

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA DA USP

ISABELLA MARCHETTI

Avaliando o impacto no valor de projetos eólicos com a adoção da metodologia de
precificação horária no setor elétrico brasileiro

São Paulo

2019

ISABELLA MARCHETTI

Avaliando o impacto no valor de projetos eólicos com a adoção da metodologia de
precificação horária no setor elétrico brasileiro

Trabalho de formatura apresentado a Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
obtenção do diploma de Engenheira de Produção

Orientador: Prof. Dr. Erik Eduardo Rego

São Paulo
2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Catalogação-na-publicação

Marchetti, Isabella

Avaliando o impacto no valor de projetos eólicos com a adoção da metodologia de precificação horária no setor elétrico brasileiro / I. Marchetti -- São Paulo, 2019.

100 p.

Trabalho de Formatura - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Produção.

1.Energia eólica 2.Avaliação de empresas 3.PLD horário 4.Precificação de energia 5.Parque eólico I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e irmãos, meus maiores exemplos, pelo amor e apoio incondicionais dados, sem os quais nada disso teria sido possível. Devo tudo o que sou e tudo que conquistei a eles.

Aos meus amigos e familiares, sem os quais o caminho não teria sentido.

A todos os professores e funcionários da Escola Politécnica e da USP, por todo esforço e dedicação investidos, que contribuíram para minha formação acadêmica, pessoal e profissional. Espero, um dia, retribuir esse investimento.

Por fim, um agradecimento especial ao Professor Erik Eduardo Rego, que me acompanha desde meus primeiros anos de graduação e depositou em mim sua confiança. Agradeço imensamente por todo suporte que recebi. Sua orientação foi essencial para a elaboração deste presente Trabalho de Formatura

RESUMO

O preço horário do mercado de energia elétrica brasileiro entrará em vigor em 2021, alterando a atual metodologia de precificação que se dá em base semanal. O impacto que esta mudança provocará no negócio dos geradores eólicos pode ser um motivo de preocupação, uma vez que em um cenário de preço horário com aportes de garantias e liquidações financeiras diárias, os geradores eólicos podem estar sujeitos a uma grande exposição financeira no mercado de curto prazo. Assim, o presente trabalho de formatura tem como principal tema a avaliação do impacto causado no valor de projetos eólicos com a adoção da nova metodologia de precificação horária no setor elétrico em comparação com a antiga metodologia de precificação semanal. Para isso, foi feito uma revisão dos principais métodos de avaliação de empresas e fundamentos de contabilidade. Além disso, também foi feito uma revisão do setor de energia elétrica no Brasil, dando enfoque ao modelo de comercialização da energia no país e à discussão dos efeitos da nova metodologia de precificação horária. Por fim, foi desenvolvido um modelo econômico financeiro para um parque eólico genérico e hipotético do setor com o intuito de encontrar o valor justo do parque operando nos dois cenários diferentes de precificação. O valor do parque também foi sensibilizado através de simulações de Monte Carlo, após atribuir distribuições de probabilidade para certas entradas do modelo.

Palavras-chave: Energia eólica, Avaliação de empresas, PLD horário, Precificação de energia; Parque eólico.

ABSTRACT

The hourly price of the Brazilian electricity market will come into operation in 2021, changing the current pricing methodology that works in a weekly basis. The impact that this change will have on wind generators' business may be a cause for concern, since in an hourly price scenario with collateral and daily financial settlements, wind power generators may be subject to a large financial exposure into the short-term market. Thus, the present graduation study has as its main goal the evaluation of the impact caused on the value of wind farm projects with the adoption of the new hourly pricing methodology in the electricity sector compared to the old weekly pricing methodology. To this end, a review of the main business valuation methods and accounting fundamentals was made. In addition, a review of the electricity sector in Brazil was also made, focusing on the country's energy trading model and the discussion of the effects of the new hourly pricing methodology. Finally, a financial economic model was developed for a generic and hypothetical wind farm in the sector in order to find the fair value of the wind farm operating under two different pricing scenarios. The value of the wind farm was also sensitized through Monte Carlo simulations, after assigning probability distributions for certain model inputs.

Keywords: Wind power, Valuation, Hourly Pricing, Energy pricing; Wind farm.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Financiamento de Infraestrutura	34
Figura 2 - Retorno e média do retorno dos títulos de 10 anos do governo dos Estados Unidos nos últimos 15 anos	39
Figura 3 - Agentes do setor e sua estrutura	44
Figura 4 - Preço da energia convencional negociada na BRIX vs PLD no SE-CO (R\$/MWh)	51
Figura 5 - Curva forward de energia convencional vs CMO para o Sudeste (R\$/MWh).....	51
Figura 6 - Capacidade de armazenamento dos reservatórios de usinas hidroelétricas em meses	53
Figura 7 - Valores de PLD Semanal desde 2005 para a Região Nordeste	54
Figura 8 - Variação de carga diária em um típico dia da semana e fim de semana	55
Figura 9 - Variabilidade da geração eólica ao longo de um dia no Nordeste.....	55
Figura 10 - Crescimento da capacidade eólica instalada (GW) desde 2008	58
Figura 11 - Geração Eólica e Fator de Capacidade Mensal	62
Figura 12 - Curvas de Fator de Capacidade por Submercado	68
Figura 13 - Fator de capacidade horário relativo para o Nordeste	69
Figura 14 - Perfil de geração horária de cada mês.....	71
Figura 15 - Perfil da curva do Gerador e do Comprador (P50)	72
Figura 16 - Projeção da Receita Bruta do Parque Eólico no Nordeste e Inflação	78
Figura 17 - Projeção da receita da Empresa Bruta e Líquida do Parque Eólico	78
Figura 18 – Desvalorização do parque eólico devido à variação do fator de capacidade (P50)	85
Figura 19 - Desvalorização do parque eólico devido à variação do preço (P50).....	86
Figura 20 - Desvalorização do parque eólico devido à variação do preço e fator de capacidade (P50).....	86
Figura 21 - Perfil da curva do Gerador e do Comprador (P90)	88
Figura 22 - Desvalorização do parque eólico devido à variação do preço e fator de capacidade (P90).....	88
Figura 23 - Contrato modulado a partir do perfil de carga de consumidores residenciais (P50)	91
Figura 24 – Desvalorização do parque eólico para consumidores residenciais (P50)	91

Figura 25 - Contrato modulado a partir do perfil de carga de consumidores industriais	92
Figura 26 - Desvalorização do parque eólico para consumidores Industriais (P50)	92
Figura 27 - Contrato modulado a partir do perfil de carga de consumidores comerciais	93
Figura 28 - Desvalorização do parque eólico para consumidores comerciais (P50)	93

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Projetos eólicos financiados por debentures incentivadas	35
Tabela 2 - Matriz Energética Brasileira.....	45
Tabela 3 - Dez maiores agentes por receita de fornecimento.....	46
Tabela 4 – Níveis de carga do PLD/CMO de acordo com a hora do dia e os dias da semana	50
Tabela 5 - Capacidade Instalada e Número de Parques por Estado.....	64
Tabela 6 - Modelo utilizado para construção da Demonstração de Resultado	66
Tabela 7 - Fatores de Capacidade por Mês e Por hora do submercado Nordeste.....	70
Tabela 8 - Tabela de Preços do PLD Semanal	73
Tabela 9 - Tabela de Preços do PLD Horário.....	73
Tabela 10 - Tabela resumo de premissas e parâmetros do modelo.....	76
Tabela 11 – Modelo utilizado para construção da Demonstração do Fluxo de Caixa	77
Tabela 12 – Parcelas do financiamento e montante de juros.....	79
Tabela 13 - Resumo dos parâmetros utilizadas para cálculo do k_c	80
Tabela 14 - Aplicação do Método do Fluxo de Caixa Descontado para Parque Eólico operando em PLD Semanal	82
Tabela 15 - Aplicação do Método do Fluxo de Caixa Descontado para Parque Eólico operando em PLD Horário.....	82
Tabela 16 - Receita Variável do parque eólico	83
Tabela 17 - Modulação conforme carga de diferentes tipos de consumidores	90

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BACEN	Banco Central do Brasil
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
DFC	Demonstrativo dos Fluxos de Caixa
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
EMBI+Brazil	Emerging Markets Bonds Index – Brazil
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FCA	Fluxo de Caixa para o Acionista
FCE	Fluxo de Caixa para a Empresa
FCFE	Free Cash Flow to Equity
FCFF	Free Cash Flow to Firm
FDC	Fluxo de Caixa Descontado
IPCA	Índice Preços ao Consumidor Amplo
k_e	Cost of Equity
k_c	Cost of Capital
k_d	Cost of Debt
LEN	Leilão de Energia Nova
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
LER	Leilão de Energia de Reserva
LCOE	Levelized Cost of Energy
MME	Ministério de Minas e Energia
MPAF	Modelo de Precificação de Ativos Financeiros

Abradee	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo
TLP	Taxa de Longo Prazo
TUSD	Tarifa de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
WACC	Weighted Average Cost of Capital

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	APRESENTAÇÃO DO TRABALHO.....	17
1.2	MOTIVAÇÃO.....	19
1.3	MÉTODO.....	20
1.4	OBJETIVOS.....	22
1.5	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	25
2.1	CONTABILIDADE E DEMONSTRATIVOS CONTÁBEIS.....	25
2.2	AVALIAÇÃO DE EMPRESAS.....	25
2.2.1	<i>Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis.....</i>	25
2.2.2	<i>Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes</i>	28
2.2.3	<i>Fluxo de Caixa Descontado</i>	29
2.2.4	<i>Custo do Capital Ponderado.....</i>	32
3	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	43
3.1	AGENTES DE COORDENAÇÃO.....	43
3.2	OS SEGMENTOS.....	44
3.2.1	<i>Geração.....</i>	44
3.2.2	<i>Transporte</i>	45
3.2.3	<i>Distribuição.....</i>	46
3.2.4	<i>Comercialização</i>	47
3.3	PREÇO DE LIQUIDAÇÃO DAS DIFERENÇAS	48
3.3.1	<i>Dificuldades.....</i>	53
3.3.2	<i>Preço Horário.....</i>	56
3.4	MODELOS DE CONTRATAÇÃO.....	57
3.5	O CENÁRIO EÓLICO	57
4	ESTUDO DE CASO	61
4.1	PANORAMA.....	61
4.2	CENÁRIO BASE.....	63
5	MODELAGEM	65
5.1	DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADO	65
5.1.1	<i>Receita Bruta.....</i>	66
5.1.2	<i>Deduções.....</i>	74
5.1.3	<i>Custos e despesas</i>	74
5.1.4	<i>Outras componentes do resultado.....</i>	75

5.2 DEMONSTRAÇÃO DOS FLUXOS DE CAIXA.....	76
5.3 PROJEÇÕES DOS RESULTADOS.....	77
6 ANÁLISES	82
6.1 SIMULAÇÕES DE MONTE CARLO.....	84
6.1.1 <i>Curva de contratação P90.....</i>	87
6.1.2 <i>Sazonalização e Modulação.....</i>	89
7 CONCLUSÃO	95

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação do Trabalho

A constante inovação tecnológica, disruptiva – disfarçada – digitalizada – desmaterializada – democrática, traz dois, entre muitos, reflexos no setor elétrico, que são o empoderamento do consumidor e o aumento da participação de novas fontes renováveis não controláveis (principalmente eólica e solar fotovoltaica) com redução da prevalência da hidroeletricidade (particularidade brasileira). Ao segundo reflexo, somam-se as restrições sociais e ambientais da construção de novas hidrelétricas mesmo sem reservatórios de regularização, que levam a um futuro do setor menos suprido dessa fonte energética.

E ainda, a excelente qualidade dos ventos brasileiros, a cadeia produtiva local e eficiente, e os bons investimentos no setor fizeram com que a fonte eólica atingisse, em 2019, a segunda posição na matriz energética brasileira, em termos de capacidade instalada, tendo cerca de 9% de participação – aproximadamente 15GW. Em 2017, 67 milhões de brasileiros eram atendidos por energia eólica (considerando-se apenas consumo residencial) e estima-se que, em 2022, a geração eólica será suficiente para atender o consumo médio mensal de mais de 100 milhões de brasileiros (ABEEólica, 2019).

Estima-se ainda que o potencial de geração de energia eólica no Brasil seja cerca de 500 GW, energia suficiente para atender o triplo da demanda atual. Além disso, o custo de investimento vem diminuindo. O Relatório da Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA, 2019) mostra que o Custo Nivelado de Energia (LCOE) da energia eólica caiu em 22%, entre 2010 e 2017. Estima-se que a geração eólica será a mais comercializada nos leilões de energia promovidos pelo Governo Federal nos próximos anos. Isso se deve ao fato de que a geração eólica tem se mostrado, além das externalidades socioambientais positivas, economicamente competitiva no Brasil, com preço de comercialização na casa de R\$ 90/MWh, enquanto a geração hidrelétrica teve, no leilão de abril de 2019, preço de R\$ 198/MWh.

No caso da energia solar, o mercado brasileiro de energia fotovoltaica teve crescimento recorde em 2018, começou 2019 com perspectiva de crescimento de 300% e espera-se que este mercado movimente U\$100 bilhões até 2040. Em março de 2019, a fonte solar possuía 2,1GW de potência instalada e até 2040, acredita-se que alcançará cerca de 126

GW, conquistando o posto de primeira fonte no ranking da matriz, com 32% de participação, superando as hidrelétricas, que terão 29% (ABSOLAR, 2018).

Dessa forma, o grande potencial eólico e solar brasileiro junto à agenda climática e os avanços tecnológicos impulsionam essas fontes renováveis não convencionais na matriz energética e esse novo cenário impõe maior complexidade operacional ao sistema e uma resposta mais ativa dos consumidores.

Além disso, esse aumento da penetração das fontes renováveis não controláveis na matriz, somado à redução da capacidade de armazenamento de energia em reservatórios hídricos, leva à maior volatilidade e imprevisibilidade no atendimento do sistema a cada instante. Ou seja, o ponto de equilíbrio entre oferta e demanda pode mudar substancialmente de uma hora para a outra (com particular preocupação pelo motivado pela oferta). Isso significa que o custo também pode mudar significativamente de uma hora para a outra, a depender de qual fonte de geração de eletricidade está marginalmente atendendo a demanda. Consequentemente, o custo da geração passa a ser horário (e até sub-horário) e, portanto, para uma alocação econômica eficiente é necessário que o preço e o custo voltem a ser os mais acoplados possíveis.

Diante dessa nova realidade, a partir de janeiro de 2021, a formação de preços no mercado de curto prazo de eletricidade, deixará de ser em escala semanal (com três patamares de carga e preço na semana), e entrará em vigor a adoção de preços em bases horárias, mais compatível com a atual discretização utilizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para a ordem de operação de usinas (para ciência, o jargão do setor elétrico é ordem de despacho).

Espera-se que essa medida traga muitos benefícios ao setor, uma vez que representa melhor o comportamento da carga e a variabilidade das fontes intermitentes, além de melhor aproximar os preços de mercado dos custos marginais de operação em quase tempo real, reduzindo o valor de encargos aos consumidores, já que um dos encargos cobrados é dado pela diferença entre o custo de operação e o preço pago pela energia.

No entanto, o impacto que a mudança do preço semanal para o preço horário provocará no negócio dos geradores eólicos pode ser motivo de preocupação. Pela sua característica, a fonte eólica produz mais energia durante a noite, quando os ventos são mais favoráveis, por outro lado, é quando a demanda é decrescente e, consequentemente, a expectativa é de que o preço da energia seja baixo. Essa expectativa tem sido confirmada

pelos dados já simulados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Por outro lado, quando o preço da energia atinge seu pico no começo da tarde, por conta da alta demanda (no verão provocada pela alta temperatura, e consequente acionamento dos aparelhos de ar-condicionado), os parques eólicos não têm muita capacidade de produção. Em mercado de preço horário com aportes de garantias e liquidações financeiras diárias, isso pode provocar maior exposição financeira no mercado de curto prazo para os geradores eólicos.

É importante destacar que, mesmo os geradores que firmam contratos de longo prazo, estão expostos ao mercado de curto prazo, pois é nele que se liquidam as diferenças entre valores vendidos e entregues, de forma mais simples, entre a expectativa de geração (considerando-se que toda expectativa foi comercializada) e a geração efetiva, hora-a-hora.

Neste contexto, o presente trabalho de formatura irá avaliar o impacto causado no valor de projetos eólicos com a adoção da nova metodologia de precificação horária no setor elétrico brasileiro em comparação com a antiga metodologia.

1.2 Motivação

Durante o curso de graduação em Engenharia de Produção na Escola Politécnica da USP, a autora realizou um projeto de Iniciação Científica orientado pelo Professor Doutor Erik Rego no qual estudou o setor de energia elétrica, focando na avaliação econômico-financeira de projetos de geração e transmissão de energia elétrica e na estratégia dos leilões de concessão e comercialização de energia elétrica no Brasil. O projeto despertou grande interesse desta autora na área, o que a motivou a buscar um trabalho relacionado no setor e dar continuidade aos estudos.

Além disso, o setor de energia no Brasil está passando por grandes mudanças. A agenda climática e os avanços tecnológicos, somados ao potencial eólico e solar brasileiro, com suas vantagens por serem as duas fontes mais baratas atualmente, impulsionam essas fontes renováveis não convencionais na matriz energética. Estes recursos, por sua vez, impõem maior complexidade operacional ao sistema e a participação mais ativa dos consumidores.

Esses aspectos evidenciam a necessidade de o país promover mudanças no processo de formação de preços no setor. Esse fato é reconhecido explicitamente na Consulta Pública

33/2017¹ (mais ampla, indicando as necessidades de aperfeiçoamento do marco regulatório do setor elétrico), lançada pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em junho de 2017 e confirmada e aperfeiçoada pelos trabalhos da Portaria MME 187 de abril de 2019. Posteriormente, duas Consultas Públicas específicas para o modelo de formação de preços no mercado de curto prazo, a CP 42/2017², lançada em novembro de 2017, e a CP 71/2019³; representam grande motivação para o trabalho.

E nesse contexto de modernização do setor elétrico brasileiro, em julho de 2019, a CPAMP⁴ aprovou a mudança na formação de preços no mercado de curto prazo: de três patamares semanais para preço horário, após grande discussão com o setor. O relatório de análise das contribuições da CP71/2019, sinalizou que das 31 contribuições recebidas, 18 foram contra a adição do preço horário em 2020, sendo a maioria formada por empreendedores eólicos. A favor da mudança manifestaram-se principalmente as comercializadoras de energia elétrica.

Este contexto em que a precificação horária melhora a eficiência alocativa dos recursos (ainda mais com o consumidor que passa a responder hora-a-hora), mas cercado por investidores eólicos que se posicionam contra, cria um forte embate que é um dos grandes motivadores deste trabalho.

1.3 Método

O método deste trabalho foi divido em quatro passos principais, sendo o primeiro deles a revisão bibliográfica. Busca-se criar base teórica das ferramentas utilizadas para avaliação de investimentos e também entender o panorama geral do setor de energia elétrica brasileiro, bem como os ramos do setor em que este trabalho tem foco.

¹ Consulta Pública nº 33: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico. Tem como objetivo alterar os modelos regulatórios e comerciais do setor elétrico no Brasil.

² Consulta Pública nº 42: Questões sobre a Implantação do Preço Horário no Mercado de Curto Prazo. Tem como objetivo discutir o impacto da implantação do preço horário no mercado, abrangendo rebatimentos do ponto de vista do planejamento, da operação e aspectos regulatórios.

³ Consulta Pública relativa à documentação técnica do GT Metodologia da CPAMP, que trata do Modelo DESSEM, com foco na adoção operacional do modelo e formação do Preço da Liquidação das Diferenças - PLD horário (Preço Horário).

⁴ Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico que tem como finalidade garantir a coerência e a integração das metodologias e programas computacionais utilizados pelo MME, pela Empresa de Pesquisa Energética - EPE, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Em seguida, são coletados os dados relevantes para a execução do trabalho de diversas fontes, como, por exemplo:

- Relatórios e publicações de órgãos governamentais do setor elétrico como a Agencia Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE);
- Relatórios de mercado do governo ou de bancos e consultorias especializadas, que consolidam informações e projeções relevantes sobre empresas, o setor a ser estudado ou o cenário macroeconômico em geral;
- Notícias relacionados ao tema ou à operação.

O terceiro passo é a realização da modelagem financeira tanto para um parque eólico com o modelo de precificação semanal, quanto para um modelo de precificação horário, utilizando os dados coletados e as ferramentas revisadas.

O presente trabalho tem por objetivo avaliar o impacto da mudança na formação de preços nos ativos de energia eólica e, assim, validar ou não a posição dos agentes contrários à mudança. Não se descarta a hipótese de que, a depender da localização do parque e, consequentemente, do regime de ventos, alguns parques se beneficiem e outros sejam prejudicados, no entanto, este trabalho não pretende personalizar, mas sim ver o impacto no setor eólico de forma geral. Dessa forma, não seria ideal construir a modelagem financeira sobre um parque único específico.

Dessa forma, optou-se por modelar um parque eólico genérico, de modo a reduzir singularidades muito específicas, tais como, localização, infraestrutura, condições climáticas e outros fatores que possam interferir no resultado econômico-financeiro. Sendo assim, antes de construir o modelo de avaliação, é necessário definir todos os parâmetros e premissas necessários para esse parque eólico genérico, por exemplo, potência instalada, fator de capacidade (razão entre a expectativa de geração de energia elétrica anual, pela potência instalada) e o submercado⁵ em que está inserido.

Por fim, o último passo é a discussão dos resultados e análises de sensibilidade.

⁵ Em função de alguns gargalos no sistema de transmissão, o sistema interligado nacional é operado por submercados.

1.4 Objetivos

Embora já antecipado, reforça-se aqui o objetivo principal deste trabalho, que é calcular o impacto no valor “justo” de projetos eólicos, causado pela mudança de metodologia na formação de preço do mercado de curto prazo, denominado Preço de Liquidação das Diferenças, de três preços semanais para preços horários: de 3 para 168 preços por semana!

Além disso, tem-se como objetivos secundários:

- Descrever uma visão geral setor elétrico brasileiro;
- Entender as diferentes metodologias de formação de preço da energia elétrica no mercado de curto prazo;
- Análise de risco através da Simulação de Monte Carlo, utilizando distribuições probabilísticas para os parâmetros relevantes do projeto, como, por exemplo, o preço da energia e a geração total de energia;
- Analisar a consistência da reclamação dos agentes de geração de energia eólica.

1.5 Estrutura do trabalho

Este trabalho de formatura foi estruturado de maneira que todas as etapas do processo de avaliação possam ser abordadas e compreendidas, além de lidas em ordem lógica que reflita o cronograma de execução. São, ao todo 7 capítulos:

1. Introdução: apresentação do trabalho e seu contexto; breve descrição do panorama do setor e do problema a ser analisado; objetivos; motivação e método;
2. Revisão Bibliográfica: apresentação das ferramentas utilizadas para avaliação de uma empresa. Revisão dos conceitos de contabilidade necessários e a descrição dos instrumentos de avaliação, bem como premissas utilizadas na modelagem;
3. O Setor Elétrico Brasileiro: descrição da estrutura do setor de energia elétrica, com foco na área de comercialização e precificação da energia. Inclui a coleta dos dados macroeconômicos e do setor de energia utilizados na modelagem do parque eólico;

4. Estudo de Caso: apresentação mais detalhada do problema a ser abordado e do panorama em que está inserido;
5. Modelagem: descrição da modelagem utilizada para a avaliação do parque eólico, utilizando as metodologias e premissas adotadas no Capítulo 2, e com base no histórico do setor, abordados nos Capítulos 3 e 4;
6. Análises: a partir da modelagem do Capítulo 5, são apresentadas as avaliações do valor do empreendimento. Além disso, é feita análise de sensibilidade para que se considere possíveis variações nas premissas utilizadas;
7. Conclusão: Considerações finais sobre a análise dos resultados obtidos.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 Contabilidade e demonstrativos contábeis

Existem três demonstrativos contábeis principais que resumem as informações financeiras necessárias para a avaliação de empresas (DAMODARAN, 2012). Estes são:

- **Balanço Patrimonial:** é um demonstrativo financeiro que relata os ativos, passivos e patrimônio líquido de uma empresa em um momento específico e fornece uma base para calcular as taxas de retorno e avaliar sua estrutura de capital. Mostra um retrato instantâneo do que uma empresa possui e deve, bem como o valor investido pelos acionistas.
- **Demonstrativo de Resultado:** é utilizado para relatar o desempenho financeiro de uma empresa durante um período contábil específico. Também conhecida como demonstração de lucros e perdas ou declaração de receita e despesa, a demonstração de resultados concentra-se principalmente nas receitas e despesas da empresa durante um período específico.
- **Demonstrativos de fluxo de caixa:** é um demonstrativo financeiro que fornece dados agregados referentes a todas as entradas de caixa que uma empresa recebe de suas operações contínuas e fontes de investimento externo, bem como todas as saídas de caixa que pagam atividades comerciais e investimentos durante um determinado período.

2.2 Avaliação de empresas

Para calcular o valor do empreendimento analisado neste trabalho, realizou-se uma revisão bibliográfica para estabelecer a fundamentação teórica sobre os diferentes métodos utilizados para valoração de empresas. Nesta sessão, serão detalhadas três abordagens para a avaliação de empresas: Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis, Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes e Avaliação por Fluxo de Caixa Descontado.

2.2.1 Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis

A Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis é uma análise utilizada para avaliar o valor de uma empresa usando as métricas de outros ativos semelhantes do mesmo setor. A análise comparativa opera sob a suposição de que empresas semelhantes terão

múltiplos de avaliação similares, pois compartilham características chaves de negócio (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

A finalidade é avaliar os ativos com base na forma como seus similares são atualmente precificados no mercado e, para isso, utiliza-se múltiplos de mercado com base em variáveis comuns entre os ativos, tais como lucros, fluxos de caixa, valor patrimonial ou receitas.

O primeiro passo é selecionar o universo de empresas comparáveis. Para isso, busca-se empresas com perfil financeiro (tamanho, lucratividade, crescimento, retorno em investimentos, etc.) e perfil de negócios semelhantes (setor, produtos e serviços, canais de distribuição, geografia, etc.).

Uma vez determinado o universo de empresas comparáveis, é preciso localizar as informações financeiras necessárias para analisá-las e calcular as principais estatísticas financeiras, proporções e múltiplos de negociação. Os dados primários para calcular essas métricas são compilados a partir de várias fontes, incluindo relatórios de demonstrações contábeis, comunicados de imprensa e serviços de informação financeira.

Alguns indicadores chave de desempenho financeiro são a receita bruta, o lucro bruto, o lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (LAJIDA), o lucro antes de juros e impostos, e o lucro líquido.

Calculados os índices financeiros relevantes, inicia-se o cálculo dos índices de negociação para o universo de empresas comparáveis. Os principais índices de negociação são divididos em dois grupos: os que envolvem o Valor de Mercado e os que envolvem o Valor da Empresa. O índice de negociação que envolve Valor de Mercado mais comumente utilizado é o Preço/Lucro, definido conforme a equação (2-1). Ele é uma medida de quanto os investidores estão dispostos a pagar por uma unidade monetária do lucro atual ou futuro da empresa e não leva em consideração sua estrutura de capital (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

$$\frac{P}{L} = \frac{\text{Preço por Ação}}{\text{Lucro por Ação}} = \frac{\text{Valor de Mercado}}{\text{Lucro Líquido}} \quad (2-1)$$

Quando se trata de Valor de Empresa, têm-se alguns índices principais. O primeiro deles, definido pela equação (2-2), é muito utilizado em análises por ser o lucro das operações das empresas antes dos efeitos devidos a sua estrutura de capital e tributação, corrigidos pelas

principais despesas que não correspondem efetivamente a desembolsos (depreciação e amortização).

$$\frac{\text{Valor da Empresa}}{\text{LAJIDA}} \quad (2-2)$$

A razão entre o valor da empresa e a receita bruta, definido pela equação (2-3) também é bastante útil quando outras métricas são negativas, já que ao menos o valor da receita da empresa não pode ser menor do que zero.

$$\frac{\text{Valor da Empresa}}{\text{Receita Bruta}} \quad (2-3)$$

Uma vez calculados os índices de negociação, é necessário comparar os resultados obtidos com as empresas semelhantes. A finalidade desta análise é determinar a posição relativa da empresa analisada entre as suas comparáveis e, assim, encontrar uma aproximação para o valor de Mercado ou Valor de Empresa.

O método de Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis pode ser facilmente calculado a partir de poucos dados e, por isso, é uma técnica rápida e conveniente. No entanto, é importante destacar que as conclusões geradas podem apresentar inconsistências, uma vez que os valores calculados podem ser influenciados em períodos de otimismo ou pessimismo exacerbados. Além disso, nem sempre há um universo de empresas comparáveis disponíveis, especialmente quando se trata de um setor de nicho. E, mesmo quando há, o avaliador está susceptível ao mau uso ou à manipulação das empresas escolhidas, o que pode levar a um resultado enviesado. Desta forma, por sua relativa indisponibilidade e subjetividade, esta metodologia de avaliação é empregada apenas de forma auxiliar (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

No caso do presente trabalho, a utilização dessa ferramenta pode não atender aos objetivos propostos, uma vez que se pretende capturar o impacto da adoção da metodologia de precificação horária pelos parques eólicos e essas mudanças podem não ser refletidas a tempo no mercado acionário.

Uma alternativa seria realizar a análise para o dia 30 de julho de 2019, por exemplo, em que o Ministério de Minas e Energia aprovou as propostas formuladas pela CPAMP (Comissão Permanente para Análise de Metodologias e programas Computacionais do Setor Elétrico) com relação aos aprimoramentos nos modelos computacionais existentes na operação do sistema elétrico brasileiro e a implantação de um novo modelo (Preço Horário) para precificação da energia elétrica no mercado de curto prazo. No entanto, o impacto da nova metodologia no mercado acionário nesse dia específico pode ainda não ser muito relevante.

2.2.2 Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes

A Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes consiste em analisar os múltiplos pagos por empresas comparáveis em transações anteriores de fusões e aquisições já anunciadas ou concluídas (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

O processo engloba uma abordagem muito semelhante àquela utilizada na Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis. O primeiro passo é identificar as transações mais relevantes e, para isso, as empresas devem ser escolhidas com base em características semelhantes como, por exemplo, setor de atuação, perfil financeiro, tamanho da transação, e perfil do comprador. É muito importante entender o contexto de cada operação e como cada uma delas influenciou o múltiplo pago. Dessa forma, as transações que ocorreram mais recentemente são consideradas mais valiosas, pois têm uma tendência maior de terem ocorrido em condições de mercado similares às condições da nova transação (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

Após definir o universo das empresas comparáveis, inicia-se o cálculo dos índices financeiros, assim como é feito no método de Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis. Contudo, para calcular o Valor de Mercado, utiliza-se o preço da ação anunciada na transação, e não o preço de fechamento na bolsa. No caso de empresas fechadas, subtrai-se a dívida líquida do Valor da Empresa.

Na Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes o preço pago pela empresa por um comprador possui um prêmio de controle - o valor atribuído à capacidade de controlar um negócio, em vez de simplesmente possuir uma porcentagem do capital. Assim, a Avaliação

por Múltiplos de Transações Precedentes normalmente resultará em múltiplos que são mais altos quando comparados à outra técnica.

Calculados os múltiplos, o restante do processo é igual ao de Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis.

Embora esse tipo de análise seja simples e objetiva, ela depende da existência de transações comparáveis e da disponibilidade de informação sobre estas transações. Além disso, a quantidade e a qualidade das informações relacionadas às transações podem, às vezes, ser limitadas. Essa dificuldade pode ser agravada ao tentar explicar as diferenças nas condições de mercado durante transações anteriores em comparação com o mercado atual.

Assim como no método de Avaliação por Múltiplos de Empresas Comparáveis, é importante destacar que, para atingir os objetivos do projeto, é necessário que a metodologia do preço horário já esteja sendo refletida no mercado para que esse impacto possa ser medido com essa metodologia de avaliação de empresas.

Dessa forma, utilizar o método de Avaliação por Múltiplos de Transações Precedentes pode não atingir o objetivo do trabalho, uma vez que o impacto do preço horário pode ainda não estar refletido em uma transação anterior já anunciada ou concluída.

2.2.3 Fluxo de Caixa Descontado

Na avaliação do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), estima-se o valor intrínseco de um ativo com base em seus fundamentos. Esse valor se opõe ao valor de mercado da empresa, que é o valor atribuído pelo mercado em um determinado ponto no tempo. Como resultado, o FCD serve como uma alternativa importante às técnicas de avaliação baseadas no mercado, como os dois métodos mencionados anteriormente, que podem ser distorcidos por vários fatores, incluindo aberrações de mercado (como, por exemplo, a crise de crédito subprime). Dessa forma, um FCD desempenha um papel importante na verificação das avaliações de mercado para uma empresa de capital aberto e também é valioso quando há limitada (ou nenhuma) reprodução pura, empresas semelhantes ou aquisições semelhantes.

O método de FCD se baseia na regra do valor presente, em que o valor de qualquer ativo é a soma do valor presente de seu fluxo de caixa futuro esperado, conforme mostra a equação (2-4).

$$\text{Valor} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (2-4)$$

Onde:

- n é a vida do ativo
- CF é o fluxo de caixa no período
- r é a taxa de desconto que reflete o risco dos fluxos de caixa estimados

Existem dois caminhos para a aplicação deste método: o Fluxo de Caixa para o Acionista (FCA) ou, em inglês, Free Cash Flow to Equity (FCFE) e o Fluxo de Caixa para a Empresa (FCE), em inglês, Free Cash Flow to Firm (FCFF).

O FCA representa o fluxo de caixa da empresa destinado aos acionistas, ou seja, aos detentores do capital próprio após o pagamento de juros para os credores. O FCA deve ser descontado pelo custo do capital próprio (k_e) para se obter o valor de mercado (em inglês, *market value*), o qual, dividido pelo número de ações emitidas, determina o preço da ação.

O FCA de um certo período e o valor de mercado da empresa podem ser calculados através das equações (2-5) e (2-6) respectivamente.

$$\begin{aligned} \text{Lucro Líquido} \\ (-) \text{Gastos de Capital} \\ (+) \text{Depreciação} \\ (-) \Delta \text{Capital de Giro não monetário} \\ (+) \text{Emissão de Dívida} \\ (-) \text{Amortização de Dívida} \end{aligned} \quad (2-5)$$

$$\text{Valor de Mercado} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCA_t}{(1+k_e)^t} \quad (2-6)$$

Onde:

- n é a vida do ativo
- FCA_t é o fluxo de caixa para o acionista no período t
- k_e é o custo do capital próprio

Já o FCE representa o fluxo de caixa da empresa a ser distribuído entre os credores e acionistas, sob a forma de juros e dividendos. O FCE deve ser descontado pelo custo de capital ponderado (k_c , também conhecido por WACC, do inglês, *Weighted Average Cost of Capital* – custo médio ponderado de capital) para obter o valor da empresa (em inglês, *enterprise value*). Este método independe da estrutura de capital da empresa, visto que representa o caixa disponível a todos os provedores de capital, sejam eles credores ou acionistas.

O FCE de certo período e o valor da empresa podem ser estruturados e calculados através das equações (2-7) e (2-8) respectivamente.

$$\begin{aligned}
 & \text{Lucro Antes de Juros e Impostos} \\
 & \times (1 - \text{Alíquota de Imposto de Renda}) \\
 & (+) \text{ Depreciação} \\
 & (-) \text{ Gastos de Capital} \\
 & (-) \Delta \text{ Capital de Giro}
 \end{aligned} \tag{2-7}$$

$$\text{Valor da Empresa} = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FCE_t}{(1+k_c)^t} \tag{2-8}$$

Onde:

- n é a vida do ativo
- k_c é o custo de capital ponderado
- FCE_t é o fluxo de caixa para a empresa no período t

Embora as duas abordagens usem diferentes definições de fluxo de caixa e taxas de desconto, ambas convergem para resultados equivalentes, uma vez que o valor de mercado (2-6) somado ao valor da dívida, resulta no valor da empresa (2-8).

Para calcular o FCD, é necessário projetar o fluxo de caixa futuro da empresa. Nesse caso, seu desempenho passado é muito importante, uma vez que muitos indicadores como taxas de crescimento e margens de lucro são referência para indicadores de desempenho futuro. Normalmente o período anterior de três anos serve como um bom parâmetro para projetar o desempenho financeiro futuro. Os períodos de projeção variam de acordo com o setor econômico em estudo. No caso do setor de energia elétrica, onde as empresas

normalmente operam com contratos de receita de longo prazo, é pertinente realizar projeções com períodos de mais de 10 anos (DAMODARAN, 2012).

Para projetar a receita e os lucros da empresa, pode-se utilizar uma média histórica encontrada em fontes secundária. Para o custo das mercadorias vendidas, as despesas gerais e administrativas e as despesas com impostos, normalmente adota-se uma média histórica de seus percentuais sobre a receita, sempre incluindo premissas de melhora ou piora se houver expectativas no rendimento da empresa ou no setor como um todo.

Para calcular a variação do capital de giro, utiliza-se a Equação (2-9). A metodologia mais recomendada consiste em calcular separadamente cada um dos componentes da equação e depois calcular a variação. Nos casos em que o balanço não fornece todas as informações necessárias para o cálculo, pode-se projetar a variação do capital de giro como uma porcentagem da receita, a partir dos níveis históricos (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

$$\Delta \text{ Capital de Giro} = \Delta \text{ Estoques} + \Delta \text{ Recebíveis} - \Delta \text{ Exigíveis} \quad (2-9)$$

Já a depreciação e amortização, podem ser projetadas como porcentagem dos investimentos, sempre levando em consideração o percentual histórico, uma vez que estão ligadas ao gasto de capital da empresa.

Após projetar todos os índices financeiros descritos, calculam-se os fluxos de caixa livre para os anos projetados. Então, inicia-se o cálculo do custo de capital ponderado, que será posteriormente empregado no cálculo do valor presente dos futuros fluxos de caixa livre (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

2.2.4 Custo do Capital Ponderado

O custo do capital ponderado, k_c , é a média ponderada do retorno exigido sobre o capital investido em uma determinada empresa, ou seja, sua dívida somada ao capital próprio. Como os componentes de dívida e patrimônio têm diferentes perfis de risco, o k_c é dependente da estrutura de capital da empresa. Ele é calculado a partir da Equação (2-10) (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

$$k_c = \frac{D}{D+E} k_d * (1 - T) + \frac{E}{D+E} k_e \quad (2-10)$$

Onde:

- D é o valor da dívida;
- E é o valor do capital próprio;
- T é alíquota tributária marginal incidente sobre o resultado;
- k_e é o custo do capital próprio;
- k_d é o custo da dívida;

No entanto, é importante observar que parques eólicos operam no regime tributário de lucro presumido e, nesse caso, não há o benefício fiscal apresentado na Equação (2-10). Dessa forma, para esse projeto, a fórmula do custo do capital ponderado que se deve utilizar está apresentada na Equação (2-11).

$$k_c = \frac{D}{D+E}k_d + \frac{E}{D+E}k_e \quad (2-11)$$

2.2.4.1 Custo da Dívida

O custo da dívida da empresa, k_d , reflete seu perfil de crédito e se baseia em vários fatores, incluindo tamanho, setor, expectativas, ciclicidade, classificação de crédito, geração de fluxo de caixa, política financeira e estratégia de crescimento, entre outros.

Uma boa medida para estimar o custo da dívida da empresa é utilizar como referência os meios de financiamentos com significativa participação na sua dívida. No caso do Brasil, temos: instituições financeiras privadas, bancos públicos como o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), e debêntures emitidas no mercado.

No Brasil, o BNDES e os bancos públicos tiveram grande predominância no oferecimento de financiamento para projetos de infraestrutura, incluindo os projetos eólicos, principalmente durante os anos de 2010 e 2014. No entanto, esse perfil tem-se alterado expressivamente com a substituição da TJLP pela TLP e a redução dos juros na economia desde 2017, trazendo uma maior adoção do financiamento via bancos privados e mercado de capitais. (ALLAIN, 2019).

Desde 2011 (com exceção de 2016) o setor de infraestrutura é o setor que mais recebe desembolsos do BNDES. Em 2018 o setor de infraestrutura representou 43,9%, ou R\$ 30,4 bilhões, superando os anos de 2016 e 2017. Desconsiderando esses dois anos, o desembolso

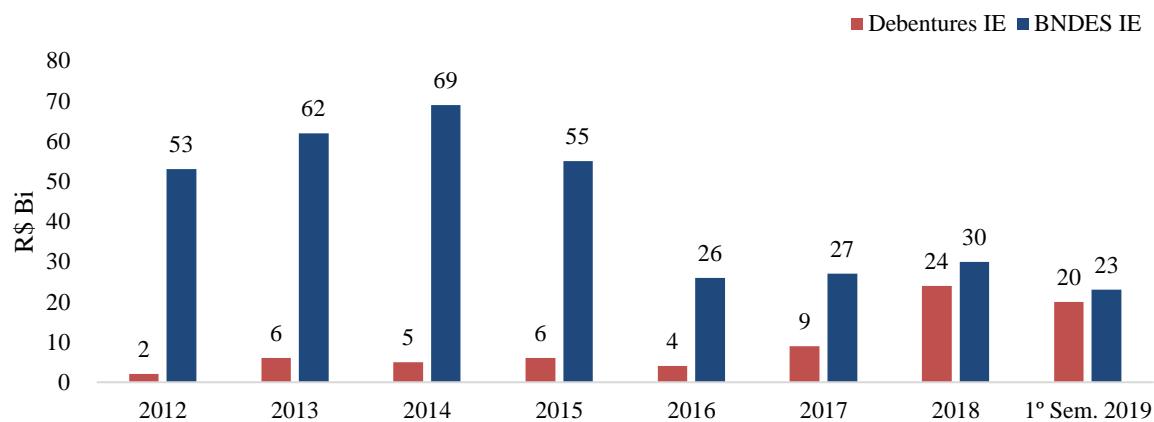
para infraestrutura em 2018 foi o menor desde 2003 comprovando uma tendência de queda acentuada nos desembolsos do BNDES.

Dentro da infraestrutura, o setor de energia elétrica é o maior demandante de créditos desde 2015 e, em 2018, recebeu financiamentos da ordem de R\$ 16 bilhões (52% do total de infraestrutura). Além disso, dentro do setor de energia, o setor eólico é o segmento que mais recebe financiamentos em números de projetos e volume de crédito desde 2016 (BNDES, 2018).

O grande destaque recai para a emissão de debêntures como fonte de financiamento, principalmente para projetos de energia. De janeiro a julho de 2019, foram lançadas ao mercado o valor histórico de R\$ 14,3 bilhões em emissões de debêntures de infraestrutura, sendo que R\$ 11,9 bilhões são para projetos em energia. Já em 2018, o setor de infraestrutura emitiu R\$ 21,6 bilhões dos quais R\$ 19,3 bilhões destinaram-se para projetos de energia.

A Figura 1 ilustra o crescimento da emissão de debêntures no setor de infraestrutura e a consequente queda no financiamento através do BNDES, resultando, no primeiro semestre de 2019, num montante aproximado de financiamento do BNDES igual ao de debêntures..

Figura 1 - Financiamento de Infraestrutura



Fonte: ALLAIN, 2019. Elaborado pelo autor

De acordo com o Boletim de Financiamento de Projetos da AMBIMA, o BNDES, em 2018, concentrou 41% dos financiamentos de projetos de longo prazo (sendo 76% de energia elétrica), seguido pelos instrumentos de mercados de capitais, com 31%, totalizando a grande maioria dos financiamentos com 72%.

Dessa forma, optou-se por utilizar como custo da dívida a taxa ponderada entre a taxa de financiamento do BNDES e a taxa média utilizada pelo mercado de capital do setor elétrico, uma vez que representa uma boa estimativa do custo da dívida tomado pela maioria dos projetos.

Para o BNDES, o custo da dívida envolve três taxas: a Taxa de Longo Prazo (TLP) (5,95%), a remuneração básica do BNDES (0,9% a.a.) e a taxa de risco de crédito, esta última, é a única componente variável, que pode chegar até 2,87% a.a. (BNDES, 2019).

O BNDES avalia o projeto como um todo e determina a sua taxa de risco de crédito, podendo variar entre 6,85% a 9,72% a.a.. Neste trabalho, adotou-se o valor de 1,0% para o risco de crédito, em linha com o praticado pelo BNDES, resultando em uma taxa de 7,85% a.a..

Para calcular o custo da dívida do mercado de capitais, utilizou-se uma amostra de projetos eólicos com investimentos realizados através de debêntures incentivadas entre 2017 e 2019 (vide Tabela 1). Assim, calculou-se a média de suas respectivas taxas de remuneração.

Tabela 1 – Projetos eólicos financiados por debêntures incentivadas

Titular	Ano	Remuneração	Rating
Centrais Elétricas Eólicas Assurua II SPE	2019	IPCA + 6,66%	Aa2 (br) Moody's
Eólica Bons Ventos da Serra 2	2019	IPCA + 6,50%	Aa3 (br) Moody's
Cutia Empreendimentos Eólicos	2018	IPCA + 5,58%	AA- (bra) Fitch
Centrais Eólicas Assurá I	2018	IPCA + 7,81%	Ba3 (br) Moody's
Eólica Serra das Vacas Holding II	2017	IPCA + 7,31%	AA (bra) Fitch
Enel Green Power Maniçoba Eolica	2017	IPCA + 7,62%	AA- (bra) Fitch

Fonte: ANBIMA, 2019. Elaborado pelo autor

Seguindo as estimativas de mercado, a inflação projetada para o Brasil é de 3,5% a.a. (BACEN, 2019). Dessa forma, obtém-se uma taxa média de remuneração no mercado de capitais de 10,4% a.a..

Dessa forma, considerando uma média ponderada entre as taxas do BNDES e do mercado de capitais com peso 4 e 3 respectivamente (devido à sua participação no mercado), obtém-se o custo da dívida de 8,9% a.a.

2.2.4.2 Custo do Capital Próprio

O custo de capital próprio, k_c , é a taxa de retorno anual que os investidores em ações de uma empresa esperam receber. Ao contrário do custo da dívida, o custo do capital próprio não pode ser observado no mercado. Portanto, para calculá-lo, emprega-se uma fórmula conhecida como Modelo de Precificação de Ativos Financeiros (MPAF), em inglês, *Capital Asset Pricing Model*, ou CAPM.

O MPAF se baseia na premissa de que os investidores em ações precisam ser compensados por sua tomada de risco sistemático na forma de um prêmio. Risco sistemático é o risco relacionado ao mercado global, que também é conhecido como risco não diversificável. O nível de risco sistemático de uma empresa depende da covariância do preço de suas ações com movimentos no mercado global, conforme medido pelo seu beta (β) (discutido mais adiante nesta seção).

Em contraste, o risco não sistemático é específico da empresa ou do setor e pode ser evitado por meio da diversificação. Assim, os investidores de capital não são compensados por isso (na forma de um prêmio). Como regra geral, quanto menor a empresa e mais definida a oferta de produtos, maior o risco não sistemático (ROSENBAUM; PEARL, 2013).

O retorno esperado de um ativo, isto é, seu custo de capital próprio, segundo o modelo MPAF, está especificado na Equação (2-12) (DAMODARAN, 2012).

$$k_e = R_f + \beta_A (R_m - R_f) \quad (2-12)$$

Onde:

- k_e é o custo do capital próprio;
- R_f é a taxa livre de risco, isto é, o retorno de um investimento com taxa de risco igual a zero durante o prazo da análise;
- R_m é o retorno do portfólio de mercado, isto é, o prêmio de risco exigido para que recursos sejam alocados neste portfólio;
- β_A é o beta alavancado.

No caso de países emergentes, os mercados acionários são relativamente pequenos, concentrados, passíveis de manipulação e tem pouca representatividade para a economia do país como um todo. Além disso, muitas vezes, as séries financeiras dos países emergentes são escassas, voláteis e curtas, em virtude da existência de inúmeras quebras estruturais como

abertura econômica, políticas de controle inflacionário e mudanças de regime cambial (PEREIRO, 2001).

Sendo assim, é necessário ajustar o modelo MPAF com o risco do mercado emergente. O prêmio do risco de mercado pode ser incorporado no retorno esperado de um ativo de três maneiras distintas:

1. Assumir que todas as empresas do país estão expostas da mesma forma ao risco do país. Assim, tem-se:

$$k_e = R_f + \beta_A (R_m - R_f) + R_p \quad (2-13)$$

2. Assumir que a exposição da empresa ao risco do país é proporcional a sua exposição ao risco de mercado, o qual é medido pelo parâmetro β . Nesse caso, empresas com betas mais altos, ou seja, riscos de mercados mais altos, estarão mais expostas ao risco do país e vice-versa. Assim, tem-se:

$$k_e = R_f + \beta_A (R_m - R_f + R_p) \quad (2-14)$$

3. Assumir que a exposição de um ativo ao risco do país varia de acordo com o ativo e esse grau de exposição pode ser medido pelo parâmetro λ . Essa abordagem é mais geral, uma vez que torna o modelo de retorno esperado em um modelo de dois fatores, sendo o segundo fator o risco do país que independe do risco de mercado. Assim, tem-se:

$$k_e = R_f + \beta_A (R_m - R_f) + R_p * \lambda \quad (2-15)$$

No caso deste trabalho, assume-se que o risco país atua de forma similar nos diferentes ativos nacionais e, portanto, adota-se a primeira metodologia de cálculo de retorno esperado entre as três apresentadas anteriormente.

2.2.4.2.1 Risco do País

O risco do país (R_p) é o retorno ou prêmio adicional exigido pelos investidores para compensá-los pelo maior risco associado ao investimento em um país estrangeiro, em

comparação com o investimento no mercado doméstico. As oportunidades de investimento no exterior são acompanhadas por um risco mais alto devido à infinidade de fatores de risco geopolíticos e macroeconômicos que precisam ser considerados. Esses riscos aumentados tornam os investidores cautelosos em investir em países estrangeiros e, como resultado, exigem um prêmio de risco por investir neles. Esse prêmio é geralmente mais alto nos mercados em desenvolvimento, como é o caso do Brasil, do que nos países desenvolvidos.

O risco do país adotado para o Brasil é de 2,5% a.a., esse valor foi obtido através na mediana da série histórica diária do índice Emerging Markets Bonds Index relativo ao Brasil (EMBI+Brazil), divulgado pelo banco americano JP Morgan Chase. Analisando o período de outubro de 2017 até outubro de 2019.

2.2.4.2.2 *Taxa Livre de Risco*

Em teoria, a taxa livre de risco (R_f) é o retorno mínimo que um investidor espera de qualquer investimento. Para um ativo estar livre de risco, ele precisa atender a duas condições:

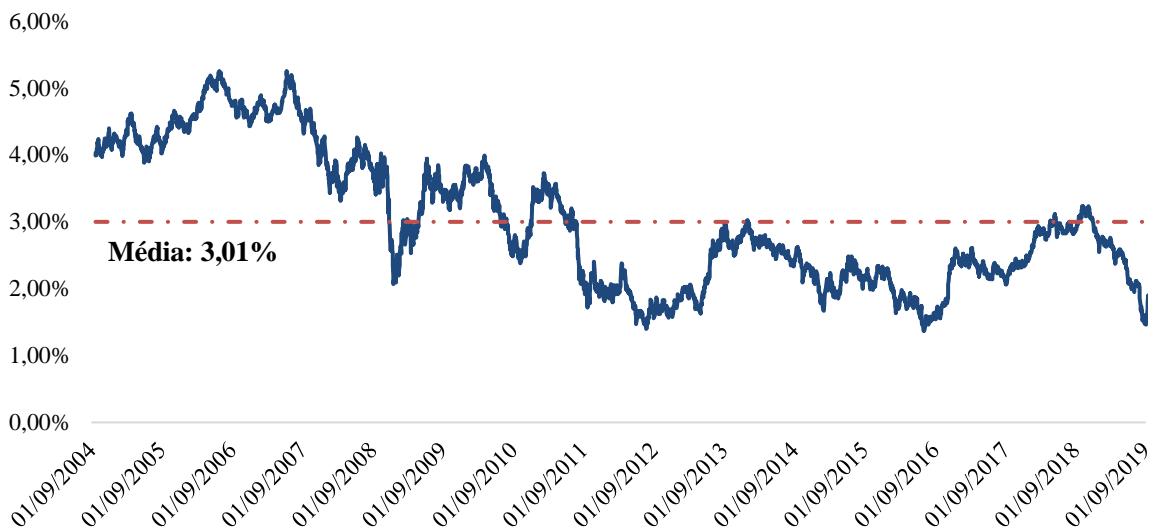
- Não pode haver risco de inadimplência associado a seus fluxos de caixa
- Não pode haver risco de reinvestimento, ou seja, é necessário utilizar títulos do governo com taxa zero de cupom.

Assim, somente títulos de dívida soberana podem ser empregados para esta finalidade, pois se assume a ausência de risco de inadimplência. No entanto, nos mercados emergentes, como é o caso do Brasil, o governo pode não ser visto como livre de risco (DAMODARAN, 2012).

Dessa forma, utilizou-se os títulos do tesouro americano como parâmetro de ausência de risco. Assim, a taxa livre de risco adotada nesse projeto será o retorno esperado para o título soberano de 10 anos do governo dos Estados Unidos (US Treasury Bond ou T-Note).

Calculou-se a média de seu retorno nos últimos 15 anos, chegando ao valor de 3,01% a.a., conforme o mostra a Figura 2.

Figura 2 - Retorno e média do retorno dos títulos de 10 anos do governo dos Estados Unidos nos últimos 15 anos



Fonte: Capital IQ (21/09/2019). Elaborado pelo autor

2.2.4.2.3 Retorno do Portfólio de Mercado

O Retorno do Portfólio de Mercado (R_m) é a diferença entre o retorno esperado pelo mercado e a taxa livre de risco. Para calcular essa taxa, na prática, costuma-se estimar o R_m observando o prêmio histórico auferido pelas ações sobre os títulos livres de inadimplência por longos períodos de tempo. Os retornos reais obtidos em ações durante um longo período de tempo são estimados e, em seguida, comparados com os retornos reais obtidos por esses títulos livres de inadimplência (geralmente do governo). A diferença, em uma base anual, entre os dois retornos é computada e representa o Retorno do Portfólio de Mercado. Essa abordagem pode produzir estimativas razoáveis em mercados como os Estados Unidos, o qual possui um mercado de ações grande e diversificado e um longo histórico de retornos tanto em ações quanto em títulos do governo (DAMODARAN, 2012).

Para países que não possuem mercados maduros como o dos Estados Unidos, como é o caso do Brasil, utiliza-se o risco do país (R_p), mencionado anteriormente, para ajustar o valor de retorno desse mercado (DAMODARAN, 2012).

Assim, utilizou-se como base de mercado maduro o mercado dos Estados Unidos e seu prêmio de risco adotado será uma média histórica da diferença entre o retorno do mercado acionário e o retorno dos títulos governamentais, cujo valor é 5,96% a.a. (DAMODARAN, 2019).

2.2.4.2.4 Beta do Ativo

O beta reflete o grau de exposição do ativo ao risco de mercado e, consequentemente, o risco por ele adicionado a uma carteira de ativos em relação a carteira de mercado. Uma ação com um beta menor do que 1,0 tem menor risco sistemático do que o mercado, e uma ação com um beta maior que 1,0 tem maior risco sistemático. Matematicamente, isso é capturado no MPAF: um maior beta exibe um maior custo de capital próprio e vice-versa, para betas mais baixos.

O exercício de calcular o k_c para uma empresa privada envolve derivar o beta de um grupo de empresas similares publicamente negociadas que podem ou não ter estruturas de capital semelhantes umas às outras ou à empresa alvo. Para neutralizar os efeitos de diferentes estruturas de capital (ou seja, remover a influência da alavancagem), deve-se desalavancar o beta de cada empresa do grupo. A fórmula para beta desalavancado é definido pela equação (2-16). O beta desalavancado de uma empresa é determinado pela natureza de seus produtos, serviços e sua alavancagem operacional. Muitas vezes, também é chamado de beta do ativo, já que é determinado pelos ativos pertencentes à empresa. Assim, o beta alavancado, que também é o beta de um investimento de capital em uma empresa, é determinado tanto pelo grau de risco do negócio em que opera quanto pela quantidade de risco de alavancagem financeira que assumiu (DAMODARAN, 2012).

Como a alavancagem financeira multiplica o risco de negócio subjacente, é lógico que as empresas que têm alto risco de negócios devem relutar em assumir uma alavancagem financeira. Também é lógico que as empresas que operam em negócios estáveis devam estar muito mais dispostas a assumir a alavancagem financeira. As empresas de serviços públicos, por exemplo, historicamente têm altos índices de endividamento, mas não tiveram altos betas, principalmente porque seus negócios subjacentes têm sido estáveis e razoavelmente previsíveis (DAMODARAN, 2012).

$$\beta_N = \frac{\beta_A}{1 + \frac{D}{PL}} \quad (2-16)$$

Onde:

- β_N é o beta desalavancado
- β_A é o beta alavancado

- D é a dívida total
- PL é o patrimônio líquido total

O beta desalavancado é o beta que a empresa teria caso não tivesse dívida e, nesse caso, seria determinado apenas pelo seu tipo de negócio. O cálculo do beta necessita que as informações empregadas sejam suficientes em volume, qualidade e transparência. O mercado dos Estados Unidos pode ser considerado um bom parâmetro de volume de negócios na bolsa de valores, quantidade de informação, liquidez e transparência e, por isso, outros parâmetros do cálculo do custo de capital, como a taxa livre de risco e do prêmio de mercado foram extraídos de lá.

Dessa forma, utilizou-se o beta desalavancado do setor de *Utilities* com base no mercado dos Estados Unidos: 0,17 (DAMODARAN, 2019).

Para encontrar o beta alavancado da empresa, é necessário estimar os valores correntes de mercado das dívidas e do patrimônio líquido da empresa, e utilizar o índice D/PL para calcular seu beta alavancado conforme a Equação (2-16).

No caso deste projeto, como o parque eólico será um parque genérico do setor, deve-se alavancar o beta pela alavancagem média do setor brasileiro. De acordo com o relatório apresentado pela EPE de contribuições à Audiência Pública da Aneel nº12/2019 (ANEEL, 2018), o setor eólico apresenta 70% do valor total do projeto alavancado, ou seja, o índice de D/PL corresponde a 2,33.

Dessa forma, a partir do beta desalavancado e do índice estimado de D/PL do setor, calcula-se o beta alavancado do parque que será utilizado nesse trabalho utilizando a Equação (2-16). O valor obtido encontra-se na Equação (2-17) abaixo.

$$\beta_A = \beta_N * \left[1 + \frac{D}{PL} \right] = 0,17 * [1 + 233\%] = 0,57 \quad (2-17)$$

2.2.4.2.5 Cálculo do Custo do Capital Próprio

Com todos os componentes do custo de capital próprio definidos acima, pode-se finalmente calcular o valor final do k_e empregando a Equação (2-12). O cálculo final está definido pela Equação (2-18).

$$k_e = 3,01\% + 0,57 * 5,96\% + 2,5\% = 8,9\% \text{ a.a.} \quad (2-18)$$

No entanto, esta taxa está expressada em moeda estrangeira, uma vez que se tomou como base a economia dos Estados Unidos para determinar a taxa livre de risco e o prêmio de mercado. Assim, deve-se ajustá-la conforme a Equação (2-19).

$$k_{e\ Local} = 1 + k_{e\ Estrangeiro} * \frac{1 + i_{Local}}{1 + i_{Estrangeira}} - 1 \quad (2-19)$$

Onde:

- $k_{e\ Local}$ é o custo de capital próprio calculado com base na moeda do país;
- $k_{e\ Estrangeiro}$ é o custo de capital próprio calculado com base na moeda do país estrangeiro;
- i_{Local} é a inflação projetada do país local;
- $i_{Estrangeira}$ é a inflação projetada do país estrangeiro

Seguindo as estimativas de mercado, a inflação projetada para o Brasil e para os Estados Unidos é, respectivamente, 3,50% a.a. e 1,70% a.a. (BACEN, 2019). Sendo assim, a taxa do custo de capital próprio em moeda local é dada pela Equação (2-20).

$$k_{e\ Local} = 1 + 15,7\% * \frac{1 + 3,50\%}{1 + 1,70\%} - 1 = 10,8\% \text{ a.a.} \quad (2-20)$$

2.2.4.2.6 Cálculo do Custo de Capital Ponderado

A partir dos valores de custo de capital e custo da dívida encontrados acima e a proporção entre dívida e capital próprio do parque eólico, é possível calcular o valor do custo de capital ponderado definido pela Equação (2-10). O Custo de Capital Ponderado obtido foi de 9,47% a.a. conforme Equação (2-21).

$$k_c = 8,9\% * 70\% + 10,8\% * 30\% = 9,47\% \text{ a.a.} \quad (2-21)$$

Neste trabalho, será utilizado o método do Fluxo de Caixa da Empresa e, portanto, o k_c calculado acima será utilizado para descontar os fluxos de caixa.

3 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Agentes de coordenação

A principal autoridade brasileira do setor de energia é o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE). O comitê é presidido pelo Ministro do Ministério de Minas e Energia (MME) e presta assessoria ao Presidente da República para a formulação de políticas e diretrizes que assegurem o suprimento energético do país.

O MME é o órgão do executivo, criado em 1960, sua missão é elaborar a política energética do país, agindo em nome do Governo Federal e seguindo as diretrizes definidas pelo CNPE. É de responsabilidade do Ministério também monitorar a segurança de suprimento do setor de energia elétrica, definindo ações preventivas quando necessário para garantir o equilíbrio de oferta e demanda de energia (CAPP, 2014).

Além disso, o MME possui dois órgãos de apoio diretamente ligados a ele: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de Monitoramento do Setor de Energia (CMSE). A EPE tem como objetivo fornecer estudos e pesquisas que auxiliem o MME no planejamento do setor. Já o CMSE foi criado com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento em todo o território nacional (CAPP, 2014).

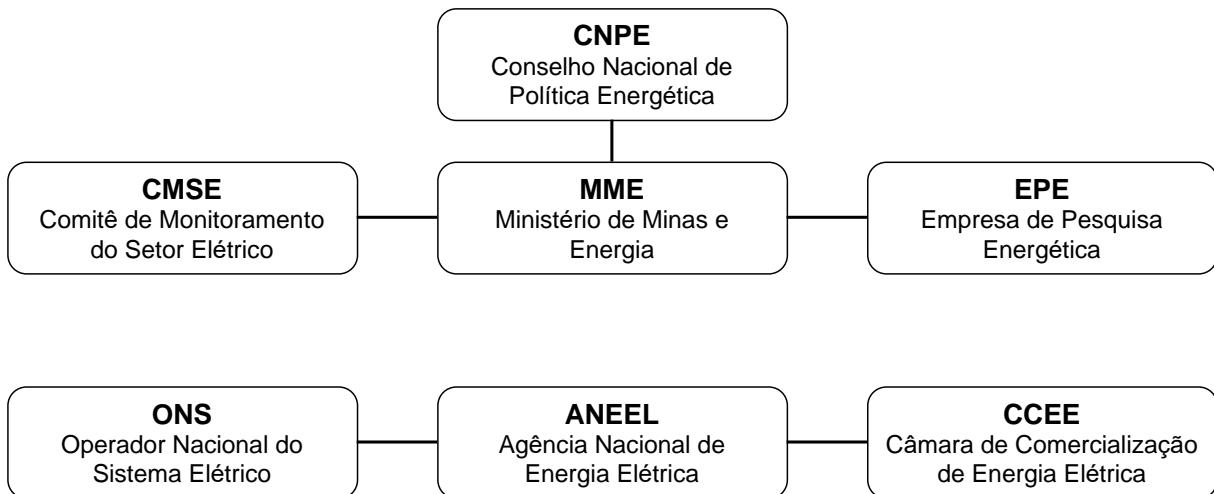
Para a regulamentação e fiscalização do setor, criou-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 1996, autarquia especial a fim de assegurar-lhe características particulares, como autonomia na execução de suas funções. No entanto, a ANEEL é uma agência atrelada ao Ministério de Minas e Energia, uma vez que a Constituição da República não permite que um órgão público opere sem vinculação a um dos três poderes. O objetivo principal dessa agência reguladora é proporcionar condições favoráveis para que o desenvolvimento do mercado de energia elétrica ocorra com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade.

E sujeitos à autorização, fiscalização e regulamentação da ANEEL, tem-se a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) e o ONS (Operador Nacional do Sistema). A CCEE, criada em 2004, tem como objetivo viabilizar as atividades de compra e venda de energia em todo o Brasil, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. Já a ONS, criado em 1998, é responsável por

coordenar e controlar a operação das empresas de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional.

A Figura 3 apresenta esquema ilustrativo dos principais agentes do setor e suas conexões.

Figura 3 - Agentes do setor e sua estrutura



Fonte: CAPPA, 2014. Adaptado pelo autor

3.2 Os segmentos

Fornecer eletricidade às indústrias, empreendimentos comerciais e residências em todo o país exige basicamente quatro segmentos-chave: geração, transporte, distribuição e comercialização.

3.2.1 Geração

A geração é o segmento da indústria de eletricidade compreendido pelas empresas responsáveis por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição), até que chegue aos consumidores.

O Brasil possui uma das matrizes de geração elétrica mais renováveis do mundo, apenas as usinas hidrelétricas são responsáveis por 60% da capacidade instalada (Tabela 2). Por outro lado, fica sujeito ao risco hidrológico e, por isso, a complementaridade por outras fontes, como as usinas termoelétricas, reduz o risco de suprimento. E embora o parque gerador brasileiro seja formado por 7.440 empreendimentos, em seus aproximadamente 173GW de potência instalada (ANEEL, 2019), nota-se alta concentração nos 10 maiores

agentes geradores, os quais detêm 61,4% da capacidade instalada do país de todas as fontes. Em relação à fonte hidrelétrica, a concentração é ainda maior, onde as dez maiores empresas representam 90% do total da capacidade instalada.

Tabela 2 - Matriz Energética Brasileira

Fonte	Nº de Usinas	Potência Instalada (MW)	% do Total
Hídrica	1344	105.231,7	60,8%
Eólica	614	15.063,9	8,7%
Biomassa	567	14.803,8	8,6%
Gás Natural	167	13.354,4	7,7%
Petróleo	2251	9.008,6	5,2%
Importação	-	8.170,0	4,7%
Carvão	22	3.251,8	1,9%
Solar	2472	2.085,7	1,2%
Nuclear	2	1.990,0	1,2%
Outros	1	0,0	0,0%
Total	7440	172.960,0	100,0%

Fonte: ANEEL, 2019. Adaptado pelo autor

3.2.2 Transporte

O segmento de transporte engloba duas redes distintas: transmissão e distribuição. A rede de transmissão é responsável por transportar eletricidade através de longas distâncias em todo o país e em altas voltagens (igual ou superior a 230 kV).

No Brasil, a geração e a transmissão de energia elétrica são realizadas nacionalmente. Ou seja, a energia produzida em qualquer Estado é disponibilizada no Sistema Interligado Nacional (SIN), que a transmite para as regiões que necessitam.

Essa enorme “rede elétrica” comprehende a maior parte do território brasileiro e é composta por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas algumas regiões amazônicas não fazem parte do SIN, correspondendo a 1,7% do total da capacidade de produção do país. Essas regiões são caracterizadas como sistemas isolados, uma vez que as características geográficas da região não tornam viáveis economicamente nem ambientalmente a construção de linhas de transmissão de grande extensão para realizar a conexão ao SIN (ANEEL, 2008).

O sistema é atualmente dividido em quatro submercados: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Cada um deles agrupa regiões do país nas quais a energia circula livremente. As fronteiras são definidas por restrições elétricas no fluxo de energia (ONS, 2019).

Segundo a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (Abrae), o sistema de transmissão atual do país conta com 156 concessionárias licitadas que administram e operam mais de 145 mil quilômetros de linhas de transmissão espalhadas pelo país, conectando geradores de energia aos consumidores ou, mais comumente, às distribuidoras.

3.2.3 Distribuição

Já a rede de distribuição, recebe grandes quantidades de energia do sistema de transmissão e a distribui de forma pulverizada para consumidores finais em voltagens mais baixas (menores que 230 kV).

O segmento de distribuição possui a maior participação de capital privado (aproximadamente 71%) e também possui uma concentração de mercado expressiva: aproximadamente 57% de toda a eletricidade consumida no mercado cativo é distribuída pelas dez maiores empresas do segmento (Tabela 3).

Tabela 3 - Dez maiores agentes por receita de fornecimento

Agente	Receita de Fornecimento (kR\$)
Enel Distribuição São Paulo	14.393.292
Cemig Distribuição	12.565.699
Light Serviços de Eletricidade	10.078.223
Copel Distribuição	9.069.022
Companhia Paulista de Força e Luz	8.781.235
Celesc Distribuição	6.825.673
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	6.582.467
Elektro Eletricidade e Serviços	5.385.244
Companhia Energética de Goiás	5.040.032
Ampla Energia e Serviços	4.853.933
Total	83.574.821

Fonte: ANEEL, 2018. Adaptado pelo autor

3.2.4 Comercialização

O segmento de comercialização de energia é relativamente novo, tanto no Brasil quanto no mundo. O modelo atual assenta-se sobre muitos dos pilares construídos nos anos 90, quando o setor passou por uma série de reformas devido à movimentos de liberalização, após mais de 50 anos de controle estatal.

Esse é o segmento que possibilita a competição nas operações de compra e venda de energia, que acontece de forma livre ou regulada no mercado e, por isso, existem dois ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil: o ACR (Ambiente de Contratação Regulada) e o ACL (Ambiente de Contratação Livre). As diferenças entre os montantes de energia contratados e gerados nos dois ambientes de contração são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (MCP), ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

No ACR, com 66% do consumo elétrico nacional, a comercialização de energia é regulada por instituições vinculadas ao Governo Federal, por meio de leilões de compra e venda de energia elétrica no qual os geradores vencedores dos leilões estabelecem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) com os agentes distribuidores para fornecer energia elétrica aos consumidores cativos. Esse ambiente de comercialização foi criado para garantir proteção com tarifas reguladas e modicidade tarifária tanto aos consumidores de menor porte que não dominam as regras e as relações contratuais com as distribuidoras quanto aos consumidores de maior porte que, apesar de terem permissão para negociar os próprios contratos de energia no mercado, não o fazem.

É através dos leilões que o setor elétrico consegue equilibrar a oferta e a demanda de energia para os consumidores cativos (supridos pelas distribuidoras no ACR) no horizonte de até 6 anos, consolidando, portanto, sua importância, como principal ferramenta de expansão da capacidade de geração. O resultado desses leilões irão influenciar em pelo menos dois terços da evolução da matriz energética nacional, e o que isso significar: disponibilidade, independência de combustíveis, desenvolvimento tecnológico, geração de emprego, impacto ambiental, tarifa final ao consumidor, entre outros. Quem operacionaliza os leilões de energia elétrica é a CCEE, por delegação da ANEEL.

Já no ACL, os agentes geradores e comercializadores de energia negociam livremente com consumidores livres e especiais a contratação de energia elétrica por meio de contratos

bilaterais, tendo a liberdade para estabelecer volumes, preços e prazos de suprimento e, com isso, obter vantagens competitivas oferecidas por um mercado de livre competição.

Para ser considerado um consumidor livre, é necessária uma demanda igual ou superior a 3.000 kW ou então, para ser considerado um consumidor especial, é necessária uma demanda igual ou superior a 500 kW desde que seja adquirida por meio de fontes incentivadas, ou seja:

- Aproveitamentos de potencial hidráulico superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, desde que destinados a autoprodução ou produção independente, com as características de pequena central hidrelétrica (PCH);
- Empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW;
- Empreendimentos cuja fonte primária de geração seja biomassa, energia eólica ou solar de forma que a potência inserida nos sistemas de transmissão/distribuição seja menor ou igual a 30.000 kW.

Todos os contratos, tanto no ACR quanto no ACL, devem ser registrados pela CCEE, a qual mede os montantes efetivamente produzidos e consumidos por cada agente. A partir dessas informações, a CCEE é responsável pela contabilização e liquidação das diferenças para posterior liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo, utilizando o PLD para a valoração.

Nos casos em que há consumo maior do que aquele estabelecido em contrato (por meio de leilões ou acordos bilaterais), a empresa ou distribuidora é obrigada a comprar a diferença no MCP à Preço de Liquidação das Diferenças. Se uma empresa consumiu menos, recebe um crédito. Os gastos ou lucros com essas diferenças podem ser repassados para o consumidor cativo no final da cadeira na data do reajuste anual da distribuidora (há regras específicas e limitações de repasses ao consumidor, mas esse detalhamento não cabe no escopo deste TF).

3.3 Preço de Liquidação das Diferenças

Para calcular o preço da energia no MCP em sistemas predominantemente hidrotérmicos, como é o caso do Brasil, é preciso levar em consideração o acoplamento espacial (usinas a montante afetam a operação das usinas a jusante), o acoplamento temporal (decisões no presente possuem consequências futuras) e a estocasticidade do sistema (incertezas no regime de chuvas e afluências).

O PLD é calculado através de modelos matemáticos, desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, instituído por Escritura Pública, publicada em 21/01/74, e celebrada pela Eletrobras, Chesf, Furnas, Eletronorte e Eletrosul), e utilizados pelo ONS para definir a programação da operação do sistema. O objetivo é encontrar o ponto de equilíbrio ótimo entre o benefício presente no uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido através da economia dos combustíveis das usinas termelétricas.

O cenário de máxima economia é obtido através da utilização total das usinas hidrelétricas disponíveis, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustíveis. No entanto, esse cenário resulta em maiores riscos de déficits futuros. Dessa forma, o panorama com maior confiabilidade de fornecimento é alcançado conservando-se o nível dos reservatórios o mais elevado possível, ou seja, utilizando-se mais geração térmica e, portanto, aumentando-se os custos de operação (CCEE, 2019).

Levando-se em consideração variáveis como as condições hidrológicas, a demanda de energia, preços dos combustíveis e custo de déficit, os modelos computacionais de precificação atuais do sistema obtêm os valores de geração ótimos para o período em estudo, definindo as parcelas de geração hidráulica e térmica para cada submercado. Como resultado, obtém-se os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período, com três patamares de carga (leve, médio e pesado) e para cada submercado. São esses os 3 preços semanais comentados na introdução e que serão substituídos por preços horários (MUNHOZ, 2017).

Com base no Custo Marginal de Operação, o PLD é calculado semanalmente para cada patamar de carga, limitado por preços máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e submercado.

A base de informações utilizadas para o cálculo do preço são todas previstas e anteriores à operação real do sistema, considerando-se as disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o CMO de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal.

O modelo NEWAVE monta o planejamento de médio prazo (até 5 anos), com discretização mensal. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que

traduzem para os modelos de curto prazo (DECOMP) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

Já o modelo DECOMP, é um modelo de otimização para um horizonte de curto prazo, sendo o primeiro mês representado em base semanal. Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, dado o conjunto de informações disponíveis a partir do custo futuro do NEWAVE. Além disso, tem-se também o modelo DESSEM, que juntamente com o modelo DECOMP será utilizado para a programação da operação em base horária. (CCEE, 2019)

O ONS programa o sistema uma vez por semana baseado nos três níveis de carga. Dessa forma, existem três CMOs e três PLDs por semana. Toda semana, em cada nível de carga, todas as usinas termelétricas com custo marginal menor que o CMO são despachadas. Usinas hidrelétricas e outras fontes renováveis suprem a demanda restante. A Tabela 4 mostra como o PLD é alocado nos três níveis de carga com base na hora do dia e nos dias da semana.

Tabela 4 – Níveis de carga do PLD/CMO de acordo com a hora do dia e os dias da semana

Nível de Carga	Dias da Semana e Sábados	Domingos e Feriados	CMO	PLD
Leve	0:00 – 6:59	0:00 – 16:59 22:00 – 23:59	CMO _{leve}	PLD _{leve}
Médio	7:00 – 17:59 21:00 – 23:59	17:00 – 21:59	CMO _{médio}	PLD _{médio}
Pesado	18:00 – 20:59	–	CMO _{pesado}	PLD _{pesado}

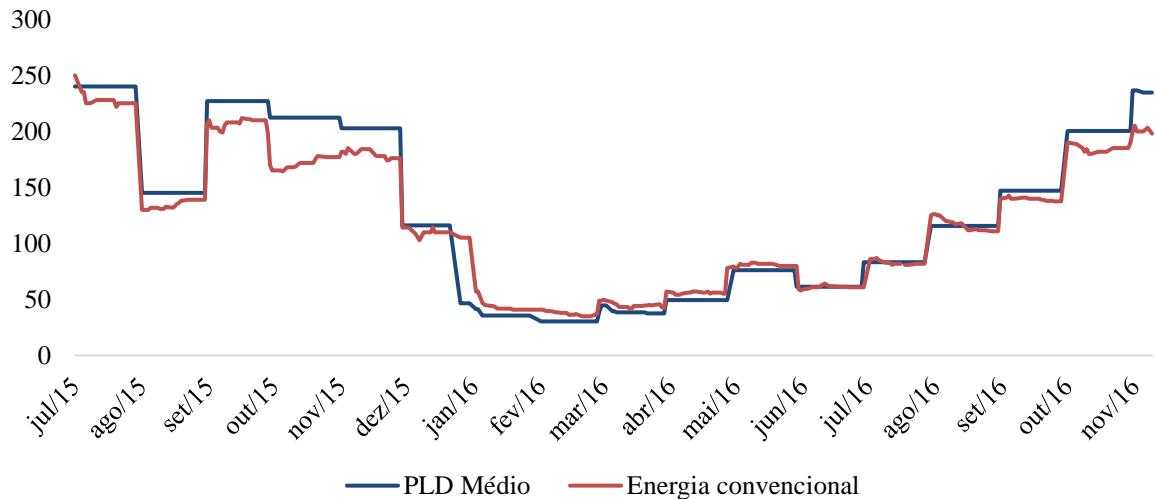
Fonte: MUNHOZ, 2017. Adaptado pelo autor

No curto e médio prazo, a formação de preços no mercado livre é diretamente afetada pela política de operação do SIN. Isso ocorre porque, nesse prazo, os contratos realizados no mercado são direcionados pela curva de CMO presente e futuro, que é oriunda da otimização realizada pelos modelos operativos.

No caso de contratos de curta duração, o PLD é o direcionador de preço, diferenciando-se apenas pelo *spread* cobrado pelo agente comercializador para a operação. Uma forma de visualizar esse mercado é analisando os valores dos preços de energia da BRIX

(Brasil Intercontinental Exchange) na Figura 4, que é uma plataforma que divulga dados históricos e futuros dos contratos.

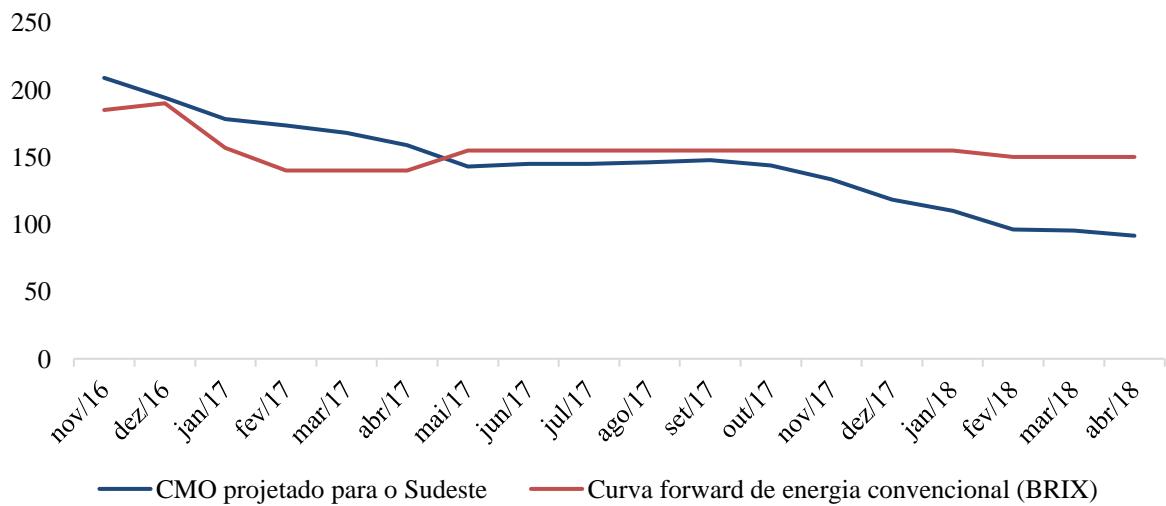
Figura 4 - Preço da energia convencional negociada na BRIX vs PLD no SE-CO (R\$/MWh)



Fonte: BRIX e CCEE (2018)

O PLD influencia também a curva de contratos de médio prazo (1 ou 2 anos), no entanto, nesse caso, há um maior descolamento entre as curvas do CMO projetado e do preço médio dos contratos devido às incertezas futuras. A Figura 5 comprova o argumento, ilustrando a situação da curva forward de energia convencional da BRIX e do CMO projetado para o Sudeste.

Figura 5 - Curva forward de energia convencional vs CMO para o Sudeste (R\$/MWh)



Fonte: BRIX e CCEE (2018).

Dado que o CMO é o principal indicador de escassez de recursos do sistema, os agentes procuram utilizá-lo como forma de orientação em suas negociações em contratos de médio prazo. No entanto, no caso de contratos de prazos mais longos, o CMO não é utilizado contratualmente. Nesses casos, os agentes levam em consideração fatores como planejamento da expansão, segurança energética, perfil desejado para a matriz energética futura e redução de custos operativo. Ou seja, a análise de longo prazo envolve o entendimento da estrutura de custos futuros de acordo com o perfil de operação futura.

Para esses casos, são estabelecidos critérios de suprimento que atuam de forma direta na orientação da expansão do sistema e seus efeitos são percebidos na operação e formação de preço somente quando o sistema planejado se tornar realidade.

Assim, considerando que não há mercado futuro de bolsas no Brasil, que os preços futuros não são públicos e sem mercado secundário, o pesquisador e o mercado não tem base de informações disponíveis para simular preço e risco de preço de contratos de longo prazo do mercado livre.

Dessa forma, levando em consideração que os contratos no mercado livre são em sua maioria de prazo inferior a 5 anos, a única alternativa que se encontra é a partir da base de dados de PLD. Essa aproximação pode ser feita, uma vez que existem resoluções feitas pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) que estabelecem critérios de suprimento que o aproximam do CMO. São elas:

- Resolução nº 1, de 18/11/2004, do CNPE, estabeleceu, em seu artigo 2º, como critério de garantia de suprimento para o SIN que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica não poderia exceder a 5% em cada um dos subsistemas que o compõe;
- Resolução nº 9, também do CNPE, em 2008, estabeleceu que o critério de cálculo das garantias físicas de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica “adote a igualdade entre Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitando o limite de risco de insuficiência da oferta de energia elétrica” estabelecido na resolução de 2004.

3.3.1 Dificuldades

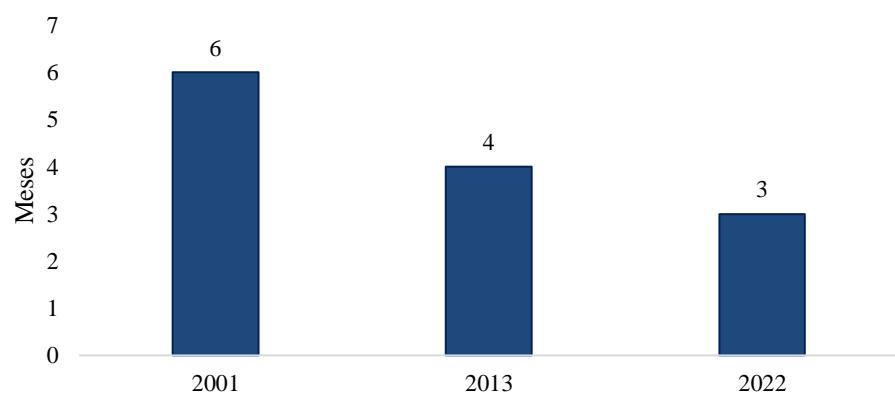
Historicamente, o Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) foi construído e operado aproveitando o enorme potencial hidrológico existente no país. Grande parte das variações existentes no CMO ocorreram devido às diferenças na disponibilidade de água entre o período seco e úmido ao longo dos anos, e as diferenças dentro de horas ou dias não eram muito relevantes para ordenar o despacho.

No entanto, o SEB está atravessando um período de muitas transformações na matriz energética brasileira, o que tem tornado muito complexo a coordenação e o controle das operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional.

Como parte das principais transformações, pode-se citar o aumento da geração distribuída, a minimização dos custos de tecnologias de armazenamento e, ainda mais relevante para esse trabalho, o grande aumento das fontes renováveis, principalmente eólica e solar. Essas fontes são intermitentes e apresentam grande volatilidade diária (principalmente a eólica) e sazonalidade ao longo do ano, uma vez que não estocam energia, além de poder flutuar repentinamente.

Além disso, tem-se como fator agravante a capacidade de armazenamento cada vez menor dos reservatórios brasileiros para prover a regularização da capacidade de geração frente a carga total do sistema. A Figura 6 evidencia a diminuição da capacidade de armazenamento das usinas hidroelétricas, uma vez que não se constroem usinas com reservatórios de regularização a mais de duas décadas, fazendo com que as fontes intermitentes catalisem ainda mais o efeito do risco de suprimento.

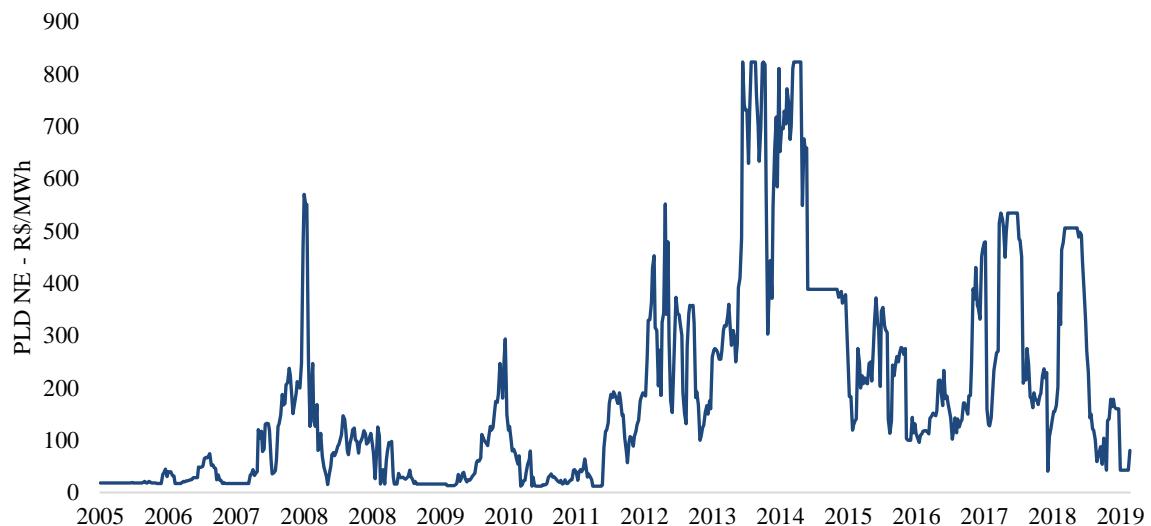
Figura 6 - Capacidade de armazenamento dos reservatórios de usinas hidroelétricas em meses



Fonte: EDP, 2017. Adaptado pelo autor

Dessa forma, no Brasil, o PLD tem apresentado significativa volatilidade e imprevisibilidade, tornando o Mercado de Curto Prazo um ambiente caracterizado por elevada incerteza e frequentes interferências regulatórias. No gráfico da Figura 7, é possível comprovar a expressiva volatilidade do PLD nos últimos anos para a região Nordeste, por exemplo. Em Janeiro de 2012, a região obteve uma das maiores variações do período ($PLD_{semana} / PLD_{semana\ anterior}$), chegando a aproximadamente 7 vezes superior. A volatilidade foi calculada a partir do desvio padrão da série de variações e obteve-se o resultado alto de 41%. E a preocupação dos agentes de geração eólica, principalmente, é de que a volatilidade horária seja inclusive superior a sazonal, indicada pela Figura 7.

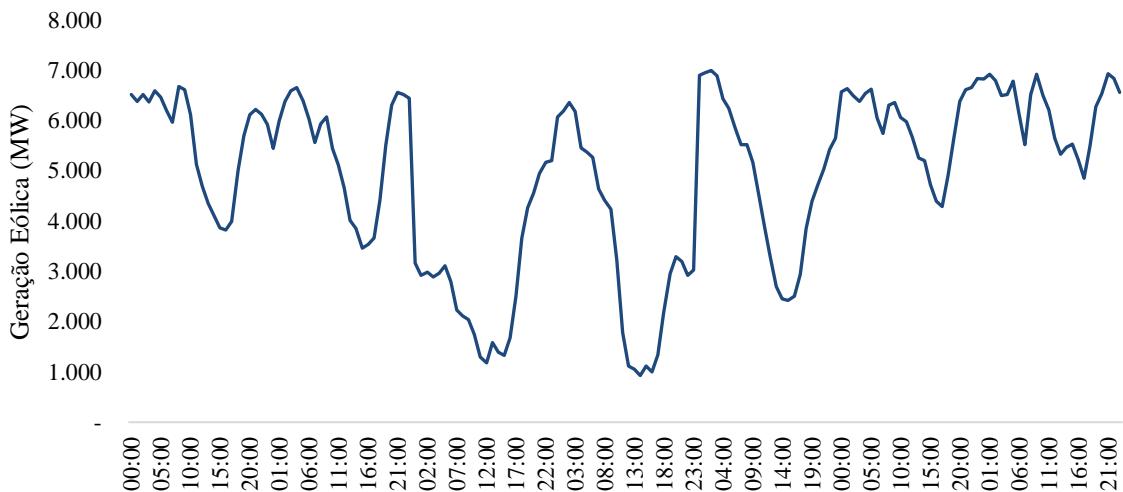
Figura 7 - Valores de PLD Semanal desde 2005 para a Região Nordeste



Fonte: CCEE 2019. Elaborado pelo autor

É possível concluir que a variação do CMO baseada apenas na disponibilidade de água não é mais a realidade no Brasil. A carga de geração de energia não controlável no sistema varia muito, tanto dentro da semana como dentro do próprio dia. Com relação a energia eólica, em particular, existem enormes diferenças nos dias de semana e fins de semana (Figura 8) assim como no período da tarde e no início da manhã (Figura 9). Lembrando que, embora as usinas hidrelétricas continuem a ter um papel importante no mix de abastecimento brasileiro, elas vêm perdendo participação de mercado para outras fontes, principalmente as usinas de energia solar e eólica.

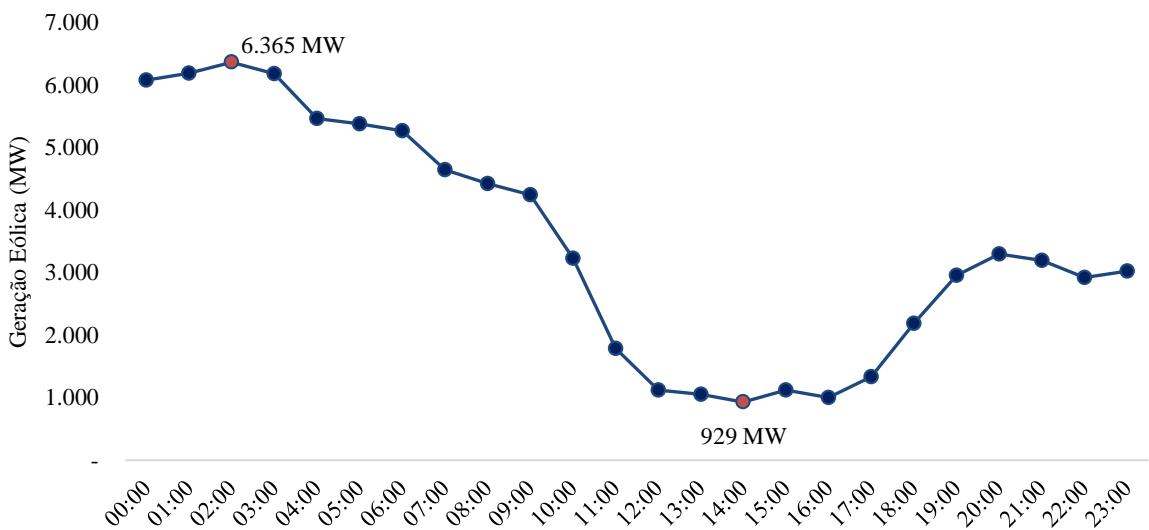
Figura 8 - Variação de carga diária em um típico dia da semana e fim de semana



Fonte: ONS, 2019. Elaborado pelo autor

A geração eólica pode apresentar grandes variações ao longo de um dia comum, conforme mostra a Figura 9. A região Nordeste, no dia 7 de maio de 2019, atingiu máximo de 6,365 MW às 2:00hs mantendo um patamar próximo dos 5,000 MW durante o período da manhã. No entanto, atingiu um mínimo de 929 MW às 14:00hs, apresentando grande oscilação em poucas horas. Individualmente, a oscilação tende a ser maior.

Figura 9 - Variabilidade da geração eólica ao longo de um dia no Nordeste



Fonte: ONS 2019, elaborado pelo autor

Dessa forma, é possível argumentar que o custo de oportunidade da água não pode mais ser empregado com uma semana de antecedência, uma vez que o perfil de oferta e demanda mudou ao longo dos anos. Isso significa que os preços de mercado têm, e terão no futuro, mudanças cada vez mais frequentes em curtos períodos de tempo. Nessa condição, o envio da programação será muito diferente nas horas do dia e, como pode ser o caso no futuro, o despacho de hora em hora e os ajustes de preço serão necessários. Em outras palavras, os desenhistas do mercado brasileiro têm que projetar um processo para inserir mais granularidade no mercado de curto prazo.

A implementação de maior granularidade temporal no mercado de curto prazo permitirá uma interação com a demanda. Se o preço do pico de carga for muito alto, os consumidores terão incentivos econômicos para modificar seu perfil de curva de carga para pagar menos pela eletricidade. Além disso, permitirá que as usinas térmicas de pico com baixo custo fixo, alto custo variável e sem contratos de longo prazo recuperem seu investimento e custo fixo.

3.3.2 Preço Horário

Tendo em vista aprimorar o setor elétrico brasileiro, incluindo a formação de preços no MCP, o MME, em julho de 2017, conduziu a Consulta Pública nº 33/2017 e, em novembro de 2017, conduziu a Consulta Pública nº 42/2017, e no ano de 2019 a CP 71/2019, com o objetivo de avaliar especificamente os impactos da implantação do preço horário do MCP.

As pesquisas confirmaram a latente necessidade da implantação dos preços horários no MCP para assegurar a correta sinalização do valor da energia elétrica ao longo do dia e, como consequência dessa iniciativa, o sinal de preços horários entrará em vigor em janeiro de 2021 no setor elétrico brasileiro, com simulações desde 2018.

A metodologia adotada pelos agentes do setor elétrico para calcular os preços horários é o modelo computacional DESSEM, com discretização temporal de até meia hora e aspectos operativos de curto prazo para um horizonte de até duas semanas.

Para implantar essa nova metodologia, determinou-se que fosse realizada uma operação sombra que teve início em abril de 2018, com o intuito de avaliar seus impactos no mercado e realizar ajustes necessários para que seja possível sua implantação a partir de janeiro de 2021.

3.4 Modelos de Contratação

Tanto no ACL quanto no ACR, a relação entre vendedores e compradores é estabelecida a partir de contratos de compra e venda, os quais devem ser obrigatoriamente registrados pela CCEE.

O ACR é voltado para empresas de distribuição com contratos de energia de longo prazo para atender seu mercado cativo. Para garantir a confiabilidade de suprimento, as distribuidoras são obrigadas a estarem 100% contratadas e, em caso de subcontratação, ficam sujeitas a penalidades. Assim, o ACR possibilita maior previsibilidade na expansão da capacidade instalada.

A aquisição de energia nesse ambiente deve ser feita através de leilões, uma vez que esses possibilitam a alocação eficiente de recursos garantindo a modicidade tarifária, em linha com os objetivos do modelo do setor. Os contratos de longo prazo no ACR podem ser feitos de duas formas: quantidade e disponibilidade.

Nos contratos por quantidade, o risco é assumido pelo gerador enquanto, no outro, o risco fica por conta das distribuidoras, ou seja, dos consumidores. No caso do primeiro, o gerador se compromete a entregar a quantidade energia contratada no leilão à distribuidora. Nesse caso, o gerador fica exposto ao mercado de curto prazo caso não consiga entregar todo o montante contratado, tendo que comprar e vender energia ao PLD.

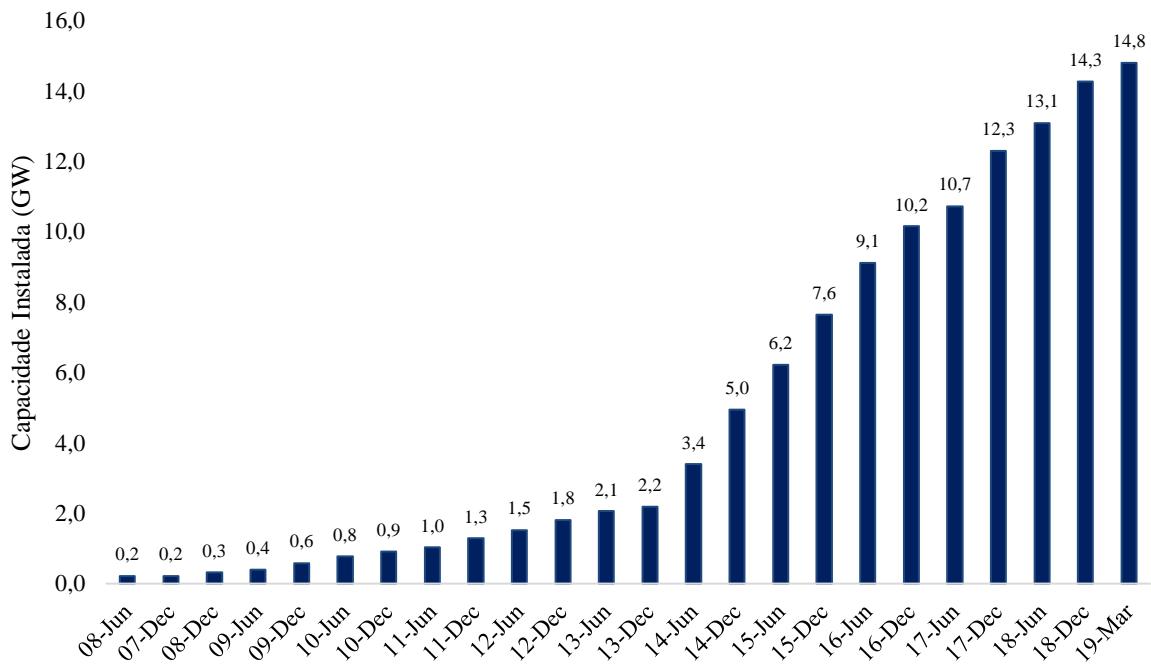
Nos contratos de disponibilidade, no entanto, utilizado para termelétricas, o gerador recebe uma receita fixa, independente da geração, pela disponibilidade de sua usina ao sistema (como se fosse o pagamento do aluguel da usina) e os custos variáveis do despacho/operação da usina são de responsabilidade do comprador. Assim, transfere-se para as distribuidoras (e consequentemente para os consumidores) o risco de entrega da energia.

3.5 O Cenário Eólico

A fonte eólica tem demonstrado crescimento expressivo no Brasil na última década. Ela deixou de ser uma fonte alternativa para ter papel essencial na matriz energética brasileira, sendo hoje uma fonte de energia já consolidada. No ano de 2019, a fonte eólica passou a ser a segunda maior fonte em capacidade instalada do país, com cerca de 9% de participação. Como mostra a Figura 10, em 2009, a capacidade instalada em geração eólica no Brasil era inferior a 1GW e abastecia cerca de 2 milhões de consumidores. Em março de 2019

estava com 14,8GW, abastecendo 70 milhões de pessoas (considerando-se apenas consumo residencial), com força para levar essa potência a 25GW até 2026 (LOPES, 2019).

Figura 10 - Crescimento da capacidade eólica instalada (GW) desde 2008



Fonte: ABEEólica, 2018. Elaborado pelo autor

O excelente desempenho da fonte eólica no Brasil se deve à alguns fatores. O primeiro deles são os bons ventos. O Brasil possui ventos com a intensidade certa e sem mudanças bruscas de velocidade ou de direção, ótimos para produção de energia eólica. Além disso, as características boas dos ventos resultam em ótimos fatores de capacidade (proporção entre a produção efetiva de uma usina e sua capacidade total máxima). Enquanto a média mundial está ao redor de 25%, o Brasil teve um fator de capacidade de 42% registrado em 2018, atingindo valores próximos a 60% e 70% no Nordeste, em meses específicos (ABEEólica, 2018).

Quando se olha para o período dos últimos 10 anos, percebe-se o quanto a fonte eólica se consolidou no seguimento de energias renováveis e se tornou uma alternativa sustentável dentro da matriz energética brasileira. Com 601 parques eólicos e 7,5 mil aerogeradores, distribuídos por 12 Estados do Brasil, a fonte eólica se tornou em 2019 a segunda maior fonte de energia elétrica do país, em evidência também na Tabela 3 (LOPES, 2019).

Parte dessa evolução é fruto de investimento acumulado equivalente a pouco mais de US\$32 bilhões entre os anos de 2010 e 2017. Apenas em 2017, foram para o setor R\$11,5 bilhões, que representam 60% de todo o investimento feito em fontes renováveis (LOPES, 2019).

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Panorama

A energia eólica é comercializada majoritariamente no ACR, por meio de Leilões de Energia de Reserva (LER), Leilões de Fontes Alternativas (LFA) e, principalmente, Leilões de Energia Nova (LEN), sendo o primeiro comprado pela CCEE e os dois últimos pelas distribuidoras de energia elétrica.

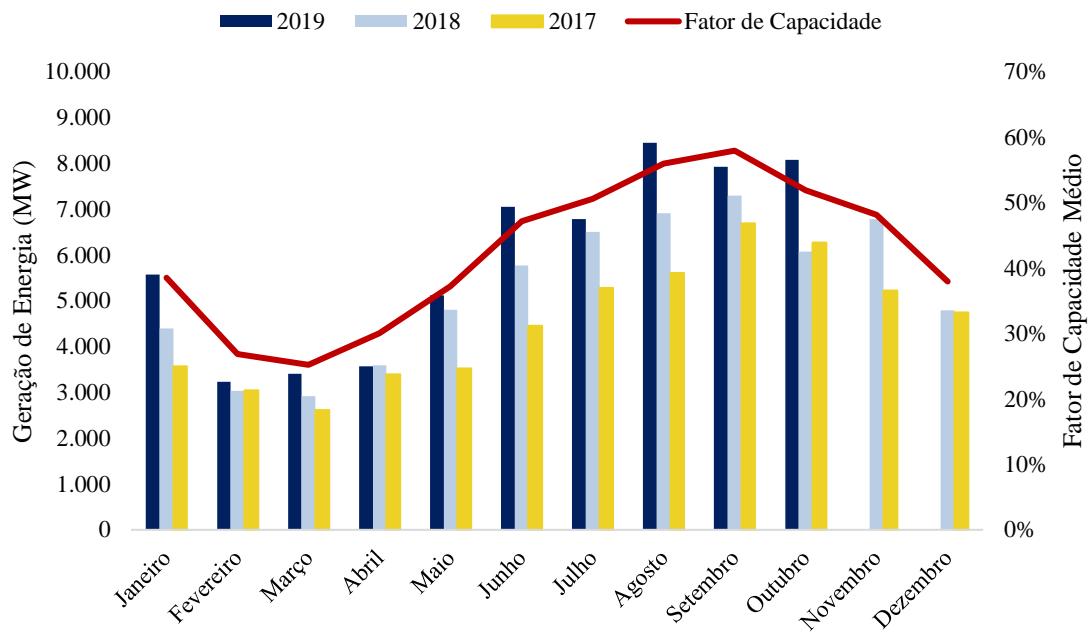
Como são ambientes de contratação regulada, cabe aos órgãos governamentais responsáveis pelos leilões, definir diretrizes gerais de contratação (ano de início de entrega, prazo do contrato, fontes participantes, requisitos técnicos, etc.), assim como, as condições de suprimento, estabelecidas pelo edital e seus anexos (o principal anexo é o contrato de compra e venda de energia elétrica). Nesse ambiente, além de definir as condições descritas neste parágrafo, deve-se ainda definir alguns parâmetros de responsabilidade entre comprador e vendedor, dentre eles: sazonalização e modulação da energia suprida.

O volume contratado no ambiente regulado é em base anual, entretanto, a sazonalidade determina a distribuição mensal da quantidade anual. Já a modulação define a distribuição horária diária dos volumes contratados.

De 2009 (ano do primeiro leilão de contratação de energia eólica), até o 28º LEN, em agosto de 2018, os geradores eólicos vendiam contratos de sazonalização *flat* (mesmo volume de entrega de energia ao longo do ano), por disponibilidade, com contabilização quadrienal. Em outras palavras a obrigação de entrega era apenas em base anual, com bandas de segurança para ajuste de diferença entre a energia contratada e suprida por ano, após ciclo de quatro anos. No entanto, desde então, a fonte eólica passou a ser comercializada em contratos por quantidade, o que transferiria o risco da sazonalidade aos geradores, entretanto, o contrato estabelecia que a entrega ao longo do ano fosse em função da geração, ou seja, na prática, anulou-se o efeito da contratação por quantidade.

Essa discussão do modelo de contrato, deve-se pelo fato da curva de geração do parque eólico variar ao longo do ano, em função do regime de ventos sazonal. A Figura 11 ilustra o comportamento da curva de geração eólica durante o ano, acompanhando sempre o comportamento do fator de capacidade médio, tendo seu pico entre os meses de agosto e outubro e seu mínimo entre fevereiro e abril.

Figura 11 - Geração Eólica e Fator de Capacidade Mensal



Fonte: ONS, 2019. Elaborado pelo autor

E como descrito anteriormente, nos contratos por quantidade, a produção de energia é verificada mensalmente, de acordo com a curva de produção sazonal informada por cada geradora e, no caso de déficits, a liquidação ocorre no mercado de curto prazo.

No entanto, os primeiros contratos por quantidade estipulavam que se deveria seguir o perfil de produção de energia declarado pelo gerador independentemente do perfil da demanda (distribuidoras), ou seja, a sazonalização (distribuição mensal do volume contratado) era definida pelos próprios geradores eólicos. Desta forma, o risco de exposição ao PLD pela geração abaixo do contratado é transferido para a distribuidora (consumidor).

Mas as mudanças continuaram, e, recente decisão da ANEEL, em setembro de 2019, aprovou para o LEN A-6 (A-6 porque a entrega é no sexto ano da realização do leilão, logo o LEN A-6 de 2019 é para início de suprimento em 2025), que ocorreu em outubro de 2019, a inclusão da sazonalidade de carga nos contratos por quantidade, ou seja, a sazonalização dos contratos de geração de energia eólica devem ser definidos seguindo o perfil da demanda (POLITO; MAIA, 2019). Essa medida retira o risco de exposição ao mercado de curto prazo dos consumidores e o transfere para os geradores.

A grande preocupação em um cenário de PLD horário é a introdução de liquidações financeiras horárias, uma vez que, além do impacto sazonal (mês a mês) haverá também o

impacto causado pelas variações dentro do dia. Isso pode provocar uma exposição financeira ainda maior no mercado de curto prazo para os geradores eólicos.

Assim, a mudança da formação do PLD semanal para o PLD horário pode provocar impactos negativos nos negócios de geradores eólicos, uma vez que essa fonte produz energia majoritariamente durante a noite, quando os ventos são mais favoráveis e o preço da energia é baixo em função da pouca demanda da carga. Porém, durante a tarde, quando o preço da energia atinge seu pico, por conta da alta demanda e da temperatura, os parques eólicos não tem muita capacidade de produção.

4.2 Cenário Base

Como se trata de um problema do setor como um todo, a autora não julga ideal realizar as análises sobre um parque eólico único específico, uma vez que, a depender da localização do parque e, consequentemente, do regime de ventos, os resultados podem ser diferentes. Portanto, deve-se criar um modelo em que se leva em conta o comportamento geral do setor eólico. Assim, as análises são feitas a partir de um parque eólico genérico e hipotético delimitado inicialmente para um único submercado.

O submercado Nordeste detém aproximadamente 86% de toda a potência eólica brasileira instalada (Tabela 5). Dessa forma, delimitou-se as análises inicialmente apenas para esse submercado, uma vez que ele representa quase a totalidade do setor.

Tabela 5 - Capacidade Instalada e Número de Parques por Estado

UF	Potência Instalada (MW)	Parques	Submercado
RN	4.068,0	151	Nordeste
BA	4.005,0	160	Nordeste
CE	2.045,5	79	Nordeste
RS	1.831,9	80	Sul
PI	1.638,1	60	Nordeste
PE	782,0	34	Nordeste
MA	328,8	12	Norte
SC	238,5	14	Sul
PB	157,2	15	Nordeste
SE	34,5	1	Nordeste
RJ	28,1	1	Sul
PR	2,5	1	Sul
Total	15.159,9	608	-

Fonte: ABEEólica, 2018. Adaptado pelo autor

Assim, o presente trabalho tem como objetivo central avaliar o impacto que a implementação do PLD horário traria para o valor de um parque eólico hipotético, uma vez que os parques sofreriam negativamente com a contabilização horária.

Para isso, deve-se obter primeiramente o impacto que essa mudança traz para a receita de um parque eólico e, a partir daí, calcular seu valor intrínseco.

Para dar subsídios a esta análise, é preciso levantados dados de empreendimentos eólicos na literatura de forma que a análise reflita a realidade do setor eólico no Brasil. Tais dados incluem os custos de investimento e de Operação e Manutenção (O&M) do parque eólico, carga tributária, depreciação, vida útil, dentre outros dados.

5 MODELAGEM

Para calcular o valor intrínseco do parque eólico, optou-se pelo uso do método de Fluxo de Caixa Descontado e o ponto de partida é o entendimento do desempenho financeiro passado do parque, principalmente quanto aos recursos utilizados e suas aplicações, refletidos no balanço patrimonial da empresa, e do resultado gerado por esses ativos, visível na demonstração de resultado.

Como o presente trabalho trata de um parque eólico hipotético, não há informações prontas sobre os demonstrativos financeiros; dessa forma, é necessário construir essas informações baseando-se em premissas do setor.

5.1 Demonstrações de Resultado

O modelo utilizado para construção do Demonstrativo de Resultado está apresentado na Tabela 6. Antes de entender como os cálculos foram feitos, é importante entender como a base de informações foi construída; dessa forma, nos itens abaixo, tem-se as premissas e valores utilizados para a construção do Demonstrativo de Resultado.

Tabela 6 - Modelo utilizado para construção da Demonstração de Resultado

Receita Bruta
(-) Deduções
PIS
COFINS
TFSEE - Fisc. ANEEL
(=) Receita Líquida
(-) Custos
Operação e Manutenção
TUST/TUSD
(=) Lucro Bruto
(-) SG&A
Depreciação
Amortização
(=) Lucro Operacional
(-) Juros
(=) Resultado antes do IR e CSLL
(-) IR + CSLL
(=) Lucro Líquido
(-) IR + CSLL
(=) EBT
(+) Juros
(=) EBIT (LAJIR)
(+) D&A
(=) EBITDA

Fonte: Elaborado pelo autor

5.1.1 Receita Bruta

A receita do parque é dada pela quantidade de energia gerada no ano multiplicada pelo seu preço. Dessa forma, podemos dividir o cálculo da receita bruta em duas etapas: curva de geração de energia e preço

5.1.1.1 Curva de Geração

O cálculo da energia gerada por um parque eólico ao longo de um ano de operação pode ser realizado através da Equação (5-1).

$$G = FC \times Pot \times h \quad (5-1)$$

Onde:

- G é a Geração de energia anual em MWh/ano
- FC é o fator de capacidade do parque eólico;
- Pot é a potência máxima instalada MW
- h é o número de horas em um ano (aprox. 8.760)

A potência instalada do parque é uma variável do modelo e pode ser alterada conforme o tamanho do parque eólico que se deseja avaliar. Para iniciar o modelo, optou-se por modelar um parque eólico de 100MW.

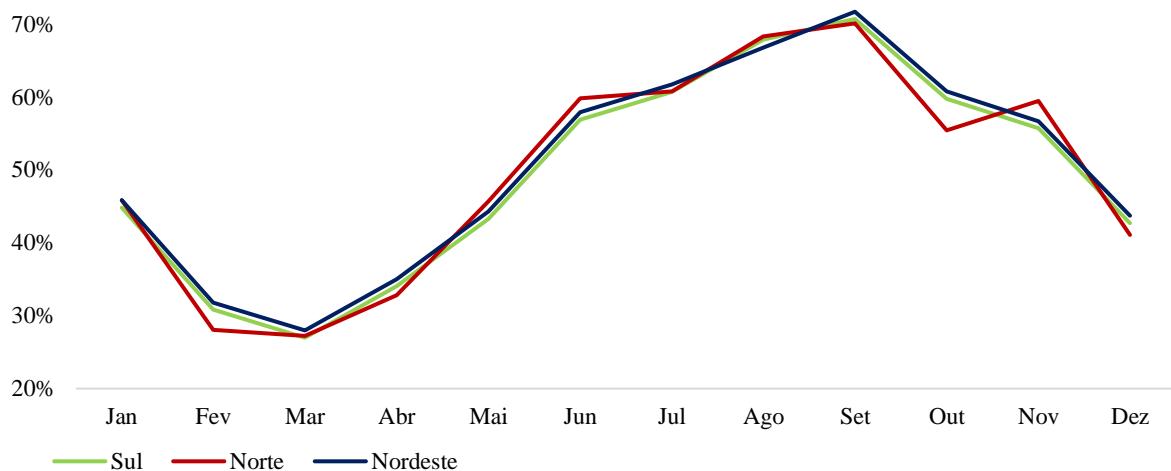
Por fim, para calcular a geração hora a hora de energia do parque, é necessário determinar o comportamento da curva do seu fator de capacidade horário, ou seja, é preciso ter não só o fator de capacidade médio do parque mês a mês, mas também é preciso saber como ele varia durante as horas do dia.

A partir do histórico de geração de energia eólica hora a hora dos últimos quatro anos e dos fatores de capacidade mensais, ambos disponibilizado pelo ONS, deve-se seguir os seguintes passos para encontrar o histórico dos fatores de capacidade horários do submercado:

1. Calcular, a partir do histórico de geração do ONS, a geração média de energia horária de cada submercado por mês;
2. Dividir a geração média horária de energia pelo fator de capacidade mensal do respectivo mês, também disponível no site do ONS, obtendo, assim, o potencial médio máximo horário de geração de energia daquele submercado naquele mês;
3. Calcular os fatores de capacidade horário dividindo-se o potencial máximo de geração de energia horária pela energia real gerada a cada hora.

Agora, com o histórico dos fatores de capacidade horários dos últimos quatro anos, é possível construir as curvas dos fatores de capacidade médio por mês (Figura 12) e, para cada mês, construir as curvas de fator de capacidade hora a hora.

Figura 12 - Curvas de Fator de Capacidade por Submercado



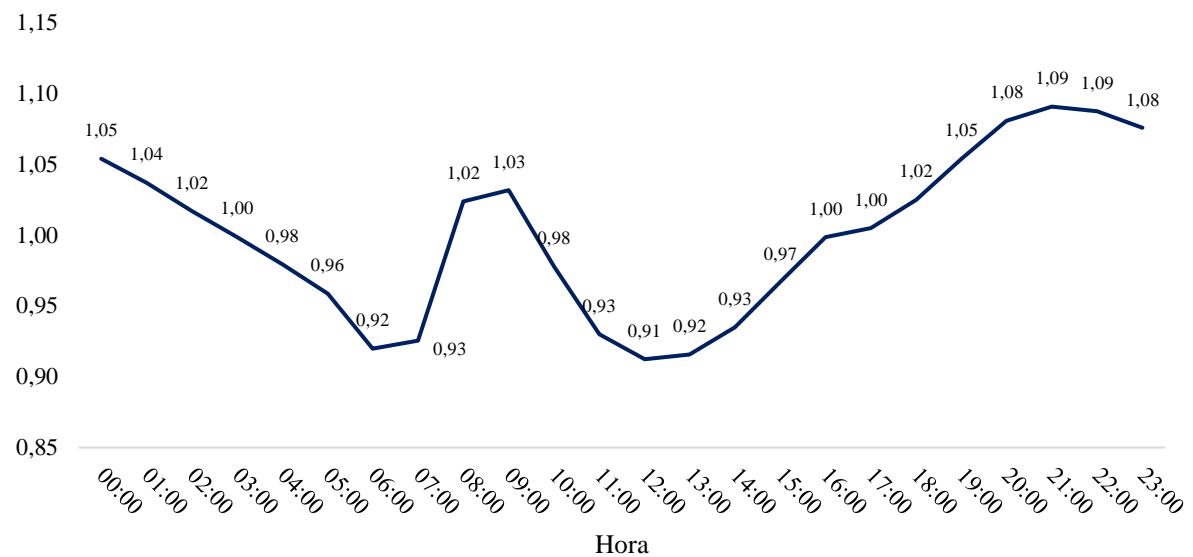
Fonte: ONS, 2019. Elaborado pelo autor

No entanto, com o passar dos anos, o fator de capacidade das usinas aumentou devido a melhor eficiência operacional implantada pelos parques eólicos e pelo desenvolvimento tecnológico das turbinas. Ou seja, quando analisamos os fatores de capacidade de parques eólicos de alguns anos atrás, seus valores absolutos são mais baixos quando comparados com os valores atuais. Em 2018, no Nordeste, por exemplo, o fator de capacidade médio brasileiro foi de 43% enquanto, em 2011, tem-se um fator de capacidade médio de 28%.

Dessa forma, quando calcular a curva de fator de capacidade horário médio dos últimos 4 anos é importante levar em consideração o fator de capacidade horário relativo, ou seja, quanto o fator de capacidade horário varia proporcionalmente em relação ao valor médio, uma vez que considerar apenas seu valor absoluto pode distorcer a análise.

A Figura 13 mostra a média anual da curva do fator de capacidade horário relativo referente ao submercado Nordeste. Nela, é possível notar o alto desempenho do parque eólico na parte da noite, a partir das 19hs, e um menor desempenho relativo durante o período da tarde que se deve ao regime de ventos durante essas horas do dia.

Figura 13 - Fator de capacidade horário relativo para o Nordeste



Fonte: ONS, 2019. Elaborado pelo autor

Calculou-se a curva do fator de capacidade horário relativo (Figura 13) para cada mês do ano e os valores obtidos foram multiplicados pelos respectivos fatores de capacidade médios de cada mês. A Tabela 7 abaixo apresenta os valores finais dos fatores de capacidade por mês e por hora do submercado Nordeste.

Tabela 7 - Fatores de Capacidade por Mês e Por hora do submercado Nordeste

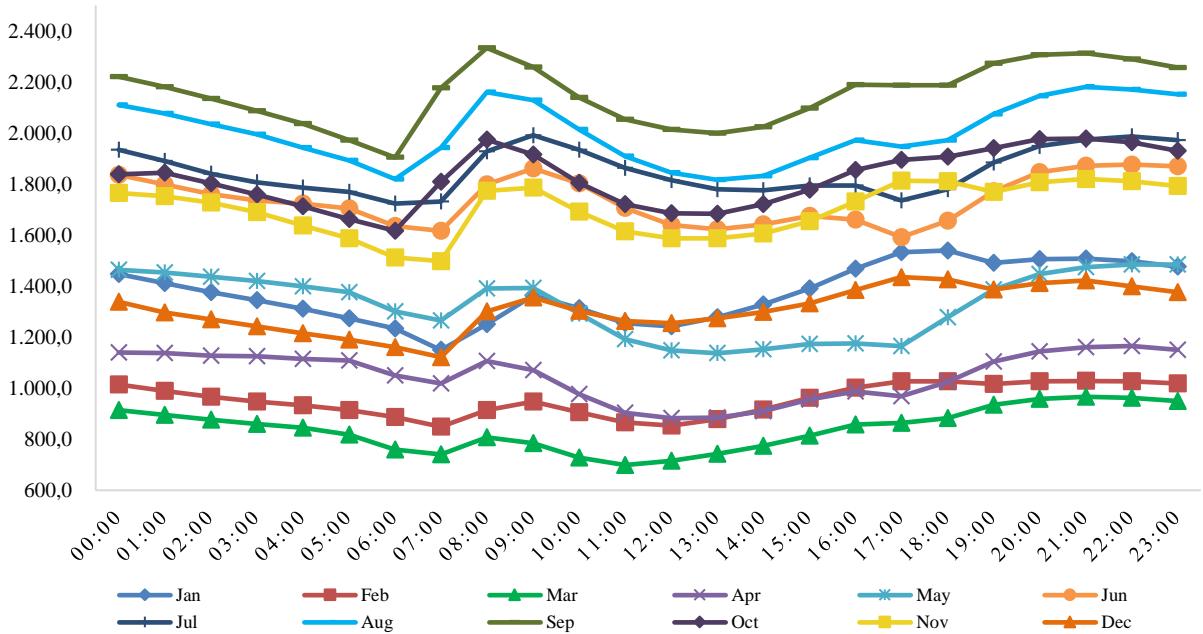
Hora/Mes	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
00:00	48%	34%	30%	38%	49%	61%	64%	70%	74%	61%	59%	45%
01:00	47%	33%	30%	38%	48%	60%	63%	69%	73%	61%	58%	43%
02:00	46%	32%	29%	38%	48%	59%	61%	68%	71%	60%	58%	42%
03:00	45%	32%	29%	38%	47%	58%	60%	67%	70%	59%	56%	41%
04:00	44%	31%	28%	37%	47%	57%	60%	65%	68%	57%	55%	41%
05:00	42%	30%	27%	37%	46%	57%	59%	63%	66%	55%	53%	40%
06:00	41%	30%	25%	35%	43%	55%	57%	61%	63%	54%	50%	39%
07:00	38%	28%	25%	34%	42%	54%	58%	65%	73%	60%	50%	37%
08:00	42%	30%	27%	37%	46%	60%	64%	72%	78%	66%	59%	43%
09:00	45%	32%	26%	36%	46%	62%	66%	71%	75%	64%	60%	45%
10:00	44%	30%	24%	33%	43%	60%	64%	67%	71%	60%	56%	43%
11:00	42%	29%	23%	30%	40%	57%	62%	64%	68%	57%	54%	42%
12:00	41%	28%	24%	29%	38%	55%	60%	61%	67%	56%	53%	42%
13:00	43%	29%	25%	30%	38%	54%	59%	61%	67%	56%	53%	42%
14:00	44%	31%	26%	30%	38%	55%	59%	61%	67%	57%	54%	43%
15:00	46%	32%	27%	32%	39%	56%	60%	63%	70%	59%	55%	44%
16:00	49%	33%	29%	33%	39%	55%	60%	66%	73%	62%	58%	46%
17:00	51%	34%	29%	32%	39%	53%	58%	65%	73%	63%	60%	48%
18:00	51%	34%	29%	34%	43%	55%	59%	66%	73%	64%	60%	48%
19:00	50%	34%	31%	37%	46%	59%	63%	69%	76%	65%	59%	46%
20:00	50%	34%	32%	38%	48%	62%	65%	72%	77%	66%	60%	47%
21:00	50%	34%	32%	39%	49%	62%	66%	73%	77%	66%	61%	47%
22:00	50%	34%	32%	39%	49%	63%	66%	72%	76%	65%	60%	47%

Fonte: Elaborado pelo autor

A partir da escala de cores, é possível observar facilmente a maior produção de energia no período da noite em contraste com o menor desempenho do parque durante a tarde, retratando a preocupação do setor em relação à troca da metodologia de especificação.

A partir da Tabela 7 e da potência instalada do parque eólico, é possível obter seu perfil de geração horário (Figura 14), basta aplicar a equação (5-1). É possível observar a maior geração de energia nos meses de junho a novembro, uma vez que o fator de capacidade do parque nesse período é maior.

Figura 14 - Perfil de geração horária de cada mês



Fonte: Elaborado pelo autor

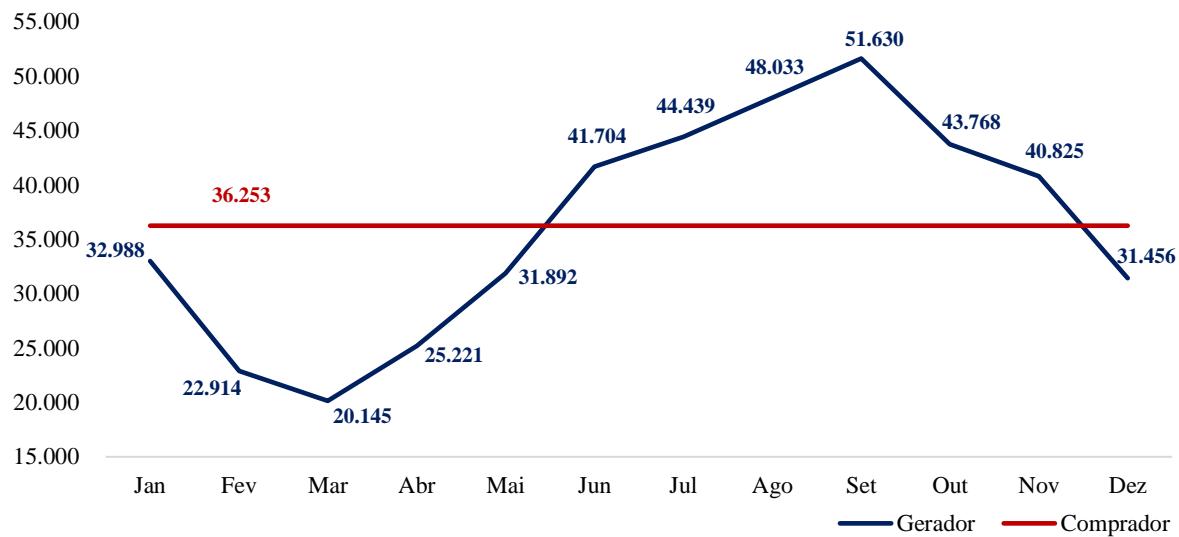
5.1.1.2 Curva de Contratação

Para definição da energia contratada mensal foram considerados os aprimoramentos do modelo de contratação, que transferem o risco das variações de geração ao gerador, com obrigação de entrega *flat* ao longo do ano (admitiu-se que a curva de compra das distribuidoras é flat ao longo do ano), ou seja, a energia contratada em MWh é a mesma para todos os meses e o montante de contratação é fixado em função do P50⁶ da geração anual.

Na Figura 15 é possível visualizar o perfil da curva de geração do parque eólico genérico e sua respectiva curva de geração P50. A partir dessa imagem, fica claro que entre os meses de dezembro a maio, o gerador eólico produz menos energia do que deveria entregar e, portanto, deverá comprar a energia que falta no Mercado de Curto Prazo (MCP). Entre julho a novembro, o gerador produz mais energia e, assim, vende a quantidade de energia sobressalente no MCP.

⁶ O P50 é a probabilidade de que a geração real de energia do parque eólico seja acima de 50%.

Figura 15 - Perfil da curva do Gerador e do Comprador (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

5.1.1.3 Preço

O preço da energia utilizado foi o PLD, sendo que dois cenários foram criados: um com PLD semanal e outro com PLD horário. O PLD semanal é fornecido pelo site da CCEE, o qual disponibiliza todo o histórico.

Para o caso do PLD horário, foi utilizado os valores do PLD horário sombra, também disponibilizados no site da CCEE. Nesse caso, não são valores vigentes, apenas simulados para utilização de análises, uma vez que esta metodologia está prevista para entrar em operação apenas em janeiro de 2021.

O PLD horário apenas começou a ser simulado em abril de 2018; dessa forma, para que haja os doze meses completos de dados, utilizou-se os valores de setembro de 2018 a agosto de 2019. Esse intervalo foi também utilizado para os preços semanais, para que houvesse mesma base comparativa.

Na Tabela 8, tem-se os valores utilizados para o cenário base do PLD Semanal. Calculou-se o preço médio de cada hora do dia para todos os meses do ano a partir do histórico disponibilizado pela CCEE. No entanto, para os preços semanais, não há discretização horária, ou seja, tem-se o mesmo valor para todas as horas do dia, podendo haver uma pequena variação caso haja diferentes preços para diferentes níveis de carga (leve, médio ou pesado).

Tabela 8 - Tabela de Preços do PLD Semanal

Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Média	84,8	164,2	154,1	42,3	51,0	78,7	177,7	212,2	473,0	271,9	124,0	71,2

Fonte: CCEE, 2019. Elaborado pelo autor

Já na Tabela 9, tem-se os valores utilizados para o cenário base do PLD Horário. É possível observar através do padrão das cores o comportamento geral dos preços ao longo do dia. De uma forma geral, a alta dos preços acontece no período da tarde e início da noite, entre 14hs e 20hs e, conforme era esperado, tem-se preços mais baixos durante a noite, o que evidencia a preocupação do setor eólico quanto à mudança de metodologia de precificação.

Tabela 9 - Tabela de Preços do PLD Horário

Hora/Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
00:00	63,5	244,8	199,5	159,2	57,7	57,7	181,6	206,7	438,4	284,9	122,2	98,8
01:00	63,4	244,7	184,8	152,6	54,0	56,1	180,3	200,7	434,7	283,6	121,5	97,4
02:00	63,4	244,6	182,7	148,6	56,3	55,3	179,0	199,9	432,6	282,9	121,0	97,2
03:00	59,3	244,6	159,1	145,5	70,8	55,2	178,8	199,8	431,5	282,4	120,7	97,1
04:00	59,3	244,7	164,7	148,5	71,2	54,5	180,2	199,5	431,9	282,0	120,7	97,1
05:00	59,1	244,8	164,7	147,0	69,9	54,5	180,3	198,9	435,1	275,2	120,9	97,2
06:00	58,2	239,1	172,5	142,6	65,7	54,3	174,9	195,5	442,0	275,5	120,9	97,0
07:00	61,5	238,8	174,8	146,1	66,5	57,3	177,9	189,3	448,1	269,8	121,1	95,4
08:00	61,6	236,3	179,6	162,5	85,4	60,4	182,1	193,4	456,1	288,7	123,0	96,1
09:00	63,3	243,5	179,9	177,9	88,7	64,7	183,5	197,7	462,0	292,4	124,4	96,6
10:00	66,2	243,7	180,2	186,8	91,9	65,6	184,5	205,5	466,1	293,8	125,0	101,4
11:00	66,4	249,9	180,0	184,5	88,0	66,8	186,0	209,5	467,7	294,3	125,3	103,0
12:00	66,4	250,5	184,0	181,4	86,8	68,8	186,5	211,1	467,7	293,8	125,2	103,0
13:00	66,4	250,6	184,4	180,2	86,6	69,3	187,5	216,4	468,4	294,6	125,4	104,7
14:00	66,5	250,9	185,0	181,8	88,4	70,3	187,8	220,2	468,9	295,1	125,9	105,3
15:00	66,7	250,9	184,8	183,3	89,3	73,7	187,9	224,1	468,9	295,1	126,1	105,3
16:00	66,6	250,7	184,4	184,0	89,3	73,9	188,0	225,3	469,4	294,4	125,8	105,2
17:00	66,4	249,5	183,9	183,7	88,4	75,8	188,3	231,8	471,1	287,4	125,3	104,9
18:00	66,3	247,0	184,7	184,8	87,7	77,1	190,0	232,3	475,7	295,6	125,2	104,7
19:00	66,3	250,6	184,9	182,2	80,9	76,2	187,9	231,5	475,5	295,6	125,7	113,8
20:00	66,5	256,3	185,0	181,0	81,2	74,6	185,5	231,1	474,4	294,7	125,7	114,3
21:00	65,5	258,2	177,4	180,3	78,7	74,1	185,4	231,3	473,5	286,5	125,3	120,6
22:00	65,5	258,0	176,9	180,6	78,9	73,4	184,5	230,8	470,8	284,8	125,0	120,7
23:00	65,2	273,8	175,7	179,9	78,7	72,2	180,6	229,7	464,2	289,0	124,2	119,8
Média Mês	64,2	248,6	179,7	170,2	78,4	65,9	183,7	213,0	458,1	288,0	123,8	104,0

Fonte: CCEE, 2019. Elaborado pelo autor

Para calcular a variação da receita do parque eólico devido à mudança de metodologia de precificação, é necessário, primeiramente, calcular a receita total do parque para o caso em que ele opera em PLD Semanal. Esse é o cenário de partida, no qual o parque tem apenas três preços por semana e liquida suas variações financeiras apenas uma vez por mês. O segundo passo é o cálculo da receita do parque operando em PLD horário. Nesse caso, tem-se um preço por hora e as liquidações financeiras são horárias.

5.1.2 Deduções

Seguindo para a próxima linha da demonstração de resultado da empresa, devem ser analisadas as deduções da receita que resultam na receita líquida. Esse componente do resultado é composto pelos impostos sobre a receita, são eles:

- **PIS e COFINS:** contribuições sociais de natureza tributária. O parque eólico opera na base do lucro presumido, uma vez que sua receita bruta total no ano-calendário é inferior a R\$ 78.000.000,00. Dessa forma, adota-se as alíquotas de 0,65% e 3% para Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) respectivamente (BRASIL, 2018).

5.1.3 Custos e despesas

Pode-se dividir os custos e despesas de um parque eólico em duas categorias principais: Operação/Manutenção e Tarifas do setor.

De acordo com o relatório apresentado pela EPE de contribuições à Audiência Pública da Aneel nº12/2019 (ANEEL, 2019), um parque eólico pode seguir alguns valores de referência que foram adotados nesse trabalho. Assim, o custo variável de manutenção e operação do parque eólico considerado foi de R\$ 94/kW.ano.

Em relação às tarifas do setor, encontram-se as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão (TUSD e TUST respectivamente). Essas tarifas são reguladas pela ANEEL

- **TUSD:** Tarifa paga pelos consumidores conectados aos sistemas elétricos das concessionárias de distribuição, com o propósito de remunerar o uso do sistema de distribuição.
- **TUST:** Tarifa paga por distribuidoras, geradoras e consumidores livres que utilizam a Rede Básica de transmissão de energia elétrica. A arrecadação do pagamento dessa tarifa é utilizada para pagar as transmissoras que disponibilizam o serviço àqueles que utilizam a Rede Básica.

Adotando novamente as premissas apresentadas pela EPE (2019), utilizou-se o valor de referência de R\$ 3,5/kW.mês para as tarifas TUSD/TUST.

5.1.4 Outras componentes do resultado

Além dos componentes que impactam o resultado operacional da empresa, ou seja, receitas, custos e despesas, há também componentes que impactam o resultado da companhia. São eles:

- **Depreciação e amortização:** Como a empresa opera em Lucro Presumido, a depreciação não impacta na geração de caixa da companhia uma vez que não há alteração da base de cálculo do imposto de renda.
De acordo com a ANEEL, cada componente da turbina eólica tem um tempo de vida útil diferente, variando entre 15 a 30 anos. No entanto, como não é trivial determinar o peso de cada componente dentro do custo dos aerogeradores e trabalhar com vida útil diferente por componente do aerogerador aumentaria a complexidade da modelagem sem ganhos proporcionais na qualidade, optou-se por uma vida útil constante de 20 anos, a mesma da duração do contrato. Sendo assim, a taxa de depreciação é de 5% a.a.
- **Despesas financeiras:** Aqui tem-se os juros vindos do financiamento do projeto, que corresponde a 65% do investimento total do projeto.
 - **Investimento:** A premissa utilizada para calcular o investimento total de um parque eólico foi de R\$ 3.500/kW (ANEEL, 2018). Para o caso de um parque eólico com 100MW, como é o caso do parque em estudo, tem-se um investimento total de R\$350 milhões.

- **Financiamento:** O Financiamento é feito no Sistema Price (prestações constantes), uma vez que esse sistema tem a vantagem onerar menos a capacidade de pagamento no início da operação, contribuindo para um fluxo de caixa descontado maior quando comparado com o Sistema de Amortizações Constantes (SAC).

A taxa de desconto utilizada como taxa de juros é o k_d , calculado no item 2.2.4.

- **Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL):** Devido a adoção do lucro presumido, esses impostos são calculados tomando como base de cálculo 8% da receita bruta do parque eólico para IR e 12% para CSLL, deduzida das exclusões previstas, e aplicando-se as alíquotas de 25% e 9% respectivamente.

A Tabela 10 apresenta um resumo das características calculadas e premissas adotadas para a modelagem do parque eólico

Tabela 10 - Tabela resumo de premissas e parâmetros do modelo

Parâmetros	Valores
Potência Instalada	100 MW
Submercado	Nordeste
Fator de Capacidade P50	50%
PIS	0,65% sobre Receita Bruta
COFINS	3% sobre Receita Bruta
Imposto de Renda e Contribuição Social	3,08% sobre Receita Bruta
Capex	R\$ 3.500/kW
O&M	R\$ 94/kW.ano
TUSD/TUST	R\$ 3,5/kW.mês
Taxa de Depreciação	5% a.a.
Construção	1 ano

Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 Demonstração dos fluxos de Caixa

Com o intuito de analisar a conversão do resultado econômico em fluxo de caixa para os investidores do negócio, é necessário construir também a demonstração do fluxo de caixa

do parque. O modelo considerado para a Demonstração do Fluxo de Caixa está apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 – Modelo utilizado para construção da Demonstração do Fluxo de Caixa

Atividades Operacionais
Lucro Líquido
(-) Depreciação e Amortização
Atividades de Investimento
(-) Compra de Ativos
Atividades de Financiamento
(-) Pagamento de Juros de Financiamento

Fonte: Elaborado pelo autor

5.3 Projeções dos resultados

A fim de se projetar a receita do parque eólico, deve-se levar em consideração dois fatores principais: (i) expansão da potência instalada e (ii) aumento do preço do mercado.

Assume-se que o parque eólico não expande sua potência máxima instalada assim que atinge sua potência máxima inicialmente definida para sua operação. Parte-se do pressuposto de que outro parque eólico será construído caso haja oportunidade de expansão.

Quanto ao preço da energia, não há, a princípio, razões para relevante aumento real de preços, de forma que a inflação pode ser usada como base para o reajuste nominal (os contratos de comercialização no ambiente regulado são feitos por 20 anos, com preço ajustado somente pela variação do índice de inflação oficial). Dessa forma, as projeções foram feitas reajustando os valores inicialmente calculados pela inflação conforme expectativas de mercado contidas no Boletim Focus, divulgado pelo Banco Central.

Na Figura 16, obtém-se a receita estimada inicial do parque para o submercado Nordeste e sua projeção, assim como a inflação correspondente de cada ano.

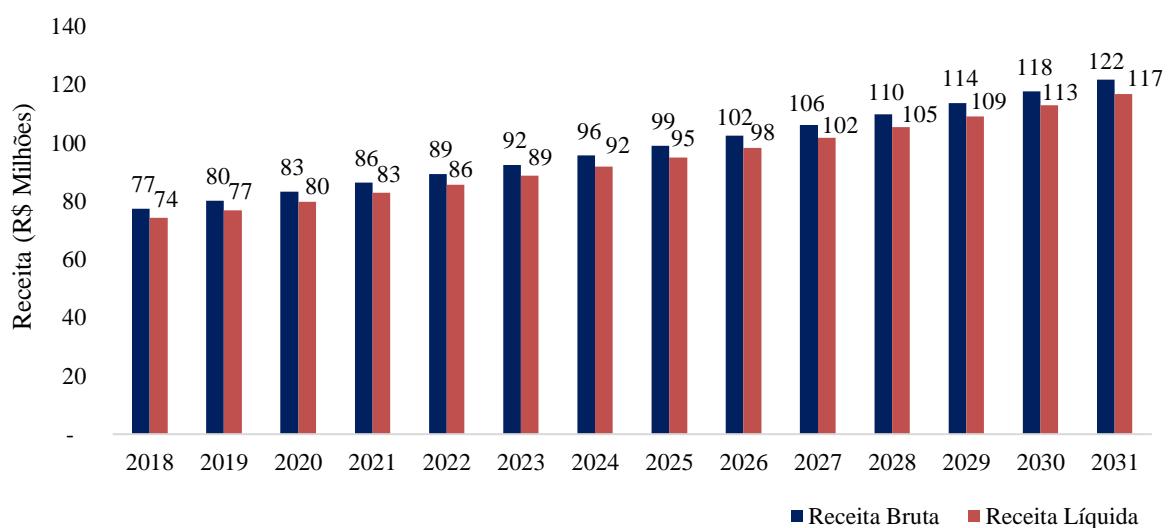
Figura 16 - Projeção da Receita Bruta do Parque Eólico no Nordeste e Inflação



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, subtrai-se as deduções de receita, devido a impostos, para obter a receita líquida do Parque. Para tanto, assume-se como premissa básica a manutenção dos percentuais de incidência sobre a receita bruta de cada um dos componentes das deduções, resultando na projeção de faturamento líquido.

Figura 17 - Projeção da receita da Empresa Bruta e Líquida do Parque Eólico



Fonte: Elaborado pelo autor

Com a linha de receita projetada, prossegue-se para a projeção dos custos. Os custos se resumem a custos de manutenção e operação e custos específicos do setor, como visto no item 4.1.3. Assim como na linha da receita, não há razões para relevante aumento real dos custos, de forma que os valores iniciais foram projetados apenas corrigidos pela inflação.

A linha de despesas é constituída pela depreciação do parque. Nesse caso, o valor total do investimento é distribuído igualmente durante os 20 anos de operação do parque, implicando em uma taxa de depreciação anual de 5%.

Por fim, tem-se a linha de pagamento de juros devido ao financiamento. Como dito acima, utilizou-se a metodologia PRICE e, nesse caso, dividiu-se o pagamento em 18 prestações anuais, assim como é o comum feito pelo BNDES. A Tabela 12 apresenta o valor das parcelas assim como o montante de juros e amortização embutido em cada uma delas.

Tabela 12 – Parcelas do financiamento e montante de juros

Ano	Prestação	Amortização	Juros	Saldo Devedor
0	-	-	-	245,00
1	26,8	6,31	20,52	238,69
2	26,8	6,83	20,00	231,86
3	26,8	7,41	19,42	224,45
4	26,8	8,03	18,80	216,43
5	26,8	8,70	18,13	207,73
6	26,8	9,43	17,40	198,30
7	26,8	10,22	16,61	188,08
8	26,8	11,07	15,76	177,01
9	26,8	12,00	14,83	165,00
10	26,8	13,01	13,82	152,00
11	26,8	14,10	12,73	137,90
12	26,8	15,28	11,55	122,62
13	26,8	16,56	10,27	106,07
14	26,8	17,94	8,89	88,12
15	26,8	19,45	7,38	68,67
16	26,8	21,08	5,75	47,60
17	26,8	22,84	3,99	24,76
18	26,8	24,76	2,07	0,00
Total	482,9	245,0	237,9	-

Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, ao projetar a linha da receita e dos custos e adicionar a depreciação e o pagamento de juros no modelo, todas as outras linhas são preenchidas automaticamente, pois estão referenciadas à algumas dessas outras linhas.

Para calcular o impacto da mudança de metodologia de PLD semanal para PLD horário no valor de um projeto de parque eólico, aplicou-se o método de Avaliação de Empresas por Fluxo de Caixa Descontado.

A partir das informações calculadas nos demonstrativos financeiros, utilizou-se o modelo apresentado na Equação (5-2), baseado em DAMODARAN (2002), para calcular o Fluxo de Caixa para a Empresa do parque eólico.

$$\begin{aligned}
 & \text{Lucro Antes de Juros e Impostos} \\
 & \times (1 - \text{Alíquota de Imposto de Renda}) \\
 & (+) \text{D\&A} \\
 & (-) \text{Capex}
 \end{aligned} \tag{5-2}$$

Sendo assim, o fluxo de caixa do projeto é descontado pelo custo médio ponderado do capital (WACC ou k_c). Os parâmetros utilizados para o cálculo estão resumidos na Tabela 13.

Tabela 13 - Resumo dos parâmetros utilizadas para cálculo do k_c

Parâmetro	Valor
D/PL	233%
Beta Desalavancado	0,17
Beta Alavancado	0,57
Taxa Livre de Risco	3,01%
Risco do País	2,50%
Retorno do Mercado	5,96%
Ke (US\$)	8,89%
Inflação Brasil	3,50%
Inflação US	1,70%
Ke (R\$)	10,81%
Kd	8,90%
WACC	9,47%

Fonte: Elaborado pelo autor

Para isso, um modelo econômico-financeiro foi desenvolvido, em uma planilha de *Microsoft Excel*® (disponível em meio eletrônico anexo ao Trabalho de Formatura). O modelo conta com as seguintes abas:

1. Painel: corresponde à central de controle e visualização do modelo. Nesta aba, diferentes variáveis de entrada podem ser alteradas para verificar seu impacto no valor justo da empresa. Dentre elas:
 - a. Potência Instalada (MW);
 - b. Premissas unitárias de Custo e Investimento: Capex, TUST/TUSD e O&M;
 - c. Curva de Consumo: A curva de consumo foi inicialmente programada para o P50 da energia anual do parque. No entanto, é possível alterar essa variável.
 - d. Fator de capacidade
2. Base de Dados Semanal: Contém todo o histórico de dados de geração e preço, bem como os cálculos de fator de capacidade para o modelo do parque eólico operando em PLD Semanal;
3. Base de Dados Horário: Contém todo o histórico de dados de geração e preço, bem como os cálculos de fator de capacidade para o modelo do parque eólico operando em PLD Horário;
4. Fator de Capacidade e Curva do Setor: Cálculo das curvas médias de fator de capacidade mensal e horário;
5. Financiamento: Cálculo do Financiamento do projeto: suas parcelas, juros e amortização;
6. Modelo1: onde é calculado todos os demonstrativos financeiros e suas projeções até chegar no fluxo de caixa da empresa considerando o parque eólico funcionando com PLD Semanal;
7. Modelo2: onde é calculado todos os demonstrativos financeiros e suas projeções até chegar no fluxo de caixa da empresa considerando o parque eólico funcionando com PLD Horário.

6 ANÁLISES

Com base nas premissas definidas anteriormente e no custo ponderado de capital adequado é possível trazer a valor presente os fluxos de caixa do Parque Eólico calculados, obtendo, assim, uma estimativa para o valor intrínseco do parque. Esse valor também pode ser utilizado para determinar o preço justo a ser pago por um investidor por esse mesmo parque eólico. O resultado obtido é apresentado na Tabela 14 para o modelo utilizando PLD Semanal e na Tabela 15 para o modelo utilizando PLD horário.

Tabela 14 - Aplicação do Método do Fluxo de Caixa Descontado para Parque Eólico operando em PLD Semanal

(R\$ milhões)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 - 2037
LAJIR	43,1	45,3	47,7	50,1	52,5	54,9	57,5	60,1	962,8	
Taxes	(4,5)	(4,4)	(4,3)	(4,3)	(4,2)	(4,2)	(4,1)	(4,1)	(44,0)	
LAJIR*(1-T)	0,0	38,6	40,9	43,4	45,9	48,3	50,8	53,3	56,0	918,9
(-) D&A	0,0	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	210,0
(+) Capex	(350,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCFF	(350,0)	56,1	58,4	60,9	63,4	65,8	68,3	70,8	73,5	1.128,9
VP do FCFF	(350,0)	51,4	49,0	46,9	44,7	42,5	40,5	38,5	36,6	320,9
VP Total	321,0									

Fonte: Elaborado pelo autor

Tabela 15 - Aplicação do Método do Fluxo de Caixa Descontado para Parque Eólico operando em PLD Horário

(R\$ milhões)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026 - 2037
LAJIR	40,0	42,0	44,3	46,6	48,9	51,2	53,6	56,1	902,0	
Taxes	(4,7)	(4,5)	(4,4)	(4,3)	(4,2)	(4,1)	(4,1)	(4,1)	(42,8)	
LAJIR*(1-T)	0,0	35,3	37,5	39,9	42,4	44,7	47,1	49,5	52,0	859,2
(-) D&A	0,0	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	17,5	210,0
(+) Capex	(350,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FCFF	(350,0)	52,8	55,0	57,4	59,9	62,2	64,6	67,0	69,5	1.069,2
VP do FCFF	(350,0)	48,4	46,2	44,2	42,2	40,2	38,3	36,4	34,6	303,9
VP Total	284,5									

Fonte: Elaborado pelo autor

Segundo o modelo econômico financeiro, no caso do cenário base projetado, é possível traçar as seguintes conclusões:

- O valor presente do Fluxo de Caixa para a Empresa do Parque Eólico genérico do setor nordeste de 100MW operando em PLD Semanal é igual a R\$321 milhões;
- A troca da metodologia de precificação para PLD horário gerou uma queda na receita variável anual do parque de R\$3,4 milhões, que corresponde a 41% da receita variável e 4,4% da receita total inicial;
- O valor presente do Fluxo de Caixa para a Empresa do Parque Eólico operando em PLD Horário é igual a R\$285 milhões, ou seja, perda de 11% do valor total do empreendimento.

Confirma-se, portanto, o motivo de grande preocupação do setor em relação à mudança de metodologia de precificação, uma vez que, ao operar em PLD Horário, a receita variável do parque diminui. Esse resultado comprova o fato de que, para a energia eólica, a volatilidade horária é superior à sazonal de forma a prejudicar o resultado financeiro anual do parque.

Na Tabela 16, é possível ver como a receita variável do parque se comporta nos diferentes meses do ano. No início do ano, principalmente entre fevereiro e maio, o parque eólico não produz toda a energia necessária que deve ser entregue de acordo com o que é previsto em contrato e, portanto, deve recorrer ao Mercado de Curto Prazo para comprar energia. Já no segundo semestre, principalmente entre julho e outubro, o parque produz mais energia e, nesse caso, vende no Mercado de Curto Prazo.

Tabela 16 - Receita Variável do parque eólico

Receita Variável (kR\$)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
PLD Semanal	-277	-2.191	-2.483	-467	-222	429	1.455	2.500	7.283	2.048	568	-341
PLD Horário	-206	-3.311	-2.893	-1.893	-361	360	1.504	2.517	7.060	2.169	568	-488
Variação	71	-1.120	-410	-1.426	-139	-69	49	18	-222	121	-0	-147

Fonte: Elaborado pelo autor

Ao comparar o desempenho das duas metodologias, é possível observar que ao operar com PLD Horário, o parque eólico passa a ter uma receita variável anual menor quando comparado ao cenário em que opera com PLD Semanal e liquidações financeiras mensais. Isso, pois, o gerador aumenta sua exposição ao mercado de curto prazo, principalmente

comprando energia nos horários em que o preço está alto e vendendo energia com preços mais baixos.

6.1 Simulações de Monte Carlo

Uma grande preocupação do setor se encontra no fato de a receita de um parque eólico e, portanto, seu valor justo, estão fortemente conectados à variáveis voláteis, principalmente a geração de energia total do parque e o preço pago por MWh de energia gerado (neste trabalho sendo representado pelo PLD).

A geração de energia é altamente dependente do fator de capacidade do parque, que varia conforme o regime de ventos. Além disso, o preço também sofre grandes variações, uma vez que está atrelado à demanda de energia do momento, riscos hidrológicos, nível de carga do sistema, entre outros.

Dessa forma, a fim de enriquecer os resultados optou-se por realizar algumas análises através de Simulações de Monte Carlo. Para isso, utilizou-se uma extensão do *Microsoft Excel* chamada *Crystal Ball*, que permite realizar simulações de Monte Carlo com facilidade, após a atribuição de uma distribuição probabilidade para as entradas de interesse do modelo.

Para avaliar como o valor intrínseco do Parque Eólico poderia ser impactado por variáveis que não podem ser totalmente controladas, foram feitas simulações seguindo um cenário sendo que as entradas do modelo seguem as seguintes características:

- O fator de capacidade médio do parque eólico segue uma distribuição normal e sua média é a mesma do valor atual de 50%;
- Os preços, tanto horários quanto semanais, também seguem uma distribuição normal, com média igual aos valores iniciais.

Para o desvio padrão, foram utilizados os valores padrões sugeridos pelo *Crystal Ball*, que correspondem à 10% do valor atribuído à média da distribuição, e foram programados 1000 ensaios por simulação.

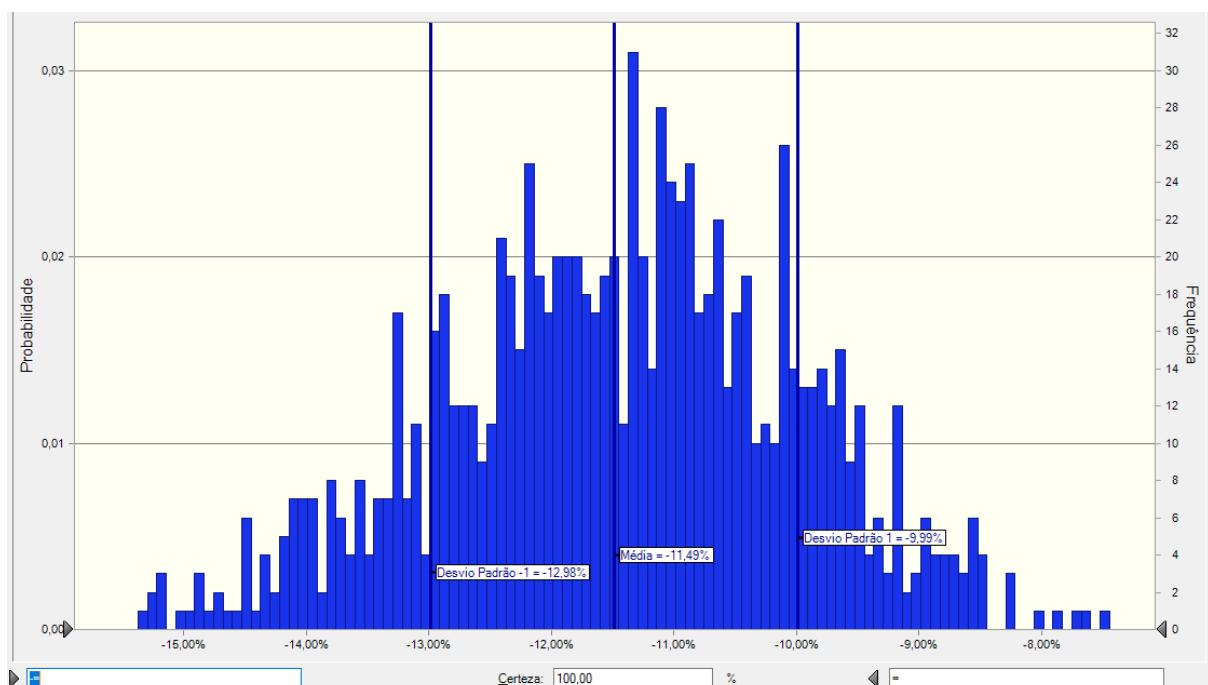
Os cenários modelados levam em consideração valores médios do setor elétrico de geração e preço da energia. No entanto, energia é um ativo volátil (especialmente energias renováveis intermitentes como a eólica), que depende do clima, da quantidade de chuvas, do regime de ventos, dos níveis dos reservatórios, etc. Seu preço e a quantidade total de energia

produzida variam ao longo do tempo e, por isso, é importante que essas variações sejam consideradas.

Dessa forma, em um primeiro cenário, simulou-se o impacto causado pela variação do seu fator de capacidade. Dessa forma é possível medir como a volatilidade da geração de energia durante o ano afeta o impacto da mudança de metodologia de formação de preços.

No cenário base, concluiu-se que o empreendimento desvalorizava cerca de 11,4%. Após a simulação (Figura 18), obteve-se uma média de 11,5% com desvio padrão de 1,5%.

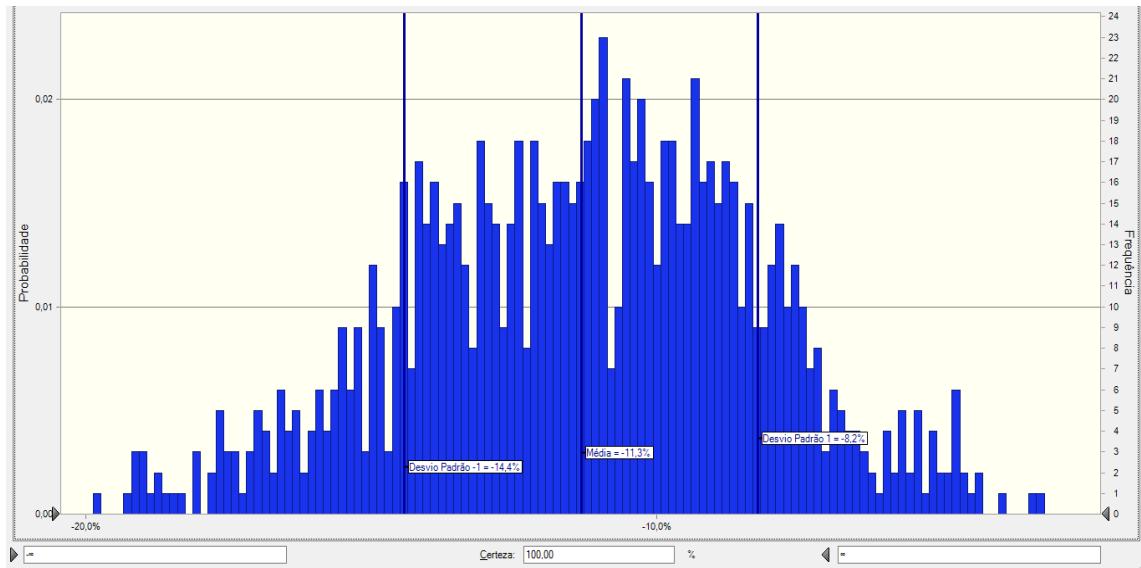
Figura 18 – Desvalorização do parque eólico devido à variação do fator de capacidade (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

Em um segundo cenário, optou-se por simular apenas a variação do preço horário, para entender como essa variável pode impactar no modelo e, nesse caso, obteve-se uma média de 11,3%, e um desvio padrão de 3,1% (Figura 19), esta última resposta consideravelmente maior que do cenário anterior. Portanto, pode-se concluir que a volatilidade do preço da energia pode ter um impacto maior no valor justo do parque do que a volatilidade da capacidade de geração de energia.

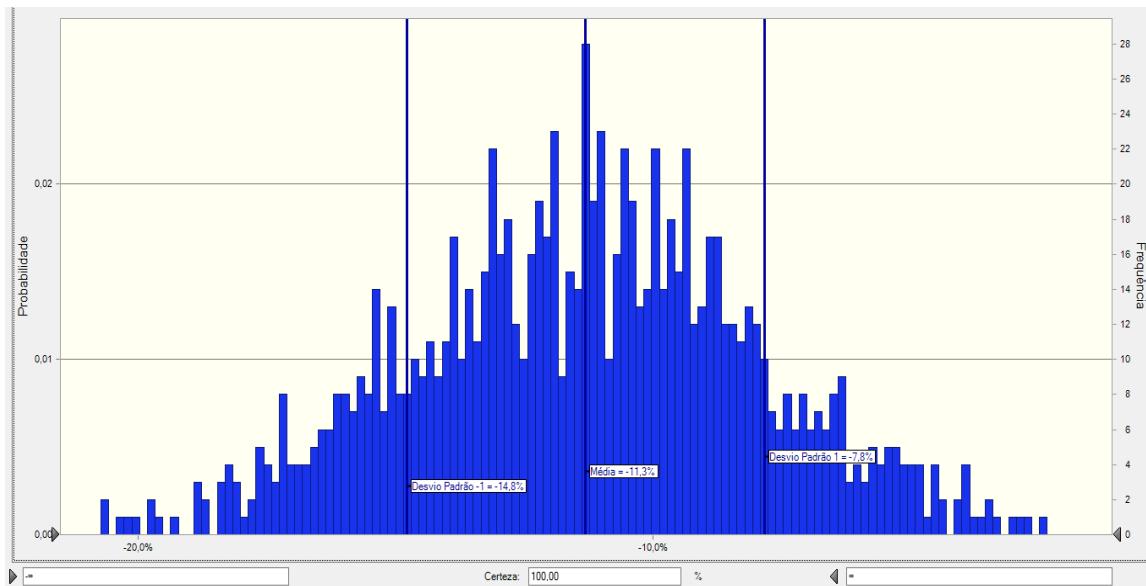
Figura 19 - Desvalorização do parque eólico devido à variação do preço (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

No entanto, pensando no cenário real em que o parque eólico opera, deve-se considerar as variações, tanto de preço quanto de geração de energia, acontecendo simultaneamente. Dessa forma, simulou-se um terceiro cenário para entender o impacto da combinação dessas variações (Figura 20). Obteve-se uma média de desvalorização do parque de 11,3% com desvio padrão de 3,5%. É importante observar que, em nenhum momento, a simulação mostra um impacto positivo, ou seja, uma valorização do empreendimento com a nova metodologia horária.

Figura 20 - Desvalorização do parque eólico devido à variação do preço e fator de capacidade (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

6.1.1 Curva de contratação P90

Até o momento, a modelagem foi feita utilizando a curva de contratação com uma estimativa P50, ou seja, a “melhor estimativa”. P50 é essencialmente um nível estatístico de confiança, sugerindo que se espera que o rendimento previsto de recursos eólicos/energia possa ser excedido com 50% de probabilidade. Isso também significa que, com a mesma probabilidade, a expectativa pode não ser alcançada.

O nível de confiança P50 pode representar um risco muito alto para alguns investidores. Portanto, outras probabilidades de excedência, como P90 (estimativa excedida com 90% de probabilidade) são consideradas. Credores e investidores mais aversos ao risco geralmente usam estimativas P90, permitindo o pagamento menos arriscado dos compromissos financeiros do projeto. O valor P90 é um valor mais baixo e espera-se que seja excedido em 90% dos casos.

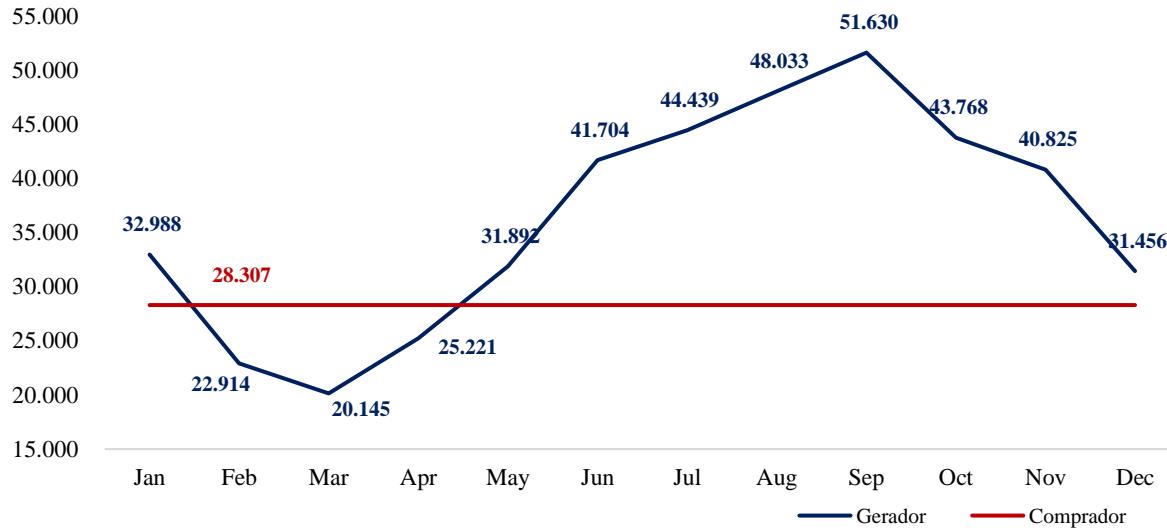
Todos os valores de Pxx são construídos sabendo (i) o P50 e (ii) o valor da incerteza total associada a essa estimativa. É bastante comum ver a incerteza expressa em termos de desvio padrão, que representa um intervalo de confiança equivalente a aproximadamente 68,27% da ocorrência (probabilidade de excedência de 84%).

Pressuposto simplificado da distribuição normal, a incerteza em P90 pode ser calculada simplesmente multiplicando o desvio padrão por 1,282. Assim, calculou-se o desvio padrão dos valores de geração horária de energia do submercado Nordeste entre os anos de 2017 e 2019 e encontrou-se um valor de 17,1%, logo, uma incerteza em P90 de 21,9%. A partir da Equação (6-1), calculou-se a estimativa P90 do parque eólico e, obteve-se o resultado de um fator de capacidade médio de 39,3%.

$$P90 = P50 * (1 - Incerteza\ P90) \quad (6-1)$$

A partir da Figura 21 é possível visualizar o perfil da curva de geração do parque eólico genérico e sua respectiva curva de contratação P90. Nesse caso, o gerador eólico passa a ter uma obrigação de entrega de 28.307 MWh por mês, aproximadamente 7.900 MWh a menos por mês do que no cenário de contratação P50.

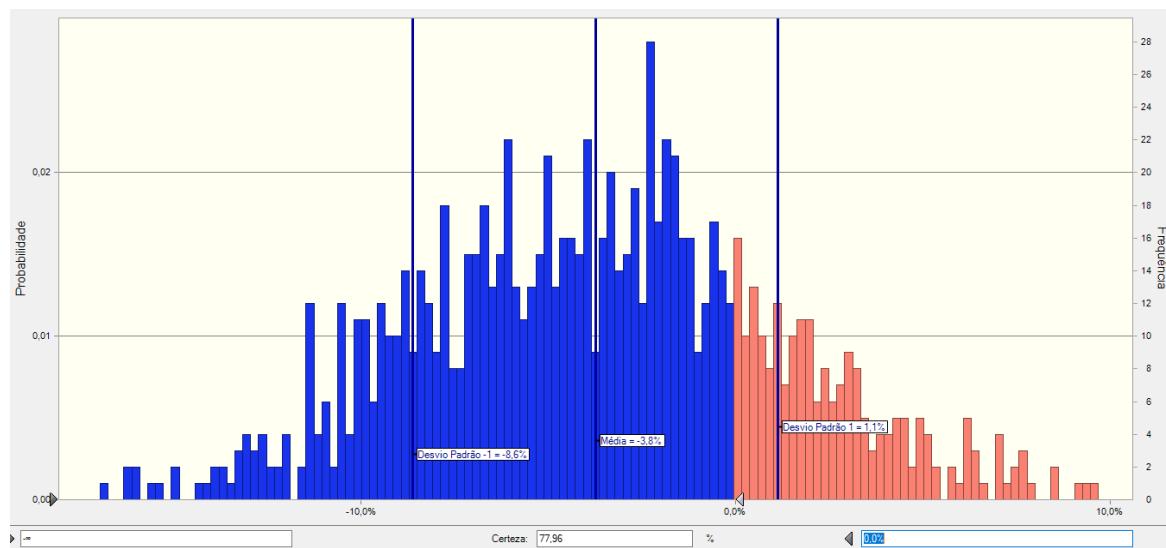
Figura 21 - Perfil da curva do Gerador e do Comprador (P90): Expectativa de geração a P50 e obrigação contratual a P90.



Fonte: Elaborado pelo autor

Levando em consideração o novo cenário modelado acima, simulou-se o impacto da metodologia de precificação horária em relação à metodologia semanal a partir de uma curva de contratação flat baseada no P90 do parque, com expectativa de geração mantida em P50. Obteve-se, nesse caso, uma média de desvalorização de 3,8% (e desvio padrão de 4,8%). Apesar do resultado mostrar uma média em que o parque eólico continua sendo desvalorizado, o impacto é consideravelmente menor, tendo casos (com menor probabilidade) em que pode haver uma pequena valorização do empreendimento (evidente em vermelho na Figura 22).

Figura 22 - Desvalorização do parque eólico devido à variação do preço e fator de capacidade (P90)



Fonte: Elaborado pelo autor

Esse resultado se deve ao fato de que, ao diminuir a quantidade de energia contratada, o parque eólico fica menos exposto ao mercado de curto prazo nos meses em que produz menos energia e, assim, o impacto em sua receita variável com a mudança de metodologia diminui.

6.1.2 Sazonalização e Modulação

De acordo com o edital do leilão A-6, realizado em outubro de 2019, a sazonalização dos contratos por quantidade de eólica e solar deveriam acompanhar o perfil da carga declarada pelo comprador, como ocorre com os projetos hidrelétricos. Até então, o parque eólico modelado estava operando sob sazonalização e modulação flat, no entanto, ao optar por uma sazonalização e modulação de acordo com o perfil de carga do consumidor, a exposição financeira do gerador pode se tornar ainda maior.

Dessa forma, optou-se por simular o impacto da mudança da metodologia de precificação para contratos com sazonalização e modulação de acordo com o perfil de carga de diferentes consumidores (residencial, industrial e comercial).

Para entender o funcionamento do perfil de carga de cada tipo de consumidor utilizou-se os valores divulgados pela EPE de consumo mensal e horário de energia elétrica para cada categoria de consumidor analisada. Na Tabela 17 é possível ver como se comporta o consumo de energia ao longo do dia.

Nota-se que o consumidor residencial se caracteriza por um aumento de consumo significativo de entre 18h e 21h, mantendo-se baixo de madrugada e praticamente constante no decorrer do dia. O horário de pico ocorre principalmente devido ao retorno da população às residências após o dia de trabalho.

A curva de carga de consumidores comerciais é caracterizada por ter uma demanda durante o horário comercial com um leve declínio no horário de almoço. Fora do horário comercial a demanda desses consumidores é praticamente para iluminação e refrigeração.

Para consumidores industriais, a curva de carga pode variar de acordo com o tipo de atividade de cada indústria. Dessa forma, utilizou-se uma curva média, onde existe um consumo elevado e constante durante as 24 horas do dia, com uma expressiva redução no horário de ponta, isto se dá devido à utilização de métodos para redução na ponta. A maior demanda deste setor é a iluminação e os motores utilizados na produção.

Tabela 17 - Modulação conforme carga de diferentes tipos de consumidores

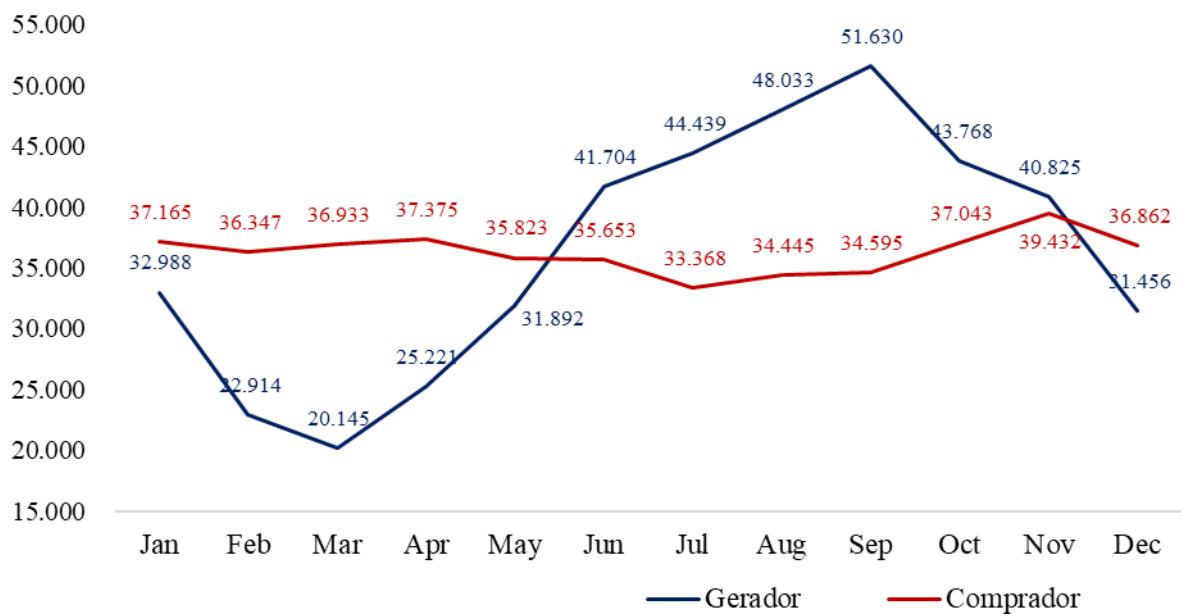
Hora	Residencial	Industrial	Comercial
00:00	5,20%	4,38%	2,26%
01:00	2,83%	4,32%	1,79%
02:00	2,20%	4,32%	1,73%
03:00	2,02%	4,33%	1,37%
04:00	1,73%	4,34%	1,49%
05:00	1,73%	4,36%	1,49%
06:00	1,91%	4,38%	1,73%
07:00	2,20%	4,38%	1,79%
08:00	3,35%	4,36%	2,50%
09:00	3,47%	4,36%	5,36%
10:00	3,58%	4,38%	6,19%
11:00	3,87%	4,38%	6,55%
12:00	4,04%	4,34%	5,36%
13:00	4,56%	4,34%	4,65%
14:00	4,33%	4,38%	5,84%
15:00	3,58%	4,38%	6,55%
16:00	3,76%	4,36%	6,55%
17:00	4,04%	4,38%	6,08%
18:00	4,62%	3,56%	7,03%
19:00	6,93%	2,57%	6,02%
20:00	9,24%	2,77%	5,96%
21:00	8,09%	3,96%	5,66%
22:00	6,93%	4,36%	3,57%
23:00	5,78%	4,38%	2,50%

Fonte: Elaborado pelo autor

Para sazonalar o contrato de acordo com o perfil de carga de um consumidor, utilizou-se os valores divulgados pela EPE de consumo de energia elétrica residencial para o submercado Nordeste para cada categoria de consumidor.

Para consumidores residenciais nota-se um consumo relativamente constante durante o ano, com uma leve queda entre julho e setembro. O gráfico da Figura 23 mostra como a curva de energia contratada (P50), em vermelho, se comporta após a sazonalização.

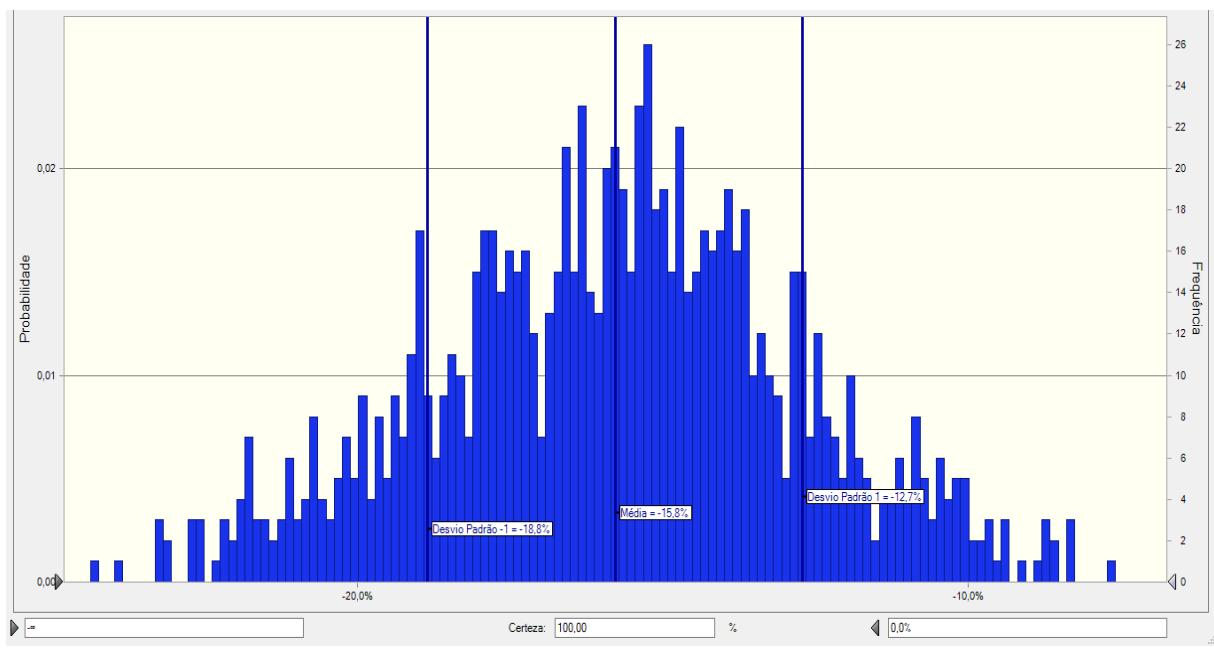
Figura 23 - Contrato modulado a partir do perfil de carga de consumidores residenciais (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

A partir do contrato sazonalizado e modulado de acordo com as premissas mencionadas acima, simulou-se o impacto no valor do parque eólico com a mudança de precificação para o PLD Horário, variando o preço e a geração de energia elétrica (Figura 24), obtendo-se uma média de desvalorização do parque de 15,8% com desvio padrão de 3%.

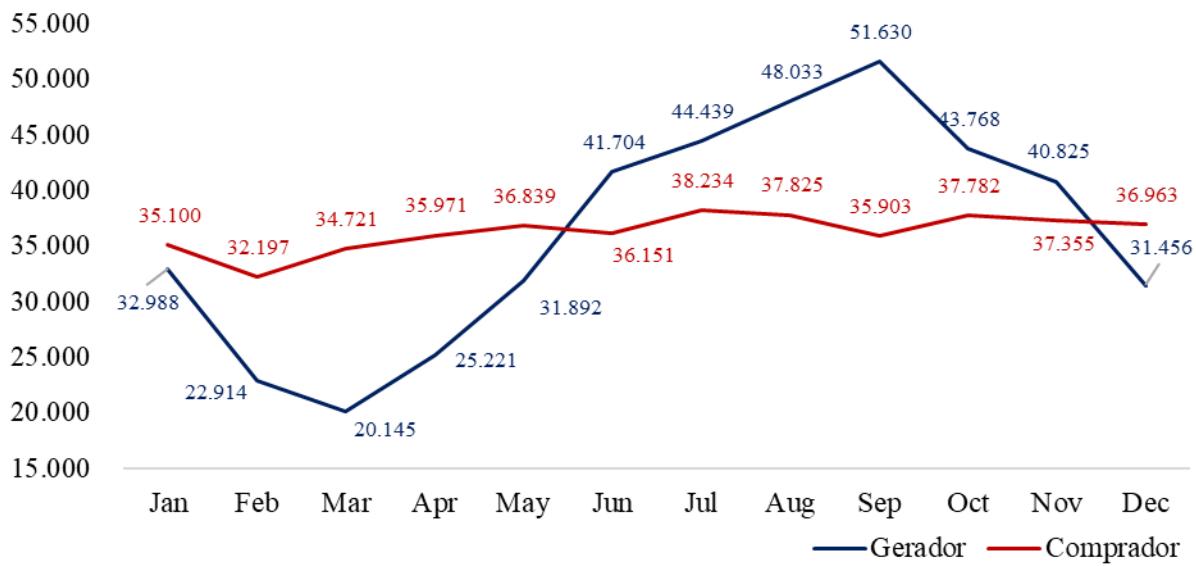
Figura 24 – Desvalorização do parque eólico para consumidores residenciais (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

No caso de consumidores industriais, a Figura 25 mostra como a curva de energia contratada (P50), em vermelho, se comporta após a sazonaisação. Nesse caso também se tem um consumo de energia bem distribuído e constante ao longo do ano, com variações levemente acentuadas nos primeiros meses do ano.

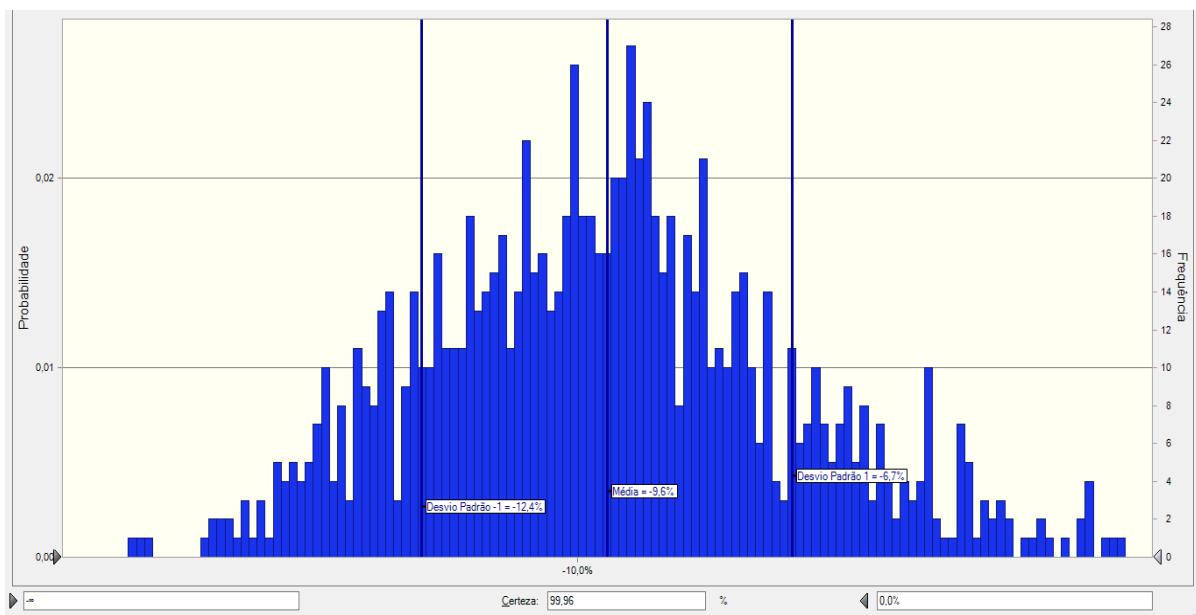
Figura 25 - Contrato modulado a partir do perfil de carga de consumidores industriais



Fonte: Elaborado pelo autor

Após realizar a simulação, notou-se uma média de desvalorização de 9,6% com desvio padrão de 12,4% (Figura 26).

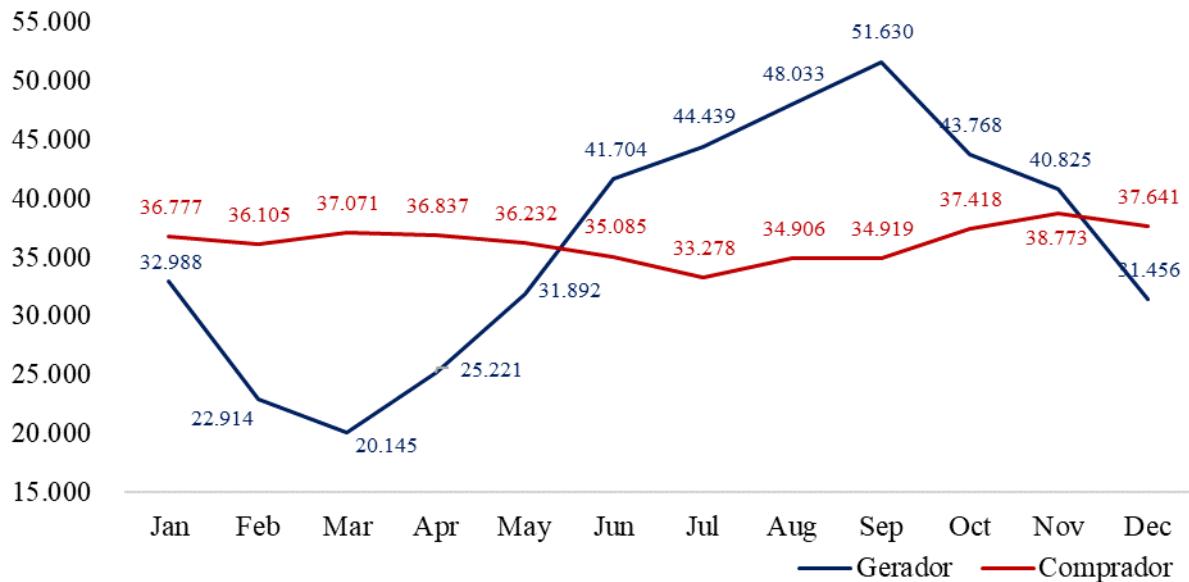
Figura 26 - Desvalorização do parque eólico para consumidores Industriais (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

Por fim, modelou-se a curva de energia contratada (P50) de consumidores comerciais, em evidencia na Figura 27.

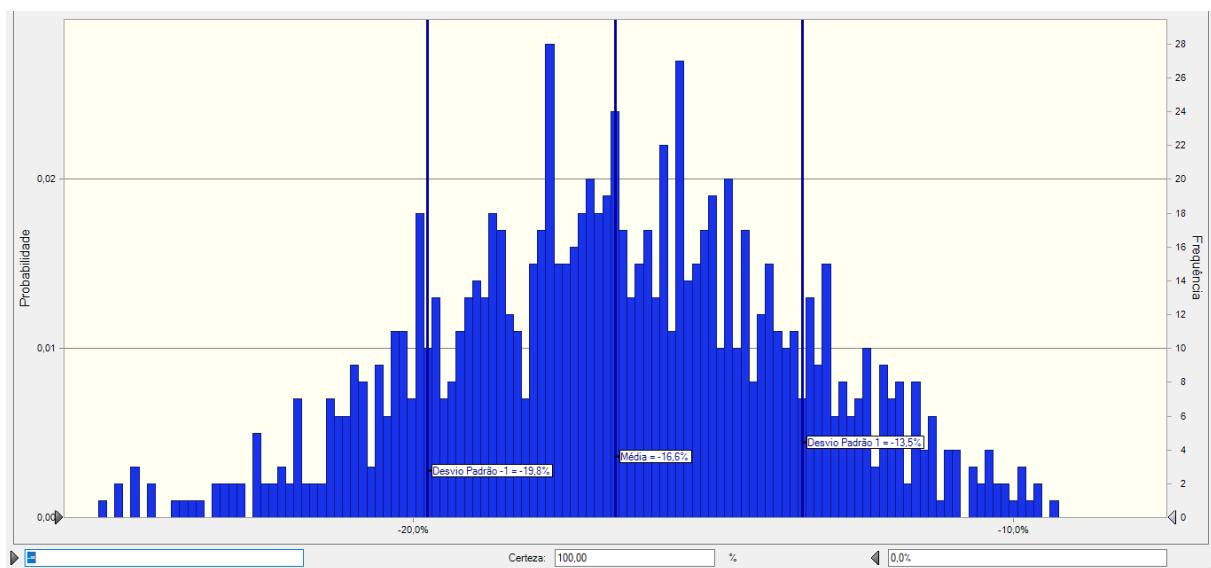
Figura 27 - Contrato modulado a partir do perfil de carga de consumidores comerciais



Fonte: Elaborado pelo autor

Obteve-se o resultado de 16,6% de desvalorização com 2,8% de desvio padrão (Figura 28).

Figura 28 - Desvalorização do parque eólico para consumidores comerciais (P50)



Fonte: Elaborado pelo autor

De modo geral, ao comparar esses resultados com o obtido no cenário base (Figura 20), é possível observar que a sazonalização e a modulação ocasionaram um impacto ainda maior na desvalorização do parque eólico nos casos de consumidores residenciais e comerciais. No entanto, para consumidores industriais, houve redução na desvalorização do parque. Isso pois, ao sazonalizar e modular o contrato, a exposição do gerador varia.

Quanto mais próximo da curva de geração do parque eólico, menor será o risco do parque. Dessa forma, em contratos por quantidade, o ideal para o gerador é procurar obter uma sazonalização que mais se aproxime de sua curva de geração para evitar tomar riscos ainda maiores.

7 CONCLUSÃO

O presente trabalho tinha como objetivo calcular o valor justo de um parque eólico genérico do setor a fim de avaliar o impacto que a mudança de metodologia de precificação (de PLD semanal para PLD horário) irá ocasionar.

Para responder a essa questão, foi necessário pesquisar sobre os diversos métodos de avaliação de empresa, sendo o Fluxo de Caixa Descontado o escolhido. Em seguida, foi feita uma revisão do setor de energia elétrica, não só de questões estruturais, mas também de particularidades do ambiente de comercialização, para entender como a energia é precificada e comercializada no mercado. Após a coleta de informações referentes a economia brasileira e da geração de energia no submercado Nordeste, foi possível dar início a modelagem das curvas genéricas do parque eólico em estudo e, posteriormente, realizar a modelagem econômica financeira do parque.

Para adequar o modelo ao contexto atual, foi necessário também compreender os debates atuais em relação às metodologias de precificação da energia e do funcionamento do processo de comercialização, a fim de determinar o impacto de uma maneira mais fiel à realidade.

Por fim, fez-se uso de simulações de Monte Carlo para aprimorar as análises, levando em consideração diferentes curvas de contratação e incorporando possíveis variações no preço e na geração da energia.

Pode-se concluir que a adoção de preços horários, em curso para ser implantado em janeiro de 2021, de modo geral, traz impactos negativos para o valor justo de um parque eólico. Considerando contratos com sazonalização e modulação flat, nota-se perda de valor em torno de 11% do valor total do empreendimento.

Essa variação pode ser reduzida adotando-se um contrato com curva de contratação P90, pois, dessa forma, aumenta-se a probabilidade de o gerador produzir a energia que deve ser entregue ao consumidor e, portanto, sua exposição ao Mercado de Curto Prazo diminui.

Além disso, avaliou-se também cenários em que a sazonalização e a modulação do contrato seguem o perfil de carga de diferentes consumidores. Conclui-se, portanto, que a sazonalização e a modulação podem aumentar ainda mais o impacto do valor do parque eólico, uma vez que, ao obedecer à curva de carga do consumidor, a exposição do gerador ao Mercado de Curto Prazo varia. Idealmente, para reduzir o impacto negativo ao valor justo do

parque eólico, os geradores deveriam procurar uma sazonalização ou modulação que mais se aproximem de sua curva de geração.

Vale destacar, no entanto, que ao comparar o PLD em base horária com o PLD semanal, ocorrem algumas diferenças significativas. É preciso eliminar eventuais variações abruptas e inesperadas do PLD, especialmente aquelas sem a devida justificativa relacionada a condição de operação do sistema, para que ele possa ser empregado no setor. Espera-se que a correção dessas variações diminua o impacto calculado.

Além disso, o estudo foi feito para um parque eólico genérico utilizando premissas médias do setor. Dessa forma, é importante levar em consideração que, a depender da localização do parque e, consequentemente, do regime de ventos, alguns parques possam se beneficiar da nova metodologia de especificação.

Por fim, entende-se que este trabalho pode contribuir com as discussões do setor de energia elétrica, considerando-se inclusive que nenhuma das contribuições as Consulta Pública 71 de 2019 fez uma análise como a deste trabalho de formatura.

Bibliografia

ABEEólica. **Eólica: energia para um futuro inovador.** 2018. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/energia-eolica-o-setor/>. Acesso em: 09 jun. 2019

ABSOLAR, Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Absolar projeta fonte solar liderando matriz em 2040.** [s. l.], 11 dez. 2018. Disponível em: <http://absolar.org.br/noticia/noticias-externas/absolar-projeta-fonte-solar-liderando-matriz-em-2040.html>. Acesso em: 1 set. 2019.

ALLAIN, Marcelo. Debêntures e financiamento da infraestrutura. **Valor Econômico**, [s. l.], 14 ago. 2019. Disponível em: <https://valor.globo.com/opiniao/coluna/debentures-e-financiamento-da-infraestrutura.ghtml>. Acesso em: 8 out. 2019

ANBIMA. Mercado de capitais dobra participação no financiamento de projetos de longo prazo em 2018. **ANBIMA**, [s. l.], 23 set. 2019. Disponível em: https://www.anbima.com.br/pt_br/noticias/mercado-de-capitais-dobra-participacao-no-financiamento-de-projetos-de-longo-prazo-em-2018.htm. Acesso em: 27 ago. 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 3a ed, 2008.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Audiência Pública ANEEL Nº 012/2019: Contribuições da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).** Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/NT_042_ContratoEolicaPorQuantidade_AP-21-2018.pdf. Acesso em: 29 set. 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Boletim de Informações Gerenciais.** ANEEL, mar. 2019a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>. Acesso em: 14 abr. 2019.

BANCO CENTRAL DO BRASIL, **Relatório Focus**, Gerin, Brasília, 2019. Publicação em meio eletrônico, p. 1-3. Disponível em: <<http://www.bcb.gov.br>> Acesso em: 24 ago. 2019.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, 2018. **Apoio a Leilões e Concessões Públicas.** Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloesinfraestrutura>. Acesso em: outubro de 2019

BNDES, Banco Nacional Do Desenvolvimento Econômico E Social. **Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP.** [S. l.], 1 ago. 2019. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp#modalCurtir>. Acesso em: 27 ago. 2019.

BRASIL, 2018. Decreto nº 9.580 de 22 de novembro de 2018. Brasília, DF. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9580.htm. Acesso em: setembro de 2019.

CAPPA, Leandro. **Latam Eletric Utilities.** Deutsche bank Markets research. São Paulo. Feb 2014.

CCEE. **O que fazemos** [S. l.], 2019. Disponível em: https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos?_adf.ctrl-state=12gvp0b1c8_18&_afrLoop=76966461283407#!. Acesso em: 23 maio 2019.

COOKE, D. Empowering Customer Choice in Electricity Markets. **IEA Energy Papers**, Paris, No. 2011/13, OECD Publishing, 2011

DAMODARAN, A. **Betas by Sector (US.** NYU Stern, 2019. Disponível em: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html. Acesso em: 22 set. 2019.

DAMODARAN, A. **Country Default Spreads and Risk Premiums.** NYU Stern, 2019. Disponível em: http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html. Acesso em: 13 abr. 2019.

DAMODARAN, A. **Investment Valuation**: Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset. 3a ed. Editora Wiley, 2012.

EDP. Contribuição à Consulta Pública N° 33. 2017.

IPEADATA. **EMBI+ Risco-Brasil**. [S. l.]: IPEADATA, 31 out. 2019. Disponível em: <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M>. Acesso em: 31 out. 2019.

IRENA. Analysis and forecasts to 2024. **Renewables 2019**, [S. l.], p. 204, 22 out. 2019.

LOPES, Roseli. Cada Vez Mais Competitiva. **Valor Setorial: Energia**, São Paulo, p.38-40, 2019

MUNHOZ, Fernando. The necessity of more temporal granularity in the Brazilian short-term electricity market. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, [S. l.], v. 11, p. 1-10, 1 jun. 2017.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. **O Setor Elétrico**. 2019. Disponível em: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/boletim-geracao-eolica.aspx>. Acesso em: 15 ago. 2019.

PEREIRO, Luis E.. The valuation of closely-held companies in Latin America. **Emerging Markets Review**, Buenos Aires, v. 2, n. 4, p.330-370, 1 dez. 2001.

POLITO, Rodrigo; MAIA, Camila. Eólicas recorrem à Aneel e leilão A-6 pode ser adiado. **Valor Econômico**, [S. l.], 2 out. 2019. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/02/eolicas-recorrem-a-aneel-e-leilao-a-6-pode-ser-adiado.ghtml>. Acesso em: 6 out. 2019.

ROSENBAUM, J.; PEARL, J. **Investment Banking**: Valuation, Leveraged Buyouts, and Mergers and Acquisitions. 2a ed. Editora Wiley, 2013.

ZAPAROLLI, Domingos. Ventos promissores a caminho. **Pesquisa FAPESP**, [s. l.], ed. 275, 1 jan. 2019. Disponível em: <https://revistapesquisa.fapesp.br/2019/01/10/ventos-promissores-a-caminho/>. Acesso em: 21 ago. 2019.