. 2016, DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.060
- [22] S. Pfenninger and I. Staffel, “Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output”, *Rep. Energy* 114, pp. 1224-1239, Nov. 2016, DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [23] Finem - Geração de Energia, BNDES. [Online]. Available: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>. Accessed on: Set, 2020.
- [24] Procedimentos de Regulação Tarifária: Submódulo 12.3: Custo de Capital da Geração, Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Brasília, DF, Brazil, Revisão 1.0, Apr. 2014.
- [25] F. Judge *et al.*, “A lifecycle financial analysis model for offshore wind farms”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 103, pp. 370-383, Apr. 2019, DOI: 10.1016/j.rser.2018.12.045.
- [26] “Regras de Comercialização: Cálculo do Desconto Aplicado à TUSD/TUST”, CCEE, São Paulo, SP, Brazil, 2018. [Online]. Available: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/059/docum ento/15_-_ calculo_do_desconto_aplicado_%C3%A0_tusdtust_2018.1.0_\(jan-18\)_-_minuta.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2017/059/docum ento/15_-_ calculo_do_desconto_aplicado_%C3%A0_tusdtust_2018.1.0_(jan-18)_-_minuta.pdf) Accessed on: Set, 2020.
- [27] “Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico MCPSE”, ANEEL, Brasília, DF, Brazil, 2015.
- [28] “Plano Decenal de Expansão de Energia 2027”, MME/EPE, Brasília, DF, Brazil, 2018.
- [29] A. Damodaran, “Betas by Sector (US)”. [Online]. Available: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html.
- [30] Acesse aqui os dados utilizados no trabalho: <https://bit.ly/3uAXaE>.



Bruna C. B. Livi é graduada em Engenharia de PUC-Rio (2019). Desde 2018 atua como Analista de Planejamento e Controle de Projetos na Equinor Brasil e Energia.



Rachel W. Rodrigues é graduada em Engenharia de Produção pela PUC-Rio (2019). Atua na empresa ST Importações, do grupo Americanas s.a., com comércio exterior.



Fabio R. S. Batista é graduado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Espírito Santo (1999), mestre (2002) e doutor (2007) em Engenharia de Produção pela PUC-Rio. Desde 2001 é pesquisador do CEPTEL e desde 2007 é professor da PUC-Rio.



Paula Maçaira é Professora Assistente do Departamento de Engenharia Industrial da PUC-Rio, com experiência na área de Probabilidade e Estatística Aplicada. Possui Graduação em Estatística (2012) pela Escola Nacional de Ciências Estatísticas, Mestrado em Engenharia Elétrica (2015), Doutorado (2018) e Pós-Doutorado (2019) em Engenharia de Produção pela PUC-Rio.