



# AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA ALTERAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE FINANCIAMENTO SOBRE A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO E PERSPECTIVAS

Carlos Eduardo Cruz Lopes de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador: André Frossard Pereira de Lucena

Rio de Janeiro  
Março de 2019

AVALIAÇÃO DO IMPACTO DA ALTERAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE  
FINANCIAMENTO SOBRE A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO E  
PERSPECTIVAS

Carlos Eduardo Cruz Lopes de Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

---

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

---

Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim, D.Sc.

---

Prof. Nivalde José de Castro, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2019

Oliveira, Carlos Eduardo Cruz Lopes de

Avaliação do Impacto da Alteração das condições de Financiamento Sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas / Carlos Eduardo Cruz Lopes de Oliveira – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XII, 180 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: André Frossard Pereira de Lucena

Dissertação (mestrado) – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético, 2019

Referências Bibliográficas: p. 167-180

1. Financiamento 2. Energia Eólica 3. Financiamento 4. Análise de Investimentos I. Lucena, André Frossard Pereira de II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

## AGRADECIMENTOS

Como não fazemos nada sozinho nesta vida, gostaria de agradecer a algumas pessoas especiais para a conclusão deste trabalho:

Em primeiro lugar, agradeço a minha família. Meu avô, meu pai e meus irmãos, pelo carinho incondicional ao longo de toda minha vida. Em especial a minha mãe, Professora Dra. Maria Alice, fonte de inspiração para a continuidade da vida acadêmica por sua dedicação a universidade pública, e por sempre ter lutado para me oferecer a melhor educação possível.

Ao professor André Lucena pela paciência e excelência de sua orientação, mas principalmente por ter acreditado em mim depois de duas mudanças de tema. A conversa franca a cada reunião permitiu a conclusão deste trabalho, além de grande aprendizado que levarei pra sempre.

Ao Professor Maurício Tolmasquim, por ter aceitado participar como avaliador deste trabalho e servir de referência ao longo da minha trajetória acadêmica.

Ao Professor Nivalde de Castro por ter aceitado fazer parte da banca de avaliação deste trabalho. Agradeço também pela oportunidade de integrar a equipe de pesquisadores do GESEL/UFRJ. Agradeço pela confiança no meu potencial, além do olhar carinhoso e constante preocupação em formar a futura geração do SEB.

Ao doutor Nelson Siffert, do BNDES, pela coorientação deste trabalho. Infelizmente, por razões burocráticas da COPPE/UFRJ, seu nome não pode ser aceito para coorientação formal. Agradeço por contribuir com a minha formação e estimular a escolha do tema financiamento através de suas preciosas aulas no curso de *project finance* na UFRJ.

A todos os professores do PPE/COPPE/UFRJ pela contribuição na minha formação.

Ao Professor Luiz Osório, pelo auxílio na análise de investimentos.

Aos meus amigos da Turma Evidências PPE 2016, que tornaram a difícil missão do mestrado um pouco mais fácil e divertida. Agradeço em especial ao Daniel Carvalho, por compartilhar até o último minuto a pressão de encerrar este ciclo.

Aos meus amigos do GESEL/UFRJ por todo o aprendizado e, principalmente, amizade e conselhos ao longo destes últimos 4 anos. Em especial a Linda Loyola, que viabilizou algumas das entrevistas realizadas para este trabalho.

Aos meus amigos de uma vida inteira Guilherme de Almeida, Vinny Dantas, Tiago Coutinho, Diego Menescal e Renan Cardoso.

Aos funcionários do PPE/COPPE/UFRJ, em especial a Sandra Bernardo (Sandrinha), que ao longo do mestrado me salvou incontáveis vezes. Um exemplo de profissional e, acima de tudo, de ser humano. Sempre alegre e disposta a ajudar. Ao Paulo Feijó pela disponibilidade e ajuda com os trâmites burocráticos. Fernando e Josi, cujo cafezinho de todo dia foi fundamental para a conclusão deste trabalho.

A todas as pessoas que gentilmente aceitaram realizar entrevistas, contribuindo de forma significativa com este trabalho. Em especial ao colega do IE/UFRJ, Daniel Ferolla.

Ao CNPq pelo apoio financeiro para a elaboração deste trabalho.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DO IMPACTO NA ALTERAÇÃO DAS CONDIÇÕES DE  
FINANCIAMENTO SOBRE A ENERGIA EÓLICA NO BRASIL: EVOLUÇÃO E  
PERSPECTIVAS

Carlos Eduardo Cruz Lopes de Oliveira

Março/2019

Orientador: André Frossard Pereira de Lucena

Programa: Planejamento Energético

A expansão da fonte eólica na matriz elétrica nacional é importante por diversos fatores, dentre os quais se destacam: sua natureza limpa, renovável, custo variável nulo e diversificação da matriz. Por assumir características de ativo de infraestrutura, o investimento na expansão desta fonte é caracterizado pela intensidade de capital e longo prazo de maturação, o que requer uma fonte de financiamento adequada. No Brasil, o BNDES foi responsável pelo financiamento de mais de 90% dos parques em operação atualmente, utilizando a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) como taxa de juros subsidiada. Recentemente, com o objetivo de atrair fontes privadas para o financiamento, o Governo Federal substituiu a TJLP pela Taxa de Longo Prazo (TLP) de forma a igualar o custo de financiamento do BNDES ao custo de mercado. Desta forma, o presente estudo visa avaliar o impacto das alterações das condições de financiamento sobre a energia eólica no Brasil, abordando a evolução e perspectivas do financiamento. Para isto, é realizada uma análise da modalidade de financiamento (*project finance*) adotada para a energia eólica, bem como as possíveis fontes de financiamento que possam assumir protagonismo no financiamento. De forma a avaliar o impacto das alterações, é realizada uma modelagem financeira de um estudo de caso através de cenários de custo de financiamento. Os resultados obtidos apontam que as alterações nas condições de financiamento implicam em aumento do preço da energia eólica no Brasil. Além disso, o estudo conclui que o financiamento pode evoluir para um novo padrão, caracterizado pela sindicalização de bancos na fase de construção e emissão de debêntures de infraestrutura na fase de operação.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

## EVALUATION OF THE IMPACT ON THE CHANGES OF FINANCING CONDITIONS ON WIND ENERGY IN BRAZIL: EVOLUTION AND PERSPECTIVES

Carlos Eduardo Cruz Lopes de Oliveira

March/2019

Advisor: André Frossard Pereira de Lucena

Department: Energy Planning

The expansion of the wind power source in the national electric matrix is important due to several factors, such as its clean, renewable nature, zero variable cost and energy mix diversification. By assuming characteristics of infrastructure assets, investment in the expansion of this source is capital intensive and has a long maturity, which requires an adequate source of financing. In Brazil, BNDES was responsible for financing more than 90% of the currently operating parks, using the Long-Term Interest Rate (TJLP), a subsidized interest rate. Recently, in order to attract private sources of financing, the Federal Government replaced the TJLP with the Long-Term Rate (TLP) in order to match BNDES's cost of financing with the market cost. Therefore, the present study aims to evaluate the impact of changes in financing conditions on wind energy in Brazil, addressing the evolution and prospects of financing. To do this, an analysis of the financing modality (project finance) adopted for wind energy, as well as the possible sources of financing that may assume a leading role in the financing is carried out. In order to assess the impact of the changes, a financial modeling of a case study is carried out using financing cost scenarios. The results obtained indicate that the changes in financing conditions imply in an increase in the price of wind energy in Brazil. In addition, the study concludes that financing can evolve to a new pattern, characterized by the unionization of banks in the construction phase and issuance of infrastructure debentures in the operation phase.

# SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
2	O Setor Elétrico Brasileiro e a Energia Eólica no Brasil .....	7
2.1	O Setor Elétrico Brasileiro .....	7
2.2	A Comercialização de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico .....	14
2.3	O Desenvolvimento da Energia Eólica no Brasil .....	21
2.3.1	O PROINFA .....	22
2.3.2	Os Leilões de Energia .....	29
2.3.3	O Mercado Livre de Energia .....	43
2.4	Perspectivas de Expansão da Energia Eólica no Brasil .....	46
3	As Modalidades de Financiamento: <i>Corporate Finance</i> e <i>Project Finance</i> .....	50
3.1	O <i>Corporate Finance</i> .....	50
3.2	O <i>Project Finance</i> .....	51
3.2.1	O <i>Project Finance</i> : Definição, Estrutura e Principais Agentes .....	51
3.2.2	O <i>Project Finance</i> : Análise de Riscos e Medidas Mitigadoras .....	59
3.3	Análise comparativa entre o <i>Project Finance</i> e o <i>Corporate Finance</i> .....	63
3.4	<i>Project Finance</i> Típico do BNDES para Projetos Eólicos .....	71
4	O Histórico do Financiamento da Energia Eólica e Perspectivas .....	76
4.1	Fontes de Financiamento .....	82
4.1.1	O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) 82	
4.1.2	O Banco Nacional do Nordeste (BNB) .....	93
4.1.3	O Mercado de Capitais: Debêntures s e Debêntures Incentivadas .	99
4.1.3.1	Debêntures .....	100
4.1.3.2	Debêntures de Infraestrutura .....	106
4.1.4	Bancos Comerciais .....	119
5	Estudo de Caso – Avaliação do Impacto da Mudança no Financiamento	127
5.1	Procedimento Metodológico .....	127
5.2	Metodologia Para Análise de Investimentos .....	130



5.2.1	O Fluxo de Caixa Descontado (FCD) .....	131
5.2.2	O Valor Presente Líquido (VPL) .....	133
5.2.3	A Taxa Interna de Retorno (TIR).....	134
5.2.4	Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC) .....	134
5.2.5	Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) .....	136
5.3	Caracterização do projeto analisado.....	137
5.3.1	Custo de Investimento (CAPEX) e Custo de Operação (OPEX) .....	137
1.3.2	Fator de Capacidade, Geração de Energia do Parque Eólico e Receita Anual .....	138
5.3.2	Carga Tributária e Outros Custos .....	140
5.3.3	Vida Útil e Depreciação .....	141
5.3.4	Quadro Resumo da caracterização do projeto em análise.....	142
5.4	Análise das Premissas do Financiamento e Cenários .....	143
5.4.1	Cenário base .....	144
5.4.2	Cenários Alternativos.....	145
1.4.3	Análise de sensibilidade .....	147
5.5	Resultados .....	148
5.6	Discussão dos Resultados.....	153
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	163
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	167

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2-1 – Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira em março/2019	7
Gráfico 2-2 – Evolução do volume de armazenamento dos reservatórios e potência instalada das hidrelétricas (1950-2010)	8
Gráfico 2-3 – Perfil da Energia Natural Afluente dos subsistemas do SIN	10
Gráfico 2-4 – Energia natural afluente e geração eólica no Nordeste em MWmed (mai/16 – mar/18)	13
Gráfico 2-5 - Histórico do Preço Teto (R\$/MWh), Preço de contratação (R\$/MWh) e Deságio Médio (%) dos leilões de energia e PROINFA	36
Gráfico 2-6 - Duração e Volume (MW médio) dos contratos de compra dos consumidores livres e especiais no ACL	44
Gráfico 2-7 – Consumo de energia elétrica no Brasil (GWh) – Histórico e Futuro (1995-2017)	46
Gráfico 2-8 - Demanda máxima e carga de energia 2018-2027	47
Gráfico 4-1 – Investimentos públicos em relação ao PIB 1964-2015	77
Gráfico 4-2 – Estoque de infraestrutura em relação ao PIB (%)	79
Gráfico 4-3 - Desembolso anual do BNDES (R\$ milhões), valores constantes ..	84
Gráfico 4-4 - Contratação do BNDES para eólicas (R\$ milhões) e % em relação aos desembolsos totais do banco, em valores correntes	86
Gráfico 4-5 - Evolução das Taxas Selic, TJLP e TLP-Pré em termos reais	87
Gráfico 4-6 – Composição da fonte de financiamento do BNDES (2002-Jun/2018)	89
Gráfico 4-7 - Volume Total das Emissões de Debêntures 2004 – 2018 em Valor Corrente e Porcentagem do PIB	103
Gráfico 4-8 - Volume de emissões através das Instruções 400 e 476	105
Gráfico 4-9 – Debêntures de infraestrutura emitidas por setor 2012-2018 (R\$ milhões)	107
Gráfico 4-10 – Volume de debêntures X Taxa Selic anual	115
Gráfico 5-1 - Resultado da análise de sensibilidade – PLD = R\$ 52,94/MWh	152
Gráfico 5-2 - Resultado da análise de sensibilidade – PLD = R\$ 278,12/MWh	152
Gráfico 5-3 – Resultado da análise de sensibilidade – PLD = R\$ 385,42/MWh	153
Gráfico 5-4 – Geração eólica no Nordeste e PLD subsistema Nordeste	161

# LISTA DE TABELAS

Tabela 2-1 – Capacidade instalada da energia eólica no Brasil (março/2019) ...	22
Tabela 2-2- Valores econômicos e piso para eólicas na 1ª fase do PROINFA...	25
Tabela 2-3 - Resultado da primeira fase do PROINFA.....	26
Tabela 2-4 - Projetos eólicos contratados no PROINFA por estado.....	27
Tabela 2-5 - Parques Eólicos Comercializados em Leilões de Energia.....	33
Tabela 2-6 - Evolução da Capacidade Instalada da Matriz Elétrica Brasileira: 2018-2027 (em MW) .....	48
Tabela 4-1 – Investimentos em infraestrutura por setor em relação ao PIB (%). 78	
Tabela 4-2 – Investimentos necessário para a modernização da infraestrutura brasileira .....	79
Tabela 4-3 – Aprovações do BNDES para o setor de energia elétrica entre 2003 – 2018 (1º semestre) .....	85
Tabela 4-4 - Disponibilidade de recursos FNE 2005-2018 (R\$ bilhões) .....	95
Tabela 4-5 - Taxa de Juros FNE PROINFRA (dezembro de 2018) .....	98
Tabela 4-6 – Resumo das características das debêntures emitidas .....	105
Tabela 4-7 – Volume de negociações no mercado secundário de debêntures incentivadas: 2012-2018.....	109
Tabela 4-8 – Número de operações no mercado secundário de debêntures: 2012-2018 .....	110
Tabela 4-9 – Debêntures de infraestrutura - Eólicas .....	111
Tabela 5-1 – Metodologia de construção do fluxo de caixa da empresa (projeto) .....	129
Tabela 5-2 – metodologia de construção do fluxo de caixa do acionista.....	129
Tabela 5-3 – Depreciação dos componentes de uma turbina eólica .....	141
Tabela 5-4 – Características do projeto eólico básico .....	142
Tabela 5-5 – Resumo das premissas básica de financiamento para todos os cenários.....	144
Tabela 5-6 – Cenários e condições de financiamento para a modelagem econômico-financeira.....	147
Tabela 5-7 – Resultados da modelagem econômico-financeira do parque eólico .....	149
Tabela 5-8 – Preço médio da energia eólica nos leilões de energia realizados (valores constantes, IPCA Janeiro 2019).....	155

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2-1 – Sistema Interligado Nacional .....	11
Figura 2-2 – Marco institucional do setor elétrico brasileiro.....	15
Figura 2-3 – Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) .....	18
Figura 3-1 – Principais agentes da estrutura básica de um <i>project finance</i> .....	56
Figura 3-2 - Estruturação do <i>Corporate Finance</i> e do <i>Project Finance</i> .....	67
Figura 3-3 – Comparação das principais características do <i>corporate finance</i> e do <i>project finance</i> .....	70
Figura 3-4 - Cronograma Médio do Financiamento de um Parque Eólico .....	74
Figura 5-1 – Fluxograma da metodologia .....	128
Figura 5-2 – Fluxograma da análise econômico-financeira .....	130

# 1 INTRODUÇÃO

A cada ano as fontes renováveis vem ganhando cada vez mais destaque nos setores elétricos do mundo (IEA, 2018). Segundo IEA (2015), há três principais fatores para este crescimento: I) diversificação da matriz elétrica; II) redução da emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE), vinculado ao objetivo de descarbonização das economias; e III) avanços tecnológicos e redução dos custos da tecnologia (aumento da competitividade). Muitas das tecnologias renováveis já são competitivas em custo com as fontes tradicionais, mesmo sem levar em conta os benefícios ambientais, tornando-se temática central no mundo global da energia (IRENA, 2019).

No que se refere ao setor elétrico, desde 2012 as energias renováveis adicionam anualmente mais capacidade instalada do que as energias fósseis convencionais (IRENA, 2019). Somadas, as energias renováveis são responsáveis pelo atendimento de 25% da geração global de eletricidade. A energia eólica e solar, que apresentam o crescimento mais acelerado, foram responsáveis por 6% da geração de energia elétrica no mundo em 2017, contra apenas 0,2% em 2000 (IEA, 2018).

As perspectivas para as energias renováveis são bastante favoráveis. De acordo com IEA (2018), as energias renováveis continuarão em ritmo acelerado de crescimento e devem chegar a atender quase 30% da demanda global por energia elétrica em 2023. Para isto, os investimentos em energias renováveis devem representar cerca de 70% do crescimento da capacidade instalada mundial (IEA, 2018).

Em especial no caso da energia eólica, a capacidade instalada global alcançou 539.123 MW, representando um crescimento de 11% em relação a capacidade instalada no final de 2016 (487.279 MW) (GWEC, 2019). Deste total, apenas 3,5% (18.814 MW) representa a capacidade instalada offshore que, no entanto, vem apresentando forte crescimento nos últimos anos. O acréscimo de capacidade instalada total em 2018 foi de 51.3 GW, sendo o Brasil o quinto país que mais adicionou capacidade instalada em neste ano (1,9 GW) (GWEC, 2019).

Em relação aos investimentos, foram investidos 107 bilhões de dólares em energia eólica no ano de 2017, o que representa 32% do total de investimentos em fontes renováveis em 2017, cuja soma foi de 333,5 bilhões de dólares (GWEC, 2018). Em partes, o valor expressivo dos investimentos em eólicas são consequência da queda no preço, que alcançou o patamar de 0,03 dólares por kWh em diversos países como, por exemplo, Marrocos, Índia, México e Canadá (GWEC, 2018).

Em termos nacionais, a capacidade instalada total da energia eólica no Brasil encerrou o ano de 2018 com 14,7 GW, valor superior a capacidade instalada da maior usina hidrelétrica do país (Itaipu – 14.000 MW) (ANEEL, 2019). Isso coloca o Brasil como oitavo país com a maior capacidade instalada do mundo (GWEC, 2018). Em termos prospectivos, as perspectivas de crescimento da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil são positivas. De acordo com EPE (2018) a fonte eólica representará a maior expansão de capacidade instalada dentre todas as fontes. O planejamento indicativo do estudo aponta que a participação da fonte eólica irá aumentar em 13.048 MW, ou seja, um aumento de 96% quando comparada a atual capacidade instalada. Sendo assim, EPE (2018) projeta que a participação da fonte eólica na matriz elétrica nacional suba de 8,8% em 2018 para 12,7% em 2027. Ressalta-se que grande parte desta expansão já foi contratada por meio dos leilões já realizados. Assim, considerando as contratações já realizadas, a capacidade instalada da fonte eólica será de 19,4 GW em 2023 (ABEEÓLICA, 2019).

Os investimentos em energia eólica ajudam ao país a manter alta a participação de renováveis na matriz elétrica nacional (83%, atualmente), contribuindo para o Brasil seja reconhecido por ter uma das matrizes energéticas mais limpas do mundo (IEA, 2018).

Em relação ao preço da energia eólica no Brasil, considerando os últimos 2 Leilões de Energia Nova realizados no Brasil (A-4 e A-6 de 2018), a energia eólica foi negociada a 0,02 dólares por kWh<sup>1</sup> (CCEE, 2018). Este valor demonstra a competitividade da energia eólica no Brasil. Ainda segundo CCEE (2018), em termos de investimento, estes leilões devem demandar mais de 1,7 bilhões de dólares em investimentos nos próximos anos, acrescentando 1.365 MW de capacidade instalada a matriz elétrica brasileira.

Os vultosos investimentos em energia eólica estão relacionados a uma das características fundamentais dos ativos de infraestrutura: capital intensivo. Além disto, os investimentos em energia eólica apresentam longo prazo de maturação e custos afundados, o que requer um padrão de financiamento diferente dos outros setores da economia. Em outras palavras, o investimento em energia eólica (infraestrutura) requer uma estrutura de financiamento robusta de longo prazo.

Historicamente, o financiamento do setor eólico no Brasil foi realizado pelo Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) na modalidade *project finance*. Nesta modalidade, os projetos de investimentos são segregados do balanço

---

<sup>1</sup> Taxa de câmbio de 3,82 R\$/US\$ (BCB, 2019).

dos acionistas/patrocinadores e organizados na estrutura de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE). Além disto, esta modalidade permite que os agentes identifiquem e possam endereçar os riscos dos projetos de maneira mais eficiente possível, ou seja, endereçando aos agentes que melhor possam suportá-los.

Nesta estrutura, o fluxo de caixa do projeto é que determina o volume de crédito que pode ser concedido à SPE, delimitando assim a alavancagem financeira do projeto. Ao permitir uma maior alavancagem financeira, o *project finance* reduz a necessidade de capital próprio e se torna mais atrativo quando comparado à modalidade tradicional de financiamento (*corporate finance*).

Em relação ao custo do financiamento, historicamente o BNDES utilizou a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) como principal custo financeiro. Além da TJLP, o custo do financiamento engloba um *spread* referente a remuneração do banco e um *spread* em relação ao risco do projeto/cliente. A TJLP é calculada trimestralmente pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) e, historicamente, se manteve em níveis bastante inferiores ao da taxa básica de juros da economia brasileira, a Taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e Custódia).

Sendo assim, outras fontes de financiamento como, por exemplo, bancos comerciais e mercados de capitais, não eram competitivos no financiamento de projetos eólicos. No caso do mercado de capitais, por exemplo, o alto nível da taxa Selic no Brasil aumenta a atratividade dos títulos públicos do Tesouro Nacional, reduzindo a atratividade e demanda por outros ativos como as debêntures de infraestrutura. No caso dos bancos comerciais, os altos *spreads* e restrições impostas pelos acordos de Basileia<sup>2</sup> reduzem a competitividade destes agentes em empréstimos de longo prazo.

Desta forma, o BNDES (e também outros bancos públicos como, por exemplo, o Banco do Nordeste do Brasil – BNB) atuaram de forma quase exclusiva no financiamento da energia eólica no Brasil desde a primeira fase de expansão, na década passada (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA), e continuam sendo peça chave na segunda fase da expansão, realizada através dos leilões de energia.

---

<sup>2</sup> Até o presente momento já foram divulgados 3 acordos de Basileia no âmbito do Banco de Compensações Internacionais (Bank for International Settlements – BIS), uma organização internacional de cooperação entre os bancos centrais com o objetivo de discutir a regulação bancária prudencial. Os acordos tem como objetivos reforçar a regulação, a supervisão e estimular as melhores práticas no mercado financeiro (BCB, 2019a).

Em relação à expansão através dos leilões de energia, observa-se que a fonte eólica se tornou a fonte mais competitiva nos últimos anos, sendo comercializada abaixo do R\$ 100,00/MWh (CCEE, 2018). Observa-se também que a regulação referente a este eficiente instrumento de política energética vem se aperfeiçoando aos poucos ao longo dos anos para tornar-se mais adequado à realidade da fonte eólica. Uma das mudanças mais recentes é expressa na utilização de contratos na modalidade quantidade para a contratação de projetos eólicos<sup>3</sup>.

No entanto, nos últimos anos o panorama do financiamento da energia eólica (da infraestrutura como um todo) vem passando por algumas modificações. Dentre as modificações destacam-se: a retomada dos financiamentos do BNB para o setor elétrico, após o banco ficar impedido de realizar estes empréstimos no período entre 2011-2016<sup>4</sup>; o recente desenvolvimento do mercado de capitais, principalmente em relação às debêntures de infraestrutura. Este instrumento foi criado em 2011 com o objetivo de alavancar a captação de recursos no mercado de capitais para investimentos no setor de infraestrutura. Para aumentar sua atratividade, esta classe de ativos oferece benefícios fiscais aos investidores.

Contudo, a principal mudança no cenário de financiamento diz respeito a substituição da TJLP pela Taxa de Longo Prazo (TLP) como principal custo financeiro dos financiamentos concedidos pelo BNDES (BRASIL, 2017a). A TLP passou a ser utilizada pelo BNDES a partir de 1º de janeiro de 2018 (BRASIL, 2017b). O principal objetivo por trás desta nova taxa é igualar o custo de financiamento do BNDES aos custos de mercado, possibilitando assim a atração de fontes privadas para o financiamento dos diversos setores da economia no Brasil.

Dentre as principais justificativas para esta alteração no custo do financiamento do BNDES estão (BANCO MUNDIAL, 2017): o custo fiscal dos financiamentos concedidos pelo BNDES, visto que a taxa cobrada pelo banco é historicamente inferior ao custo de captação do Governo; aumentar a eficiência alocativa do financiamento, pois não é claro o efeito positivo do financiamento do BNDES sobre a produtividade; melhorar a transmissão da política monetárias; e a incapacidade do BNDES em ser o provedor único do *funding* para financiamento de longo prazo dado os expressivos montantes necessários à modernização da infraestrutura no país.

---

<sup>3</sup> Discutido na seção 2.2.

<sup>4</sup> A Portaria nº 823, de 17 de novembro de 2011 (BRASIL, 2011), vedou a concessão de crédito do BNB para projetos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.



Essa medida impacta de forma significativa o custo de financiamento dos empreendimentos eólicos, resultando em possíveis aumentos nos preços praticados nos leilões de energia, revertendo a queda dos preços observadas ao longo do tempo.

Desta forma, o objetivo deste trabalho é analisar o impacto da mudança do custo do financiamento no preço da energia eólica. Para isto, será realizada uma modelagem econômico-financeira utilizando a metodologia do fluxo de caixa descontado. A partir daí será possível revelar o preço de venda da energia eólica em diversos cenários de custo de financiamento. Estes resultados poderão ser comparados com o resultado do caso base, que reflete as condições históricas do financiamento do BNDES aos projetos eólicos nos leilões de energia.

Outro objetivo do trabalho é analisar, de forma simplificada, o impacto da exposição dos geradores eólicos ao mercado de curto prazo no Brasil. Esta análise inclui, também, o aumento do risco associado a mudança dos contratos eólicos que originalmente eram na modalidade disponibilidade e que, a partir de 2018, passaram para a modalidade quantidade.

Para atingir estes objetivos, a metodologia utilizada nesta dissertação contemplou:

- i. a revisão bibliográfica a respeito das características do setor elétrico brasileiro, modalidades de financiamento, fontes de financiamento e análise de investimentos; e
- ii. Entrevistas com diversos agentes do setor elétrico, incluindo os principais bancos ligados ao financiamento, investidores e a associação que representa o setor eólico no Brasil. No total, foram realizadas 8 entrevistas.

Para analisar o impacto da mudança do custo de financiamento no preço da energia eólica foi realizada a modelagem econômico-financeira de um parque eólico genérico, refletindo as condições atuais do setor eólico. Foram construídos 6 cenários para diferentes custos de financiamento. Para a análise financeira destes cenários foi construído, na ferramenta Excel, o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) do projeto.

Com base nos objetivos firmados e na metodologia indicada, a dissertação está estruturada em cinco capítulos, além desta introdução. O capítulo 2 apresenta características do setor elétrico brasileiro, com destaque para a comercialização de energia. Aborda também o histórico da contratação da energia eólica no Brasil através da análise do PROINFA, leilões de energia e mercado livre. O capítulo 3 discorre sobre as duas modalidades de financiamento, *corporate finance* e *project finance*, abordando,

principalmente, as características da modalidade mais utilizada no Brasil para o financiamento da energia eólica, o *project finance*.

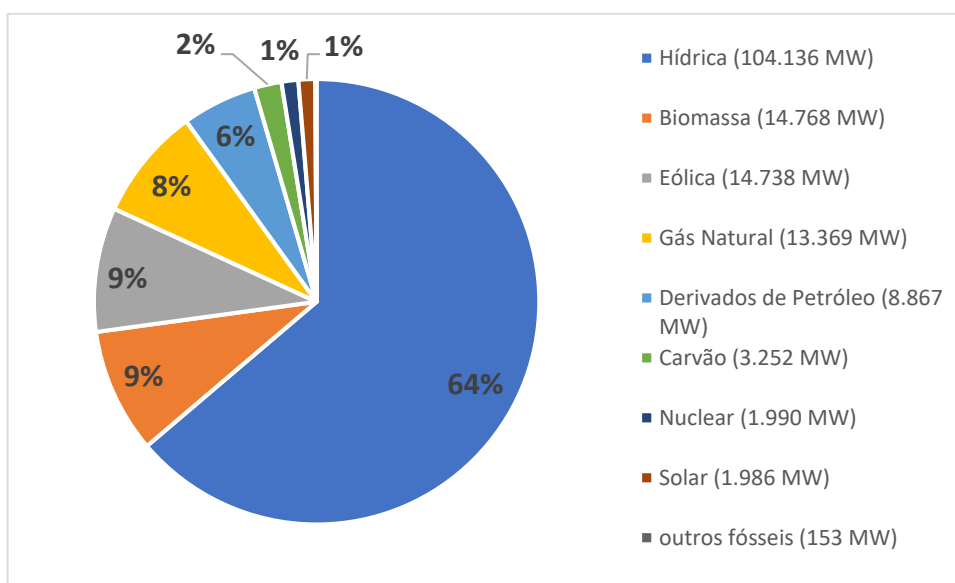
O capítulo 4 analisa as principais fontes de financiamento que podem ter papel mais protagonista no financiamento da energia eólica no Brasil, com destaque para as debêntures de infraestrutura. No capítulo 5 é realizada a análise econômico-financeira dos diferentes cenários, construídos a partir de diferentes custos de financiamento, com o objetivo de mensurar os impactos no preço da energia eólica. Além disso, neste capítulo é realizada a análise de sensibilidade supondo 3 cenários de exposição ao mercado de curto prazo. Por fim, no capítulo 6 são sintetizadas as principais conclusões do estudo, apresentando suas principais limitações e recomendações para trabalhos futuros.

## 2 O Setor Elétrico Brasileiro e a Energia Eólica no Brasil

O presente capítulo tem como objetivo analisar as principais características do setor elétrico brasileiro, com foco na comercialização de energia no novo modelo vigente a partir de 2004. Além disso, será estudada a expansão da fonte eólica na matriz elétrica brasileira, abordando seu desenvolvimento no PROINDA, leilões de energia e mercado livre.

### 2.1 O Setor Elétrico Brasileiro

A matriz elétrica brasileira é composta predominantemente por hidrelétricas, caracterizada por ser uma fonte limpa, renovável, com custos competitivos e eficiente. Por ser um líquido muito pouco compressível, o movimento da água é quase totalmente repassado às turbinas que apresentam rendimento típico no entorno de 90% (D'ARAÚJO, 2009). De acordo com ANEEL (2019), a fonte hídrica representa 64%<sup>5</sup> (136.136 MW) da capacidade instalada total no Brasil (162.259 MW), como pode ser observado no Gráfico 2-1.



**Gráfico 2-1 – Capacidade instalada da matriz elétrica brasileira em março/2019**

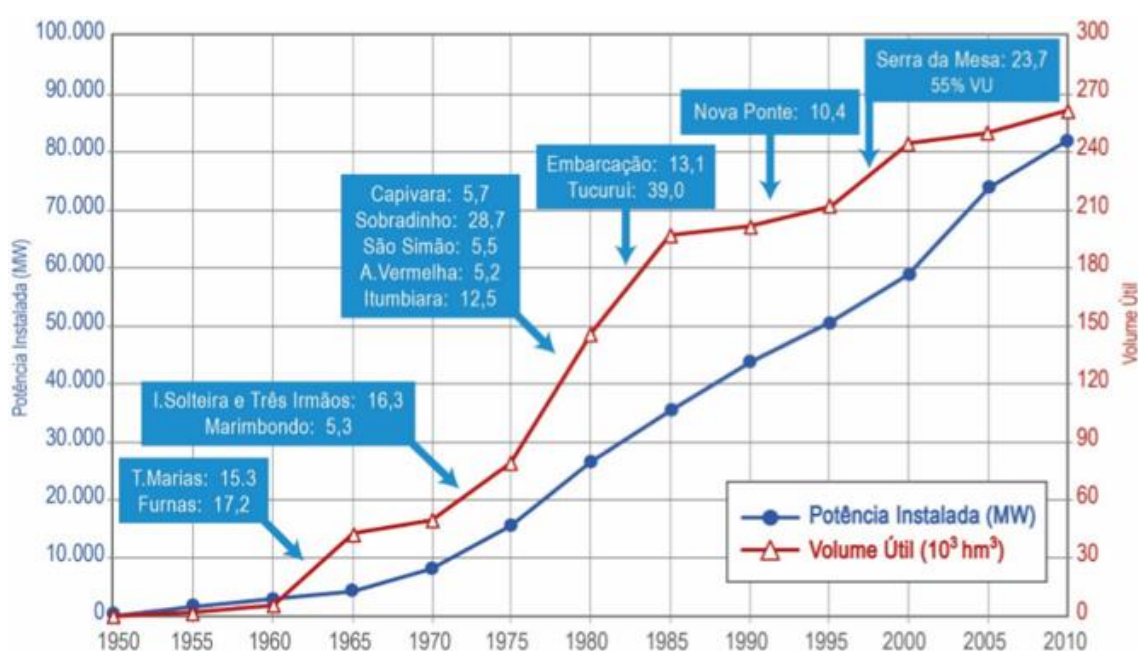
Fonte: Elaboração própria com dados de ANEEL (2019)

---

<sup>5</sup> É importante destacar que no final do século passado a fonte hidrelétrica representava mais de 80% da capacidade instalada nacional.

A elevada participação da fonte hídrica não é exclusividade do Brasil. A geração hidrelétrica também apresenta valores elevados em países como a Noruega, Canada e Colômbia. No entanto, uma das peculiaridades do sistema brasileiro é a capacidade de armazenamento dos seus reservatórios, que é superior a 290 GW mês (ONS, 2018). O Gráfico 2-2 apresenta a evolução a evolução da capacidade instalada das usinas hidrelétricas e do volume útil adicionado pela construção de novos reservatórios.

É possível observar três períodos distintos no aumento da capacidade de armazenamento do sistema: o primeiro, entre as décadas de 1950 e 1960, com baixa elevação da capacidade de armazenamento; o segundo, entre as décadas de 1960 e 2000 acréscimos elevados na capacidade de armazenamento; e o terceiro, a partir da década de 2000, onde o incremento na capacidade de armazenamento volta a ser baixo. Ou seja, quanto maior a distância entre as duas curvas, maior a capacidade de armazenamento adicionada ao sistema. Nota-se também que o último grande reservatório construído foi Serra da Mesa em 1998<sup>6</sup>.



**Gráfico 2-2 – Evolução do volume de armazenamento dos reservatórios e potência instalada das hidrelétricas (1950-2010)**

Fonte: ONS (2017)

A capacidade de armazenamento do sistema traz benefícios operativos para as usinas hidrelétricas ao reduzir o impacto da incerteza e da sazonalidade das afluências. Na ausência de armazenamento, dada a dependência da energia primária (água), a

<sup>6</sup> Para mais detalhes da aproximação das curvas nos anos 2000 ver seção 1.7.

geração hidrelétrica não apresenta liberdade operativa absoluta. Desta forma, como acontece na maior parte dos países, as usinas hidrelétricas são utilizadas para atender a ponta do sistema devido à facilidade que esta fonte tem de variar a potência, acompanhando as flutuações na curva de carga. Por outro lado, nos casos como o brasileiro, o armazenamento permite que as hidrelétricas operem também na base da curva de carga, pois a capacidade de estocar água dos reservatórios minimiza a questão da variabilidade das afluições ao longo do ano, tornando a geração hidráulica mais estável (CASTRO *et. al.*, 2010a, ROMEIRO, 2014).

A predominância hidrelétrica na capacidade instalada e a construção de grandes usinas foram determinadas, principalmente, pelas características dos rios brasileiros e o relevo do território. A formação dos grandes reservatórios é consequência da predominância de rios de planalto que apresentam consideráveis desníveis entre a nascente e a foz. Assim, é possível a formação de reservatórios entre dois segmentos relativamente planos no curso do rio. Tais reservatórios são capazes de armazenar água no período úmido para ser turbinada no período seco.

Além disso, os rios brasileiros são bastante extensos<sup>7</sup>, sendo comum observar reservatórios e usinas em cascata. Sendo assim, usinas ou reservatórios a montante regularizam a vazão dos rios e impactam diretamente na afluição percebida pelas usinas a jusante, pois parte desta afluição é composta da efluência das usinas a montante. Consequentemente, quanto mais bem-comportada for a afluição mais energia firme<sup>8</sup> as usinas são capazes de gerar (D'ARAÚJO, 2009).

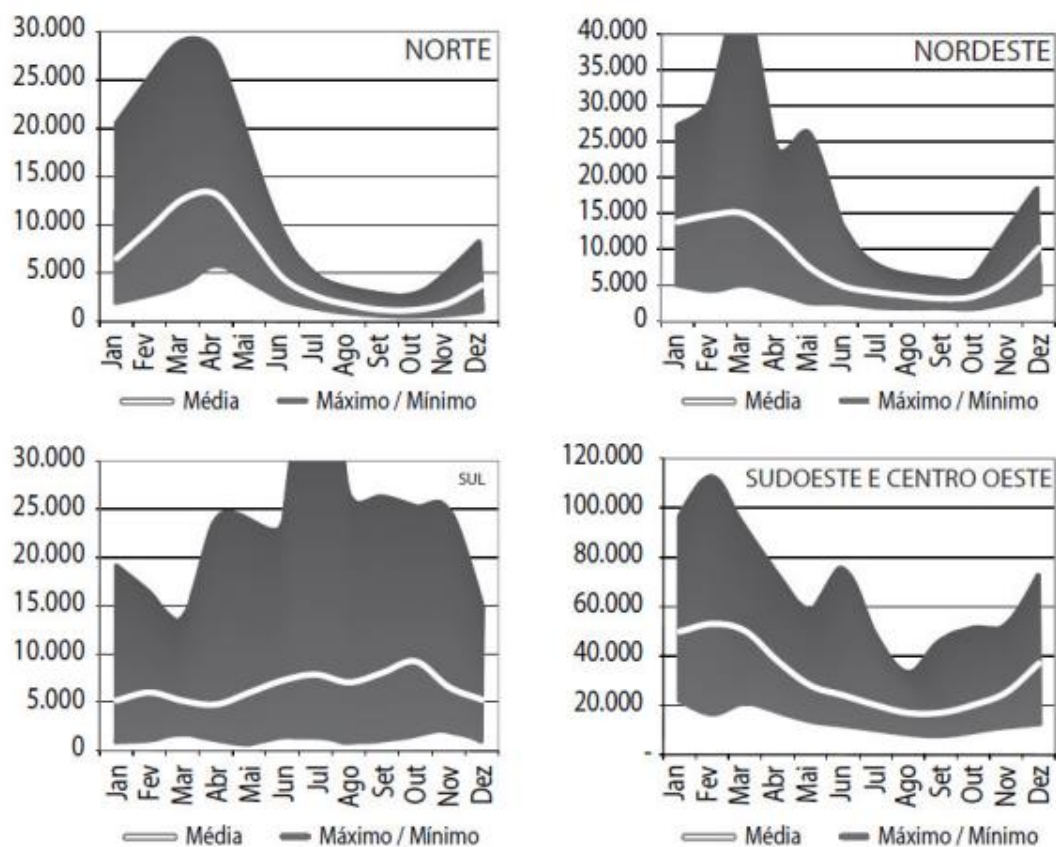
Em relação à afluição, é possível observar na Gráfico 2-3 a variabilidade entre os subsistemas do SEB, típica do clima tropical e de um país com dimensões continentais. É possível notar a complementaridade entre as regiões, o que possibilita ganhos energéticos a partir da integração dos subsistemas.

No SEB, a integração é realizada através de um complexo sistema de transmissão que interliga todas as regiões do país, conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN), representado na Figura 2-1. Desta forma, o efeito portfólio ameniza a variabilidade da geração hidrelétrica no SEB.

---

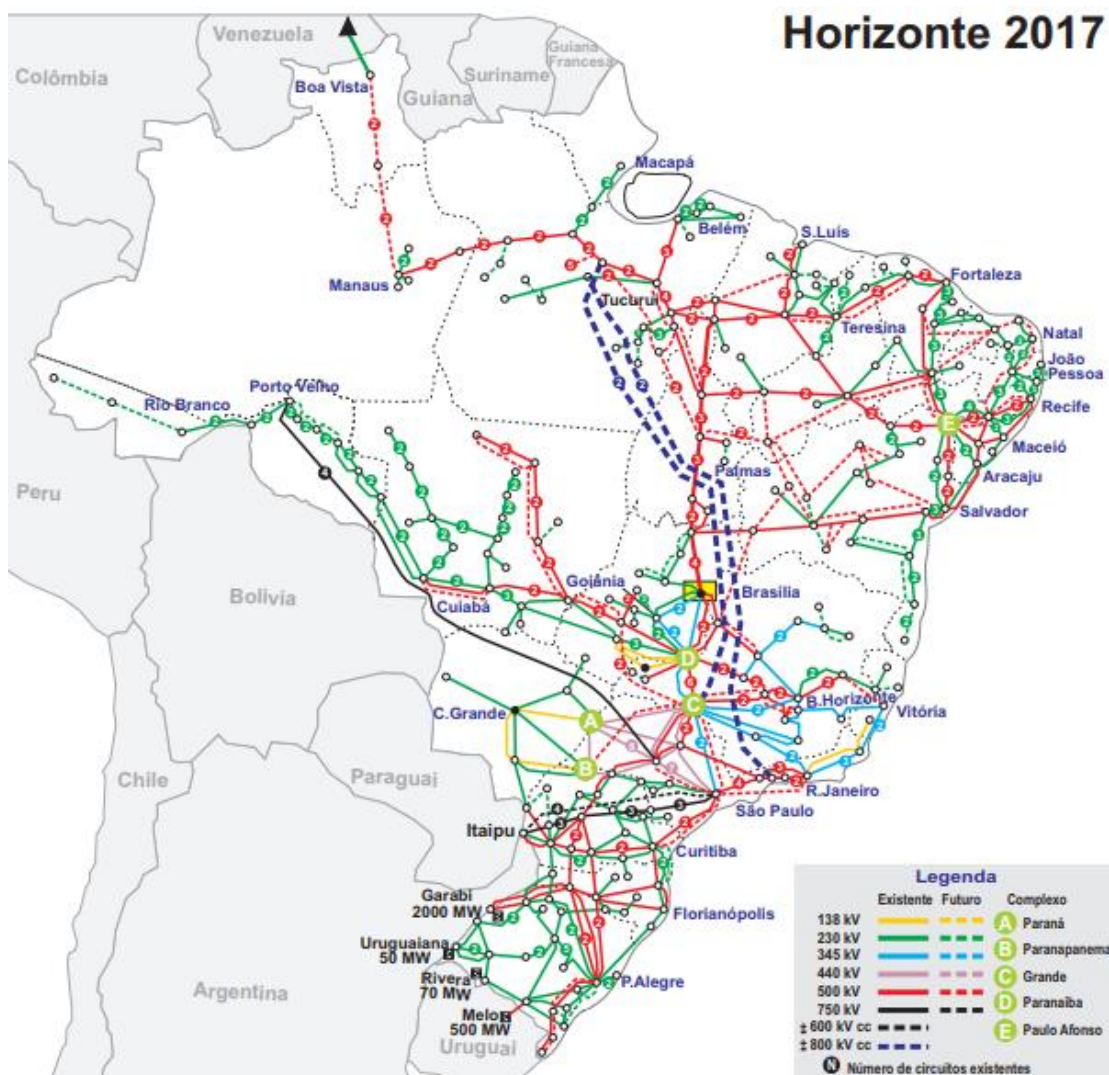
<sup>7</sup> Por exemplo, o rio Paraná possui 3.942 km, o rio Madeira 3.315 e o rio São Francisco 2.800 km.

<sup>8</sup> A energia firme é definida como a máxima produção contínua que uma hidrelétrica pode apresentar supondo a ocorrência do período crítico (sequência mais seca no histórico de vazões) (ANEEL, 2005).



**Gráfico 2-3 – Perfil da Energia Natural Afluente dos subsistemas do SIN**

Fonte: D'ARAUJO (2009)



**Figura 2-1 – Sistema Interligado Nacional**

Fonte: ONS (2019).

A predominância hidrelétrica no SEB e o regime de aflúências dos subsistemas representa uma vantagem no que diz respeito à integração da fonte eólica no Brasil. Esta vantagem é oriunda da complementaridade do regime de ventos com as aflúências das bacias hidrográficas brasileiras. De acordo com SAPORTA (2017) diversos estudos já foram realizados para identificar a complementaridade entre a energia eólica e hidrelétrica. Segundo este mesmo autor, os primeiros estudos foram realizados na segunda metade da década de 90 pelas empresas CHESF e COPEL, que operam usinas hidrelétricas nas regiões Nordeste e Sul, respectivamente. Regiões estas onde se encontram os melhores recursos eólicos.

Os primeiros estudos já apontavam a uma ampla correlação negativa entre o recurso eólico e as vazões afluentes, principalmente na região Nordeste. No subsistema sul, embora a correlação encontrada seja positiva dentro do subsistema, os recursos

eólicos apresentam correlação negativa com o subsistema Sudeste, onde está localizada a maior parte da capacidade instalada e de armazenamento das hidrelétricas, além de ser o subsistema que apresenta maior demanda por energia elétrica.

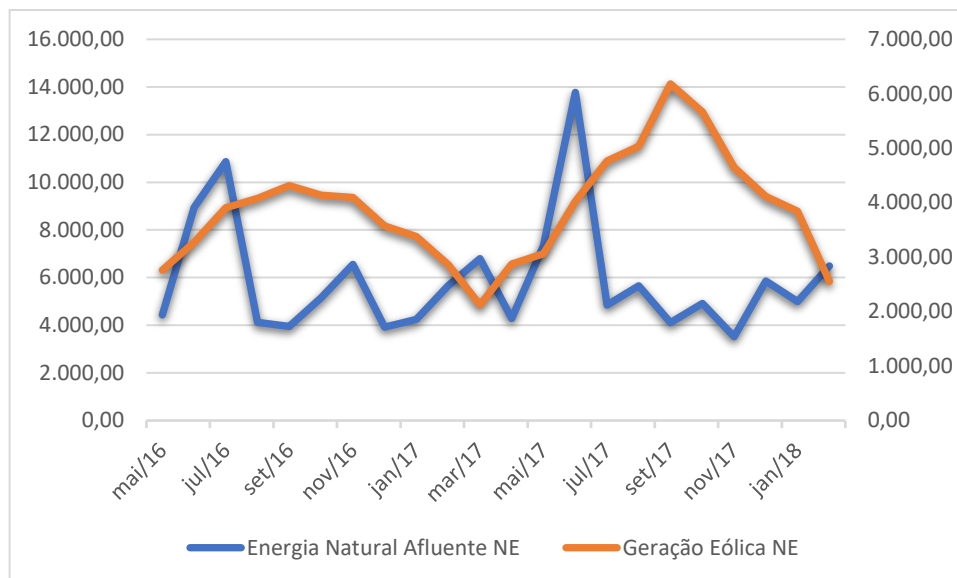
Outros estudos mais recentes<sup>9</sup> também investigaram a complementaridade hidro-eólica, apontando os benefícios desta integração. Um desses estudos (PIMENTA e ASSIREU, 2015) analisou a implicação desta integração sobre o reservatório da usina hidrelétrica Itumbiara na bacia do Paraná (Região Sudeste). Sem observar custos operacionais e outras variáveis econômicas, o estudo observou que a produção de energia eólica permitia um maior acúmulo de água no reservatório da hidrelétrica, visto que a usina poderia reduzir sua geração. Outro ponto positivo levantado pelo estudo é que pelo fato de a geração eólica ser maior durante o período seco, o reservatório pode operar mais próximo ao volume máximo durante a maior parte do ano, aumentando a eficiência da geração hidrelétrica (SAPORTA, 2017).

PORRUA *et. al.*, (2010) observaram que a correlação negativa entre o recurso eólico e a vazão afluente, principalmente na região Nordeste, e a capacidade de armazenamento dos reservatórios brasileiros são fatores chave para a integração da fonte eólica. Os autores apontam que a maior dificuldade de integração da fonte eólica está ligada ao fato de a fonte eólica apresentar geração variável (intermitência dada a dependência do recurso eólico). Desta forma, as usinas hidrelétricas podem realizar o *backup* da variabilidade dos ventos, dada sua facilidade de modulação, reduzindo a necessidade de usinas movidas a combustível fóssil para esta função. O Gráfico 2-4 ilustra a complementaridade entre a geração eólica e a energia natural afluente na região Nordeste.

---

<sup>9</sup> Para mais detalhes destes estudos ver SAPORTA (2017).





**Gráfico 2-4 – Energia natural afluyente e geração eólica no Nordeste em MWmed (mai/16 – mar/18)**

Fonte: Elaboração própria com dados de ONS (2019)

Ressalta-se que a complementaridade do regime de ventos ganha importância com o aumento da sazonalidade da geração hídrica no SEB. Este aumento se justifica pela alternativa adotada de expansão das usinas hidrelétricas na modalidade fio d'água (sem reservatórios de acumulação). Desta forma, a pequena capacidade de armazenamento de água faz com que estas usinas tenham a sua geração associada com o regime de chuvas. Sendo assim, a geração hidrelétrica será mais concentrada no período úmido do ano (CASTRO et al., 2010).

Além da complementaridade em relação a fonte hidrelétrica, a fonte eólica apresenta outras características que justificam sua maior penetração na matriz elétrica brasileira. São elas:

- i. Fonte de energia limpa, renovável e com custo variável unitário zero;
- ii. Diversificação das fontes de energia.
- iii. Facilidade no licenciamento ambiental em comparação as fontes hidroelétricas e térmicas;
- iv. O menor tamanho dos projetos reduz o risco de atrasos na construção;
- v. Menor tempo de construção, que é importante dada a incerteza em relação ao crescimento da carga;
- vi. Alto fator de capacidade. De acordo com ABEEÓLICA (2019), o fator de capacidade médio no Brasil em 2018 foi de 42%, chegando a alcançar 60% de média mensal na época de “safra dos ventos”. O fator de capacidade médio mundial é cerca de 25%; e
- vii. Potencial eólico nacional superior a 300 GW (CEPEL, 2001); dentre outras.

## **2.2 A Comercialização de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico**

Após o racionamento ocorrido em 2001 ficou evidenciada a falta de segurança no abastecimento de energia elétrica do país. O modelo adotado após a primeira reforma do setor elétrico<sup>10</sup> não foi suficiente para garantir a expansão da capacidade instalada e segurança do suprimento. Havia assim a necessidade de modificação da estrutura institucional do setor elétrico com o objetivo de ampliar a capacidade instalada de geração e transmissão do sistema (TOLMASQUIM, 2011).

O novo modelo do setor elétrico foi implementado em 2004 por um conjunto de Leis e Decretos:

- i. Lei nº 10.847, de 15/03/2004, que autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), dentre outras providências;
- ii. Lei nº 10.848, de 15/03/2004, que versa sobre a comercialização de energia, dentre outros assuntos;
- iii. Decreto nº 5.081, de 30/07/2004, que regulamenta a função do Operador Nacional do Sistema (ONS);
- iv. Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, que, dentre outras providências, regulamenta a comercialização de energia elétrica;
- v. Decreto nº 5.177, de 12/08/2004, que dispõe sobre a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), estabelecendo suas atribuições, organização e funcionamento;
- vi. Decreto nº 5.184, de 16/08/2004, que cria a Empresa de Pesquisa Energética; e
- vii. Decreto nº 5.195, de 26/08/2004, que institui o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.

O novo modelo para o setor elétrico tinha como principais objetivos:

- i. Garantir a modicidade tarifária para os consumidores por meio da contratação regulada de longo prazo;
- ii. Garantia de suprimento e qualidade na prestação do serviço de energia elétrica, essencial para o desenvolvimento sustentável;
- iii. Segurança jurídica, estabilidade regulatória e justa remuneração para atrair investimentos na expansão do sistema;
- iv. Universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica; e
- v. Retomada do planejamento setorial.

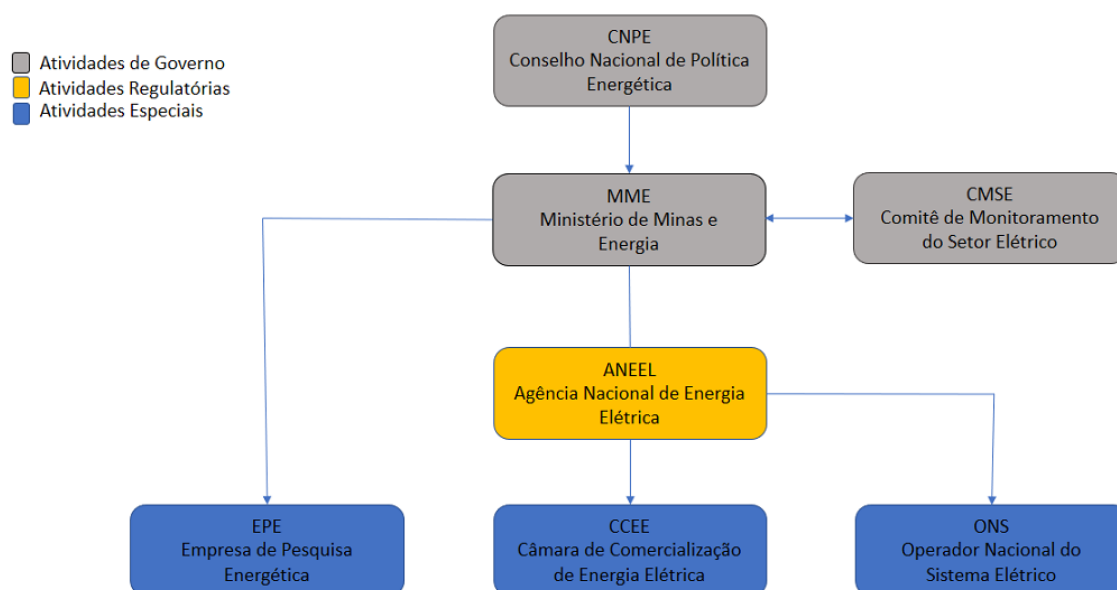
Em termos institucionais o Novo Modelo promoveu modificações importantes como a reorganização das competências e a criação de alguns órgãos: criação de um órgão responsável pelo planejamento energético de longo prazo (Empresa de Pesquisa Energética - EPE), criação de uma associação civil para dar continuidade às atividades

---

<sup>10</sup> Para maiores detalhes da primeira reforma do setor elétrico ver Losekann (2003).

do Mercado atacadista de Energia (MAE) no que se refere a comercialização de energia elétrica (Câmara de Comercialização de Energia - CCEE), além de instituir um comitê para continuo acompanhamento da segurança no suprimento de energia elétrica (Comitês de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE) e reforçou o papel do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

O novo desenho institucional do SEB, representado na Figura 2-2, pode ser subdividido em três diferentes classes (TOLMASQUIM, 2011), quais sejam: agentes que executam atividades de governo, agentes que executam atividades regulatórias ou entidades de direito privado que executam atividades especiais.



**Figura 2-2 – Marco institucional do setor elétrico brasileiro**

Fonte: TOLMASQUIM (2011) modificada

Em conformidade com as diretrizes do novo modelo do setor elétrico, especificamente em relação à modicidade tarifária e à garantia da expansão do sistema, a comercialização de energia elétrica ocorre em dois ambientes distintos: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de contratação Livre (ACL). Em ambos os ambientes a relação entre vendedores e compradores é estabelecida mediante contratos de compra e venda de energia que devem ser, obrigatoriamente, registrados na CCEE.

O ACR é dedicado às empresas de distribuição que contratam energia longo prazo para atender seu mercado cativo. Como forma de garantir a confiabilidade de suprimento, as distribuidoras são obrigadas a estarem 100% contratadas, ficando

sujeitas a penalidades em caso de subcontratação. Desta forma, a contratação regulada possibilita maior previsibilidade na expansão da capacidade instalada.

Para a aquisição de energia no ACR é indispensável a realização de leilões de energia. Estes leilões possibilitam a alocação eficiente de custos na contratação de energia, em linha com o objetivo de modicidade tarifária. São previstos na regulação seis modalidades distintas de leilão. Ressalta-se que, exceto no Leilão de Energia de Reserva (LER), os compradores da energia negociada nos leilões são as distribuidoras. No LER o comprador é a CCEE, que atua como representante de todos os consumidores (cativos e livres) usuários de Energia de Reserva.

Os leilões de energia variam de acordo com seu objetivo e características:

- i. Leilões de Energia Nova (LEN) são realizados com antecedência entre 3 a 7 anos da data de entrega da energia (ultimamente tem-se adotado LEN A-4 e A-6). Tais leilões são organizados com base na declaração da previsão de demanda das distribuidoras e os prazos dos contratos variam entre 15 e 30 anos;
- ii. Leilões de Energia Existente (LEN) são realizados para a contratação de energia de empreendimentos existentes. São realizados de 1 a 5 anos antes do início do suprimento de energia. O prazo dos contratos varia entre 1 e 15 anos;
- iii. Leilões de Ajuste (LA) são utilizados para as contratações de curto prazo (mínimo 4 meses de antecedência). Neste caso, o prazo de contrato varia de 3 meses a dois anos;
- iv. Leilão de Fontes Alternativas (LFA) que tem por objetivo aumentar a diversificação da matriz elétrica nacional com o aumento na participação das fontes renováveis e são realizados de 1 a 4 anos antes do início do suprimento. O prazo dos contratos para esse tipo de leilão são entre 15 e 30 anos;
- v. Leilão de Projeto Estruturante (LPE) são utilizados para a licitação de projetos de caráter estratégico e de interesse público indicados pelo CNPE (3 hidroelétricas foram viabilizadas por esta modalidade de leilão (Santo Antonio (3,150 MW) em 2007, Jirau (3,300 MW) em 2008, e Belo Monte (11,233 MW) em 2010). A realização destes leilões ocorre até 7 anos antes do início da entrega, sendo o contrato válido por 30 anos.
- vi. Leilão de Reserva (LER) onde a contratação de energia (nova ou existente) visa elevar a segurança no fornecimento do SIN e/ou acelerar o desenvolvimento de fontes específicas de energia, como é o caso das fontes renováveis. Normalmente são realizados de 1 a 3 anos antes do início de suprimento, com prazo de suprimento entre 15 e 35 anos.

A contratação de longo prazo permitida pelos leilões garante aos geradores recebíveis de longo prazo que servem como garantia para a obtenção de financiamento para os empreendimentos. Estes contratos no ACR são negociados em duas modalidades distintas: quantidade e disponibilidade. A diferenciação entre estas modalidades está relacionada a alocação do risco hidrológico. Nos contratos por quantidade este risco é assumido pelo gerador, enquanto que no contrato por disponibilidade o risco é assumido pela distribuidora, ou seja, pelo consumidor.

Nos contratos por quantidade o gerador se compromete a entregar uma quantidade de energia a distribuidora de acordo com o resultado do leilão, que definiu o prazo e o preço da energia comercializada. Nesta modalidade, o risco da não entrega é do gerador, que neste caso fica exposto ao mercado de curto prazo, tendo que comprar a energia ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)<sup>11</sup>. Normalmente estes contratos são utilizados para a comercialização da energia hidrelétrica, sendo o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) uma forma de mitigação e compartilhamento do risco hidrológico entre as usinas.

Por sua vez, os contratos por disponibilidade, inicialmente utilizado para a contratação de usinas termelétricas, o gerador recebe uma receita fixa como forma de “aluguel” pela disponibilidade de sua usina para o sistema (independente da geração). Os custos referentes ao despacho da usina<sup>12</sup> são de responsabilidade do comprador. Desta forma, o contrato por disponibilidade transfere para as distribuidoras, consequentemente para os consumidores, o risco de entrega da energia<sup>13</sup>.

O ACL é dedicado a negociação de contratos de energia entre agentes concessionários, permissionário e autorizados de geração, comercializadores, importadores, exportadores de energia, consumidores livres e consumidores especiais<sup>14</sup>. Neste ambiente os contratos são livremente negociados de forma bilateral com estabelecimento de quantidade, preços e prazos. Assim como as distribuidoras no ACR, os consumidores livres e especiais devem estar 100% contratados e sujeitos a penalidades caso contrário. Em dezembro de 2018, o ACL representa cerca de 30% do consumo de energia do SIN, enquanto que o ACR representa, aproximadamente, 70% (CCEE, 2019)

A Figura 2-3 sintetiza as principais características dos dois ambientes de contratação.

---

<sup>11</sup> O PLD é calculado pela CCEE semanalmente para 3 patamares de carga (média, leve e pesada) para cada um dos quatro subsistemas, limitado por valores mínimo e máximo determinados pela ANEEL. O PLD é uma proxy do Custo Marginal de Operação (CMO) previsto, pois é calculado ex ante (uma semana antes da operação real do sistema).

<sup>12</sup> Acima da inflexibilidade declarada pelo gerador.

<sup>13</sup> É importante chamar atenção que no momento do leilão existe apenas uma estimativa relacionada a operação das usinas contratadas por disponibilidade

<sup>14</sup> Consumidores livres são aqueles com demanda superior a 3 MW. Consumidores especiais são aqueles cuja demanda é superior a 500 kW e inferior a 3 MW e que contratam energia que adquirem energia de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes incentivadas especiais (eólica, solar e biomassa).



**Figura 2-3 – Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

Fonte: BRITO (2016)

A Garantia Física de uma usina representa o máximo de energia que pode ser comercializada pelo gerador, tanto no ACR quanto no ACL, definindo assim que todo contrato tenha um lastro. É a contribuição do gerador na capacidade de o sistema elétrico atender à carga como um todo. A GF é expressa em MW médios e é calculada pela EPE através de modelos computacionais, seguindo diretrizes do MME e critérios de suprimentos dados pelo CNPE. A GF do sistema (soma das GF das usinas) é a máxima carga (média anual) que pode ser atendida por um conjunto de geradores atendendo a um critério econômico de suprimento (CASTRO E BRANDÃO, 2009).

Em relação à energia eólica, como será analisado posteriormente, a comercialização de energia ocorre majoritariamente no ACR. Os projetos eólicos são comercializados em LERs, LFAs e, principalmente, LENs. A contabilização da energia elétrica produzida varia entre as modalidades de leilão e tipo de contrato. O processo de contabilização da energia eólica criado pelo planejador buscava mitigar parte dos riscos relacionados a aleatoriedade do recurso eólico, reduzindo assim as incertezas em relação ao fluxo de caixa dos projetos e atraindo um maior número de investidores. O processo de contabilização leva em consideração ajustes anuais e quadriênis da geração.

No caso dos LERs, a contabilização da energia produzida apresenta margem de tolerância fixa em todos os anos do quadriênio. A margem inferior é de 90% para todos os anos do quadriênio, enquanto a margem superior é de 130%, ou seja, um limite

inferior com déficit limitado a 10% e um limite superior limitado a 30% de superávit em relação a obrigação contratual. Será utilizado um exemplo numérico para facilitar o entendimento.

Suponha que o empreendimento tenha gerado 140% da sua obrigação contratual no primeiro ano do quadriênio. Neste caso, ele está com um superávit de 40%. Note que os 40% excedem a margem de tolerância de 30%. Sendo assim, o agente deve ser ressarcido já no primeiro ano. Estes 10% serão valorados a 70% do preço de contrato. Os 30% dentro da margem são transferidos para o segundo ano.

No segundo ano o empreendimento gera 50% da obrigação contratual, que somado aos 30% transferidos do primeiro ano totaliza 80%. Note que neste ano o gerador apresenta déficit de 20% em relação ao seu contrato, mas apenas 10% de déficit em relação a margem de tolerância. Neste caso o gerador deve ressarcir o sistema no segundo ano, valorando este 10% a 115% do preço de contrato. Os 10% de déficit correspondentes a margem de tolerância passa para o terceiro ano.

No terceiro ano o empreendimento gera 120%, que descontado o déficit passado do ano anterior, totaliza 110% da obrigação contratual. Como está dentro da margem de tolerância, nenhum ressarcimento é feito neste ano. Os 10% de superávit são transferidos para o quarto ano.

No quarto ano o empreendimento gera 110% da obrigação contratual, que somado aos 10% de superávit transferidos do terceiro ano totaliza 120%, dentro da margem de tolerância. Neste caso, como a geração contabilizada está dentro da margem de tolerância (130%), o gerador tem 3 opções para o tratamento do excedente de 20%: 1) transferir o superávit para o primeiro ano do próximo quadriênio; 2) venda de cessão para outras usinas que apresentem déficit e tenham comercializado energia no mesmo leilão; ou 3) ser ressarcido pela CONER (Conta de Energia de Reserva) ao preço vigente no Contrato de Energia de Reserva (CER).

Suponha que o gerador tivesse apresentado geração de 80% no quarto ano ao invés de 110%. Neste caso, somando os 10% transferidos do terceiro ano, o saldo no quarto ano seria de 90%. Como o déficit neste caso (10%) está dentro da margem de tolerância, o gerador teria duas opções: 1) ressarcir a CONER ao preço vigente no CER; ou 2) adquirir por cessão os 10% de déficit de outra usina que tenha apresentado superávit e que tenham vendido energia no mesmo leilão.

Até o 4º LER ocorria a repactuação do montante contratado ao final do quadriênio. Comparava-se o montante de energia contratado originalmente com a média de energia

gerada nos 4 anos, passando a valer para o próximo quadriênio o menor valor. Este mecanismo de repactuação foi inserido com o objetivo de mitigar o erro de previsão de geração dos empreendedores (e a ocorrência de ventos de baixa qualidade), pois a garantia física era calculada a partir da metodologia P50<sup>15</sup>. A partir do 5º LER esta repactuação deixou de ser realizada, pois a garantia física dos empreendimentos passou a ser calculada a partir da metodologia P90<sup>16</sup>, diminuindo os desvios na geração.

No caso dos LENS e LFAs, a dinâmica de contabilização anual e quadrienal é análoga a utilizada nos LERs. O limite inferior apresenta uma margem de tolerância de 10% de déficit, que é reembolsado aos compradores valorados ao preço do contrato atualizado. No entanto, a principal diferença se refere a banda de tolerância do superávit. No caso dos LENS, a banda de superávit é de 30% no primeiro ano, 20% no segundo ano, 10% no terceiro ano e 0% no quarto ano. Após estes montantes a energia é liquidada no mercado de curto prazo ao PLD.

Até o 28º LEN, realizado em agosto de 2018, a energia eólica era comercializada em contratos por disponibilidade com contabilização quadrienal. No entanto, a partir deste leilão ocorreu uma mudança, passando a fonte eólica a ser comercializada na modalidade quantidade. Do ponto de vista do consumidor, a mudança para contrato de quantidade é interessante visto que aumenta a previsibilidade do preço da energia, pois o contrato estabelece um preço fixo (R\$/MWh) durante todo o ano.

No entanto, além de estabelecer o preço fixo de energia, a modalidade quantidade adotada para as eólicas estipula que o contrato segue o perfil de produção declarado pelo gerador independentemente, do perfil da demanda (distribuidoras). Desta forma, com a sazonalização acompanhando o perfil do gerador, o risco de exposição ao PLD pela geração abaixo do contratado é transferido para a distribuidora (consumidor). Pelo lado do consumidor, a sazonalização de acordo com o perfil da carga, ou até mesmo *flat* (igual para todos os períodos) representaria menos risco.

A alteração da modalidade de contratação foi objeto de audiência pública da ANEEL. Em sua contribuição à EPE atentou para o fato de que a liberdade do gerador escolher a sazonalidade pode introduzir um risco exarcebado ao comprador, de forma que para o consumidor a sazonalização de acordo com a carga seria a opção com menor risco. PSR (2018) segue esta mesma linha de raciocínio, indicando que

---

<sup>15</sup> Produção anual de energia associada a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento (EPE, 2018).

<sup>16</sup> Produção anual de energia associada a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento (EPE, 2018).



idealmente os contratos deveriam seguir o perfil de carga das distribuidoras, sendo o maior risco atribuído aos geradores precificados na forma de “prêmio de risco” no preço do leilão. Desta forma, além de precificar de forma adequada o risco, o contrato de quantidade permitiria uma seleção mais adequada as necessidades do sistema<sup>17</sup>.

De acordo com a ANEEL (2018), a opção de inserir a contratação por quantidade para as usinas eólicas reflete a maturidade do setor eólico no Brasil alcançada nos últimos anos, possibilitando que o setor assuma mais riscos na comercialização, trazendo benefícios para o sistema. No entanto, de acordo com a agência, a escolha pela sazonalização pela curva de geração foi uma forma encontrada para mitigar parte do risco de exposição do gerador no período de transição da modalidade contratual.

Ao longo dos últimos anos, a contabilização e exposição dos geradores eólicos era realizada de forma quadrienal, passando para anual a partir dos leilões A-4 e A-6 de 2017 e A-4 de 2018. Por sua vez, a partir do leilão A-6 de 2018 a janela de apuração de entrega da energia contratada passou a ser mensal. Sendo assim, a sazonalização de acordo com a curva do gerador busca reduzir a alocação excessiva de risco ao mesmo.

### **2.3 O Desenvolvimento da Energia Eólica no Brasil**

Em dezembro de 2018, o Brasil tinha mais de 14 GW de capacidade instalada de eólicas, posicionando-o como o oitavo país com maior capacidade instalada no mundo em 2018. Em relação a expansão da capacidade instalada o Brasil foi o quinto país que mais instalou eólicas em 2018 (GWEC, 2019). A Tabela 2-1 apresenta a capacidade instalada dos parques eólicos no Brasil por estado. Observa-se a concentração dos projetos eólicos principalmente nas regiões Nordeste e Sul devido a qualidade dos ventos nestas regiões. A produção total de energia eólica 5,304,4 MW médios em 2018, aumento de 15% comparado ao ano anterior.

---

<sup>17</sup> Ao seguir a curva de geração, a sazonalização retira os sinais econômicos, igualando, de certa forma, geradores com diferentes padrões de geração.

**Tabela 2-1 – Capacidade instalada da energia eólica no Brasil (março/2019)**

<b>Estado</b>	<b>Capacidade Instalada (MW)</b>	<b>Nº de parques</b>
Rio Grande do Norte	4.043,10	150
Bahia	3.660,00	139
Ceará	2.050,50	80
Rio Grande do Sul	1.831,90	80
Piauí	1.638,10	60
Pernambuco	782	34
Maranhão	328,8	12
Santa Catarina	238,5	14
Paraíba	157,2	15
Sergipe	34,5	1
Rio de Janeiro	28,1	1
Paraná	2,5	1
<b>Total</b>	<b>14.795,20</b>	<b>587</b>

Fonte: ABEEÓLICA (2019)

O desenvolvimento da fonte eólica no Brasil deve-se à implementação de programas de incentivos à geração de energia como resposta à crise enfrentada pelo setor elétrico no início dos anos 2000 (LEITE, 2007). Ficou evidente nesta época o quanto o Brasil estava vulnerável e dependente de uma fonte energética (hidroelétrica), tornando necessário a contratação de novas fontes para garantir o abastecimento. Soma-se a isto a pressão internacional para maior penetração de fontes renováveis com baixo impacto ambiental. A partir de então, o Brasil passa a adotar políticas públicas para criação de programas de incentivos às renováveis.

### 2.3.1 O PROINFA

O Programa de Incentivos as Fontes Alternativa (PROINFA) se caracteriza por ser o primeiro programa bem-sucedido para inserção da fonte eólica na matriz elétrica brasileira. No entanto, antes da criação deste programa em 2002, o Brasil lançou em 2001 seu primeiro programa de incentivo a fontes alternativas, o chamado PROEÓLICA. De acordo com WACHSMANN e TOLMASQUIM (2003), até este momento o Brasil não possuía nenhum incentivo às fontes alternativas, o que dificultava o estabelecimento destes geradores no mercado elétrico brasileiro.

Como um dos desdobramentos do agravamento da crise energética do início dos anos 2000 (WACHSMANN e TOLMASQUIM, 2003), o Programa PROEÓLICA foi lançado em julho de 2001 através da Resolução nº 24 da Câmara de Gestão da Crise

de Energia Elétrica (DUTRA, 2007). Através da garantia de compra de energia pela Eletrobrás (ou subsidiárias) por um período mínimo de 15 anos, o programa se propunha a alcançar três objetivos descrito no artigo 1º da Resolução (BRASIL, 2001):

- i. viabilizar a implantação de 1.050 MW, até dezembro de 2003, de geração de energia elétrica a partir de fonte eólica, integrada ao sistema elétrico interligado nacional;
- ii. promover o aproveitamento da fonte eólica de energia, como alternativa de desenvolvimento energético, econômico, social e ambiental; e
- iii. promover a complementaridade sazonal com os fluxos hidrológicos nos reservatórios do sistema interligado nacional.

A energia contratada pela Eletrobrás seria valorada ao Valor de Compra (VC), estabelecido pela ANEEL, e repassado às tarifas de energia elétrica das distribuidoras. De acordo com WACHSMANN e TOLMASQUIM (2003) o valor de compra estabelecido pela ANEEL para os anos de 2001 e 2002 foram, respectivamente, R\$ 112/MWh e R\$ 72,35/MWh. De acordo com os autores, este valor de compra era inferior aos custos da geração da energia eólica no Brasil que se encontrava entre R\$ 101,40/MWh e R\$ 218,00/MWh. DUTRA (2007) outros dois fatores que impossibilitaram o sucesso do programa: I) curto espaço de tempo entre o lançamento do programa e prazos curtos para habilitação para que os empreendedores conseguissem os benefícios associados aos índices dos valores de compra; e II) inexistência de regulamentação com definição clara e consistente para mostrar aos agentes os benefícios do programa. Além disso, a barreira tecnológica e ausência de fabricantes de equipamentos no Brasil dificultaram o sucesso do programa.

Após o fracasso do programa PROEÓLICA, que não contratou nenhum empreendimento eólico, o Governo Federal elaborou o PROINFA, considerado o primeiro importante passo para a inserção da fonte eólica. O programa foi instituído pela Lei nº 10.438<sup>18</sup> de 26 de abril de 2002 com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos (figura criada por esta Lei), concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, no SIN (BRASIL, 2002). O programa foi dividido em 2 fases, sendo a primeira para implantação de projetos de geração curto prazo e a segunda de longo prazo (DUTRA e SZKLO, 2006).

A primeira fase do programa previa a instalação de 3.300 MW de capacidade instalada igualmente dividida entre as fontes eólicas, PCH e biomassa. A contratação

---

<sup>18</sup> revisada e ajustada pelas Leis nº 10.762/2003, nº 11.075/2004, nº 11.941/2009, nº 12.212/2010 e nº 12.431/2011 e regulamentada pelos Decretos nº 4.541/2002 e nº 5.025/2004.

desta capacidade instalada seria realizada através da celebração de contratos com a ELETROBRÁS, em até 24 meses após a publicação da Lei de criação do programa, por um prazo de 15<sup>19</sup> anos após a entrada em operação do empreendimento. A data limite para os empreendimentos entrarem em operação foi inicialmente estabelecida para 30 de dezembro de 2006, sendo prorrogada por mais de uma vez até alcançar 31 de dezembro de 2011.

De acordo com DUTRA e SZKLO (2008) a tarifa aplicada nos contratos era diferenciada por fonte, o que implica dizer que cada fonte possui o seu próprio valor econômico diferenciado. Os custos incorridos pela Eletrobrás na contratação dos empreendimentos seriam rateados entre todas as classes de consumo, exceto a classe residencial baixa renda. No entanto, os autores afirmam que a determinação deste valor não é clara, constituindo uma barreira para o sucesso do programa. Pode-se afirmar que o programa utilizou um mecanismo de incentivo híbrido ao levar em consideração uma remuneração pré-definida, conhecida como tarifa *Feed-in Tarif*, e um sistema de cotas, com determinação por fonte da capacidade instalada a ser contratada.

Em relação ao preço estabelecido para energia eólica, a Tabela 2-2 apresenta os valores definidos pelo PROINFA, atualizados pelo IPCA para janeiro de 2019. O piso estabelecido para a fonte eólica foi de 90% da tarifa média nacional de fornecimento ao consumidor final que, atualizado, consiste no valor de R\$ 339,54. Por sua vez, o Valor Econômico da fonte eólica era definido a partir do fator de capacidade de referência do empreendimento. Para fatores de capacidade menores ou iguais a 32,4% o VE atualizado é de R\$ 461,18/MWh. Para fatores de capacidade iguais a superiores a 41,9% o VE atualizado é de R\$ 406,63/MWh. Já para fatores de capacidade que se encontram entre o máximo e mínimo o VE era definido a partir de uma equação.

---

<sup>19</sup> Este prazo foi prorrogado para 20 anos através do Decreto nº 4.541/2002.

**Tabela 2-2- Valores econômicos e piso para eólicas na 1ª fase do PROINFA**

Fator de Capacidade de Referência (FCR)	Valor Econômico - VE (R\$/MWh)	Piso (R\$/MWh)
$FCR^1 \leq FCR_{min}^2$	R\$ 461,18	R\$ 339,54
$FCR_{min} \leq FCR \leq FCR_{max}^3$	Equação*	R\$ 339,54
$FCR \geq FCR_{max}$	R\$ 406,63	R\$ 339,54

Fonte: Elaboração própria a partir de BRASIL (2004)

$$* VE = 461,18 - [(FCR_{max} - FCR_{min}) * (FCR - FCR_{min})]$$

1 Fator de Capacidade de Referência

<sup>2</sup> Fator de Capacidade de Referência Mínimo, ou seja, 0,324041

<sup>3</sup> Fator de Capacidade de Referência Máximo, ou seja, 0,419347

Além desses incentivos, o PROINFA também contava com linha especial de financiamento no BNDES para os projetos contratados no programa (DUTRA, 2007). O BNDES disponibilizou até 5,5 bilhões de reais para financiar os projetos de forma direta, indireta ou mista na modalidade *project finance*. O banco poderia financiar até 70%<sup>20</sup> dos itens financiáveis com taxa de juros TJLP + 3,5% a.a. para financiamentos diretos e TJLP + 2% a.a + remuneração do agente (negociada entre a instituição financeira e o agente) para apoio indireto. O prazo de carência oferecido era de até 6 meses após a entrada do empreendimento em operação e o prazo de amortização fixado em 10<sup>21</sup> anos. A amortização se dava através do Sistema de Amortização Constante (SAC) e o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) adotado era de 1,3. Além do BNDES, o Banco do Nordeste (BNB) e a Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) tiveram papel relevante no financiamento dos projetos oriundos do PROINFA.

Por sua vez, a segunda fase do programa previa que as fontes eólicas, PCH e biomassa atendessem a 10% do consumo anual de energia elétrica no Brasil. Tal

<sup>20</sup> Posteriormente estendido para 80%.

<sup>21</sup> Posteriormente estendido para 12 anos.

objetivo deveria ser alcançado em até 20 anos. No entanto, de acordo com MELO *et. al.*, (2012) a segunda etapa do programa não foi implementada, pois a melhoria das tecnologias e, conseqüentemente, redução de custos, fez com que o Governo procurasse outras formas de estimular o desenvolvimento destas fontes. A principal forma de promover as energias renováveis encontrada pelo Governo foram os leilões de energia. Inclusive, de acordo com CASTRO *et. al.*, (2008) o Leilão de Fontes Alternativas realizado em 2007 foi a forma encontrada pelo Governo para substituir a segunda fase do PROINFA já que os objetivos da primeira etapa não foram alcançados.

A Tabela 2-3 apresenta o resultado da contratação da primeira fase do PROINFA. Nesta fase ocorreram duas chamadas públicas para contratação dos empreendimentos. Na primeira contratou-se os 1.100 MW previstos para a fonte eólica, mas apenas 327 MW de biomassa, totalizando 2.527 MW contratados. Uma segunda chamada pública foi realizada para contratar os 773 MW faltantes de biomassa. No entanto, contratou-se apenas mais 358 MW desta fonte. Desta forma, para atingir a meta inicial (3.300 MW), permitiu-se a contratação excedente das fontes eólicas e biomassa. Sendo assim, o resultado geral da primeira fase do PROINFA foi a contratação de 1.442,24 MW da fonte eólica através de 54 projetos, 1.191,92 da fonte PCH através de 63 projetos e 685,24<sup>22</sup> MW da fonte biomassa através da contratação de 27 empreendimentos.

**Tabela 2-3 - Resultado da primeira fase do PROINFA**

Fonte	Expectativa de contratação (MW)	Contratação Efetiva (MW)	Nº de Projetos
Eólica	1.100	1.422,24	54
PCH	1.100	1.191,92	63
Biomassa	1.100	685,24	27
<b>Total</b>	<b>3.300</b>	<b>3.299,40</b>	<b>144</b>

Fonte: Elaboração própria com dados de DUTRA (2007).

A Tabela 2-4 apresenta os projetos eólicos contratados na primeira fase do programa divididos por estado. Quando implementados, a expectativa de geração de

---

<sup>22</sup> De acordo com WACHSMANN e TOLMASQUIM (2003) e CASTRO *et. al.*, (2008) a principal razão para a contratação abaixo da meta da fonte biomassa foi o baixo valor da tarifa (valor econômico).

energia anual desses projetos é de 3.720 GWh, correspondendo a 30% do total de energia previsto para ser gerada pelos projetos contratados na primeira fase do PROINFA. É possível observar a concentração de projetos na região Nordeste do Brasil, que representa 56,6% da capacidade instalada contratada. Este fato se justifica pela qualidade do recurso eólico nesta região. Além da qualidade do recurso eólico, outro benefício da instalação dos projetos eólico no Nordeste é a complementaridade entre o regime de ventos da costa e as vazões do rio São Francisco, como apontado por BITTENCOURT *et. al.*, (1999) *apud* WACHSMANN e TOLMASQUIM (2003) e CÉBOLO (2005) *apud* DUTRA (2007).

**Tabela 2-4 - Projetos eólicos contratados no PROINFA por estado**

<b>Região</b>	<b>Estado</b>	<b>Projetos</b>	<b>Potência (MW)</b>
Região Nordeste	Ceará	14	500,53
	Paraíba	13	60,35
	Pernambuco	5	21,25
	Piauí	1	17,85
	Rio Grande do Norte	3	201,10
	<b>Total</b>	<b>36</b>	<b>805,58</b>
Região Sudeste	Rio de Janeiro	2	163,05
	<b>Total</b>	<b>2</b>	<b>163,05</b>
Região Sul	Santa Catarina	11	226,73
	Rio Grande do Sul	5	227,57
	<b>Total</b>	<b>16</b>	<b>454,29</b>
<b>Total de Projetos Eólicos – PROINFA Fase I</b>		<b>54</b>	<b>1422,92</b>

Fonte: DUTRA (2007)

Em suma, pode-se afirmar que o PROINFA foi exitoso para o início da penetração da fonte eólica na matriz elétrica nacional, podendo ser considerada como a primeira fase da expansão eólica no Brasil. O primeiro empreendimento contratado pelo PROINFA entrou em operação em 2006. Trata-se da usina de Osório, instalada no Rio Grande do Sul e com capacidade instalada de 50 MW. De acordo com ABEEEÓLICA (2019) e ELETROBRÁS (2018) dos 54 empreendimentos eólicos contratados no PROINFA, apenas 2 não estão em operação comercial (UEE Alhandra e UEE

Quintanilha Machado I que tiveram seus contratos rescindidos<sup>23</sup>). Desta forma, 52 empreendimentos, totalizando 1.282,52 MW de potência instalada, estão em operação.

Além disso, o programa foi extremamente importante para o início da nacionalização da indústria da energia eólica. Este fato é explicado pela obrigatoriedade imposta pelo programa de que o índice de nacionalização dos equipamentos e serviços na primeira fase do programa fosse de 60% (em valor). De acordo com WACHSMANN e TOLMASQUIM (2003), a expansão da capacidade produtiva de turbinas nacionais não se expandiu como o esperado, sendo um dos motivos para a postergação do prazo para a entrada em operação dos empreendimentos<sup>24</sup>. No entanto, observando a expansão da cadeia nacional da indústria eólica é possível afirmar que o PROINFA obteve êxito em criar uma base de longo prazo para o estabelecimento de uma indústria eólica no Brasil.

Como conclusão, percebe-se que o PROINFA foi importante para a contratação de fontes alternativas de energia que, na época, eram consideravelmente mais caras que a principal opção para expansão do parque gerador (hidrelétricas). O programa foi lançado em um momento onde o Brasil não tinha conhecimento sobre a tecnologia nem sobre o potencial dos recursos eólicos a serem explorados. Em relação ao timing, observa-se o momento oportuno, pós crise de abastecimento, para o desenvolvimento de novas fontes de energia no Brasil. Desta forma, o programa foi positivo para o avanço do conhecimento em relação a tecnologia, os recursos, a questão do licenciamento ambiental e financiamento da fonte eólica no Brasil, criando no país um *know-how* em energia eólica.

No entanto, apesar de contribuir para o sucesso da expansão da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil, o PROINFA foi alvo de algumas críticas, dentre as quais se destacam (PORRUA *et. al.*, 2010):

- i. A utilização da tarifa *feed-in*, que além dos altos custos para os consumidores não apresenta incentivos econômicos para a eficiência e desenvolvimento tecnológico;

---

<sup>23</sup> A usina Alhandra, com 5,4 MW de capacidade instalada, chegou a entrar em operação em 2011, mas teve seu contrato rescindido pela Eletrobrás em 2012. Posteriormente, em 2017, a ANEEL revogou autorização outorgada à Cedin do Brasil Ltda. para explorar a central geradora eólica Alhandra. A usina de Quintanilha Machado I, com 135 MW de capacidade instalada, teve seu contrato rescindido amigavelmente por entraves relativos a sua localização. A usina estava prevista para ser instalada em Cabo Frio/RJ, próxima ao aeroporto local, o que poderia atrapalhar o tráfego aéreo da área.

<sup>24</sup> Outras dificuldades do PROINFA apontados pelos autores foram: I) falta de capacidade financeira dos empreendedores; e II) necessidade de revisão nos projetos.



- ii. A exigência de 60% de nacionalização dos equipamentos na época em que apenas o fabricante WOBER atuava no país;
- iii. Critério de seleção dos projetos um pouco estranho. A ordenação dos projetos habilitados a preencherem a conta de contratação de eólicas era baseada na antiguidade da primeira licença de instalação, fazendo com o que o projeto mais competitivo fosse aquele que obteve a licença a mais tempo. Com isto, criou-se um “mercado negro” para licenças ambientais.
- iv. Dividir igualmente entre as fontes os 3.300 a serem contratados questiona a lógica econômica visto que as tecnologias possuem preços distintos.

### 2.3.2 Os Leilões de Energia

Decorridos 5 anos da primeira fase de contratação das usinas eólicas (PROINFA) o ano de 2009 marca o início da segunda grande fase de contratação destas usinas. Neste ano ocorreu o primeiro leilão para contratação desta fonte de energia. Como visto anteriormente, os leilões de energia se consolidaram como um instrumento de política energética no novo marco regulatório vigente a partir de 2004. Nestes leilões, a modelagem utilizada visa incentivar a competição entre os ofertantes de modo a conciliar dois dos objetivos basilares do novo modelo: expansão da capacidade instalada do sistema e modicidade tarifária. Desta forma, a partir deste momento o esquema de Tarifa *Feed-in*, adotado no PROINFA, é substituído pelos leilões que possui duas principais vantagens para o incentivo a renováveis (BAYER *et. al.*, 2018a):

- i. o processo competitivo de contratação das fontes renováveis pode levar à redução do nível de preços de contratação; e
- ii. permite melhor controle da expansão de renováveis, pois especifica a capacidade a ser contratada e o tempo de implantação

Além disso, os vencedores dos leilões de energia firmam contratos de longo prazo (20 anos no caso da energia eólica) com as distribuidoras participantes do certame. Tais contratos garantem aos empreendedores uma maior previsibilidade no fluxo de caixa (receitas) do projeto, fundamental para garantir o financiamento dos projetos na modalidade *project finance*. Os contratos são utilizados pelo financiador (no caso o BNDES, maior financiador do setor elétrico) como garantia para o financiamento e variável chave na definição da alavancagem financeira do projeto.

O ano de 2009 marca o início da contratação da fonte eólica por meio de mecanismo competitivo (VIANA, 2017). No caso da energia eólica, os leilões foram

utilizados como forma de apoio ao desenvolvimento de tecnologia específica, algo permitido pela regulamentação brasileira desde que conduzida por decisões de política energética (PORRUA *et. al.*, 2010 e MAURER e BARROSO, 2011). No decorrer desta seção serão apontados os principais resultados da contratação da energia eólica nos leilões de energia comprovando o seu sucesso para expandir a participação desta fonte na matriz elétrica nacional. Sucesso que pode ser comprovado pela capacidade instalada contratada, bem como pelo interesse de investidores nacionais e estrangeiros (número de projetos cadastrados) e pelos preços comercializados.

No entanto, antes de analisar os resultados dos leilões, será examinado de forma breve o contexto histórico que antecedeu a participação da fonte eólica nos leilões, baseado na literatura e em entrevistas realizadas com agentes do setor.

Em primeiro lugar, destaca-se o aprendizado do Governo ao longo dos 5 anos entre o PROINFA e o 02º LER que permitiram estruturar de forma mais adequada os leilões. De acordo com REGO (2012) o Governo percebeu a barreira imposta aos empreendedores ao estabelecer o percentual (60%) de grau mínimo de nacionalização dos equipamentos. Este fato ficou evidente dada a insuficiência do parque industrial instalado no Brasil à época. Em segundo lugar, o Governo percebeu o ônus do aproveitamento errado dos benefícios do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) pelo fato da Eletrobrás não desenvolver e certificar os créditos de carbonos dos empreendimentos. Em terceiro lugar, ficou claro que a questão do financiamento era crucial para os projetos na medida em que alguns empreendimentos não conseguiram acesso à linhas de financiamento.

Merece destaque um quarto e importante aprendizado que se refere a frustração do objetivo da política energética de realizar a expansão da matriz elétrica brasileira através da construção de usinas hidrelétricas. Este objetivo estava atrelado à competitividade da fonte hidrelétrica em termos de preço, bem como ao potencial hídrico remanescente e à qualidade operativa da fonte. No entanto, de acordo com CASTRO *et. al.*, (2010) a viabilidade da construção de hidrelétricas esbarrou na questão topográfica<sup>25</sup> do potencial remanescente e nas restrições mais severas da legislação ambiental que dificultara a construção de usinas com baixa densidade de potência<sup>26</sup>. Desta forma, a ausência de projetos hidrelétricos nos certames abriu espaço para a

---

<sup>25</sup> O potencial remanescente encontra-se essencialmente na região norte do país onde a topografia (planície) suave e com baixos desníveis dificulta o aproveitamento hídrico. Além disso, prevalecem nesta região áreas de preservação ambiental, florestas e terras indígenas (CASTRO *et. al.*, 2012).

<sup>26</sup> Relação entre a área alagada e a potência instalada.

contratação de usinas termelétricas, principalmente movidas a óleo diesel e óleo combustível, nos anos de 2007 e 2008 com alto custo para o sistema<sup>27</sup>. Paradoxalmente, o alto custo e a falta de competitividade da fonte eólica eram justificativas que barravam o seu desenvolvimento à época.

Outro fator relevante no contexto histórico se refere aos avanços tecnológicos ocorridos desde o PROINFA. A evolução tecnológica ocorrida pode ser observada em 3 dimensões:

- i. altura das torres. Na época do PROINFA as torres dos empreendimentos eólicos tinham, em média 50 metros de altura, enquanto as torres no primeiro leilão já chegavam a 100 metros;
- ii. potência unitária dos aerogeradores, cuja evolução pode ser constatada visto que as máquinas passaram de menos de 1 MW na época do PROINFA para máquinas de 2 MW ou mais em 2009; e
- iii. aumento do fator de capacidade, muito relativo a evolução dos estudos dos recursos eólicos nacionais e das técnicas de medição dos ventos, que possibilitaram o aproveitamento dos melhores sítios (*hotspot*).

Estes avanços se refletem, por exemplo, no fator de capacidade que passou de 32%, em média, na época do PROINFA para projetos que chegavam a 45% em 2009 (REGO, 2012).

A evolução tecnológica em escala global permitiu uma queda considerável no CAPEX da energia eólica entre os anos de 2005 e 2009. O impacto econômico expressivo desta evolução permitiu a redução real de 25% no custo do kilowatt médio instalado. De acordo com REGO (2012) o custo médio do kilowatt médio instalado no PROINFA, atualizado para valores de 2009, era de R\$ 13,5 mil (considerando o fator de capacidade médio dos parques contratados de 32%), enquanto que o custo médio em 2009 estava em torno de R\$ 10,2 mil por kilowatt médio.

Além da redução dos preços pelos avanços tecnológicos, outro fator foi importante foram os efeitos da crise financeira internacional. A redução da demanda internacional por equipamentos na Europa e o aumento da competição entre os fabricantes fez com

---

<sup>27</sup> Estas usinas apresentam alto Custo Variável Unitário (CVU). Desta forma, de acordo com CASTRO et. al., (2010a) tais usinas representam um alto risco financeiro para o sistema, pois em um período hidrológico desfavorável a frequência de despacho destas usinas pode aumentar de forma considerável, mesmo elas tendo sido contratadas como *backup* para operar poucas horas por ano.

que os preços dos mesmos caíssem de forma considerável (PORRUA *et. al.*, 2010), beneficiando os investidores em projetos eólicos no Brasil.

A partir deste contexto, o Governo optou por organizar um leilão competitivo para a contratação da fonte eólica. Desta forma, seria possível aproveitar a redução dos custos dos equipamentos e a competição entre os investidores interessados de modo a possibilitar a redução do preço da energia eólica e o desenvolvimento em maior escala (PORRUA *et. al.*, 2010).

O 2º Leilão de Energia de Reserva, realizado no dia 14 de dezembro de 2009, marca o início da contratação da fonte eólica em leilões<sup>28</sup>, tendo como resultado a contratação de 1.805,7 MW. A partir deste marco, outros 19 leilões apresentaram como resultado a contratação de energia eólica, como pode ser observado na Tabela 2-5.

---

<sup>28</sup> Este foi o primeiro leilão que apresentou contratação da fonte eólica. No entanto, a fonte já havia participado de dois leilões anteriormente, sem sucesso na contratação.

**Tabela 2-5 - Parques Eólicos Comercializados em Leilões de Energia**

Data	Leilão	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Nº de Parques
14/12/2009	02ºLER	1805,7	783,1	71
25/08/2010	03ºLER	528,2	658,5	20
26/08/2010	02ºLFA	1519,6	266,8	50
17/08/2011	12ºLEN A-3	1067,6	484,2	44
18/08/2011	04ºLER	861,1	428,8	34
20/12/2011	13ºLEN A-5	976,5	478,5	39
14/12/2012	15ºLEN A-5	281,9	152,2	10
23/08/2013	05ºLER	1505,2	700,7	66
18/11/2013	17ºLEN A-3	867,6	380,2	39
13/12/2013	18ºLEN A-5	2337,8	1083,4	97
06/06/2014	19ºLEN A-3	551	274,5	21
31/10/2014	06ºLER	769,1	333,4	31
28/11/2014	20ºLEN A-5	925,9	435,6	36
27/03/2015	03ºLFA	90	42,3	3
21/08/2015	22ºLEN A-3	538,8	252,1	19
13/11/2015	08ºLER	548,2	284,8	20
18/12/2017	25º LEN A-4	64	38	2
20/12/2017	26ºLEN A-6	1386,6	773,6	49
04/04/2018	27ºLEN A-4	114,4	57,7	4
31/08/2018	28ºLEN A-6	1250,7	658,6	48
Total		17989,9	8567	703

Fonte: Elaboração própria com dados de CCEE (2018).

É possível observar que os 20 leilões realizados de 2009 a 2018 com a participação da fonte eólica possibilitaram a contratação total de 17.990 MW. Observa-se também 3 modalidades principais de leilão para a contratação da fonte: o Leilão de Energia Nova (LEN), Leilão de Energia de Reserva (LER) e Leilão de Fontes Alternativas (LFA). Destaca-se que o LEN e o LFA são realizados com o objetivo de comercializar energia suficiente para o atendimento das distribuidoras nos próximos anos (baseado nas estimativas declaradas pelas próprias distribuidoras). Por outro lado, o volume de contratação do LER é determinado pelo Governo seguindo critérios e cálculos de segurança do sistema.

O Leilão de Energia Nova (LEN) foi a modalidade de leilão que mais contratou empreendimentos eólicos até o ano de 2018. De 2009 a 2018 foram realizados 28 LENs, dos quais 3 foram cancelados (9º, 14º e 24º LEN). Foram comercializados empreendimentos eólicos em 12 destes leilões, totalizando uma expansão da capacidade instalada de 10.363 MW e um investimento estimado em 54 bilhões de reais.

O 12º LEN, realizado em 17 de agosto de 2011, é considerado um marco de sucesso da fonte eólica nos leilões de energia. Neste certame foi permitido que, pela primeira vez, a fonte eólica competisse diretamente com usinas termelétricas (gás natural). A competição entre as fontes foi baseada exclusivamente no critério de menor preço oferecido (R\$/MWh). Nesta ocasião a fonte eólica demonstrou sua competitividade, sendo contratada a preços inferiores aos praticados pelas usinas termelétricas a gás natural.

O preço médio de comercialização da fonte eólica neste certame foi de R\$ 151,80/MWh enquanto as usinas a gás natural apresentaram preço médio de R\$ 157,50/MWh (ambos atualizados pelo IPCA para janeiro de 2019). Além disto, a fonte eólica apresentou neste leilão a maior capacidade instalada contratada, 1.067,6 (38% do total negociado na ocasião), contra 1.029,2 MW (37,5% do total<sup>29</sup>) contratados por meio de duas usinas termelétricas. Desta forma, CUNHA *et. al.*, (2012) afirmam que, mesmo sem considerar as externalidades positivas relativas a não emissão de carbono, a fonte eólica se tornou competitiva em apenas 2 anos.

O Leilão de Energia de Reserva (LER) representa o segundo tipo de leilão mais utilizado para a contratação da energia eólica. Desde 2004 já foram realizados nove<sup>30</sup> LERs, dos quais seis contrataram a fonte eólica (apenas o 01º LER, 7º LER e 10º LER não contrataram). No total, os LERs foram responsáveis por viabilizar a contratação de 6.017,5 MW de capacidade instalada de eólicas, com um total de investimento estimado em R\$ 38.447.010.624,32. Destaca-se que o 02º LER, realizado em dezembro de 2009 e específico para a fonte eólica, representou um marco na expansão da energia eólica, sendo o primeiro leilão a comercializar a fonte eólica. Apesar de ser o primeiro a contratar empreendimentos eólicos, este LER foi o terceiro leilão com a participação da fonte. Embora tenha participado do leilão, a fonte eólica não teve nenhum projeto contratado nos Leilões de Fontes Alternativas de 2007 e 01º LER em 2008.

À época da realização deste leilão a capacidade instalada da fonte eólica no país era ligeiramente superior a 600 MW, representando apenas 0,57% da capacidade instalada do país (ABEEÓLICA, 2019). Desta forma, o primeiro leilão com a participação

---

<sup>29</sup> O restante da capacidade instalada contratada neste leilão foi: 450 MW (16,4% do total) referentes a ampliação de hidrelétrica de Jirau e 197,8 MW (7,2% do total) de biomassa.

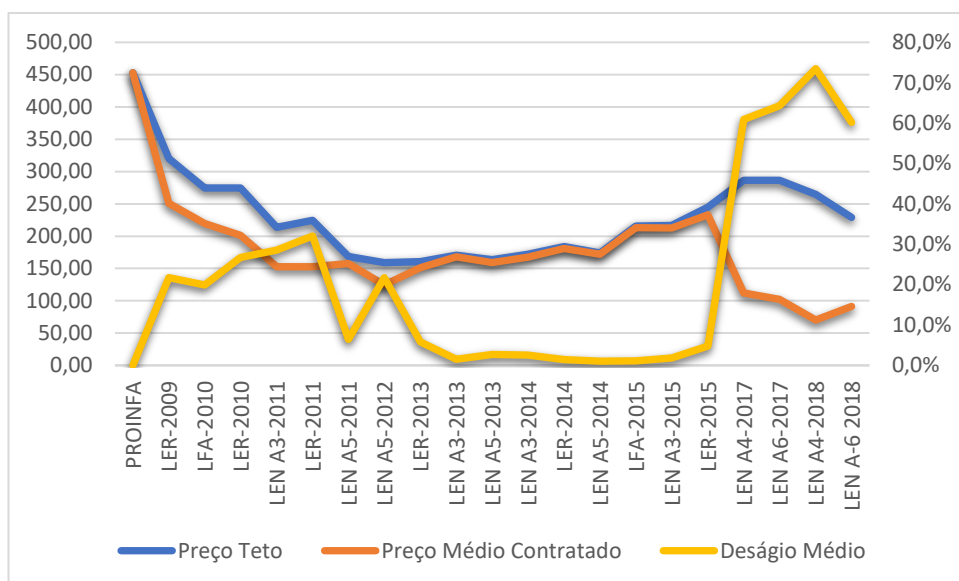
<sup>30</sup> Além dos nove LERs que apresentaram contratação, mais dois chegaram a ser anunciados. No entanto, no 09º LER (2015), que tinha por objetivo a contratação de termelétricas a gás natural para atuarem como reserva operativa, não houve negociação e o 11º LER (2016) acabou sendo cancelado em decorrência da queda da demanda derivada da crise econômica.

da fonte eólica foi responsável por contratar (1.805,7 MW) cerca de 3 vezes a capacidade instalada que o Brasil possuía à época.

De acordo com REGO (2012) a inclusão da fonte eólica no 2º LER acabou com a marginalização da fonte no planejamento da expansão do setor elétrico oriunda da dificuldade de implementação dos projetos contratados no PROINFA, como abordado anteriormente. Até este leilão, a energia eólica era vista como uma fonte cara e se a certeza de que os empreendedores seriam capazes de entregar os projetos contratados.

Desde 2004 já foram realizados 3 Leilões de Fontes Alternativas (LFA), dos quais em dois foram comercializados a fonte eólica. O 2º LFA, realizado em 2010, marcou a segunda participação da fonte eólica em leilões de energia e foi responsável pela contratação de 1519,6 MW de capacidade instalada da fonte eólica, gerando investimentos estimados da ordem de 10 bilhões de reais. Por sua vez, o 3º LFA, realizado em 2015, contratou apenas 90 MW de capacidade instalada com investimentos estimados em 538 milhões de reais. O LFA é utilizado para suprir a demanda das distribuidoras através da contratação de energias renováveis. No entanto, o MME pouco os utiliza para a expansão das renováveis visto que os LERs estão sendo usados para esta finalidade e a demanda das distribuidoras é majoritariamente suprida pelos LEN A-4 e A-6 (A-3 e A-5, antigamente).

Após analisar o histórico de contratação da fonte eólica nos leilões de energia, será apresentado o histórico da evolução dos preços de contratação desta fonte. A importância da análise dos preços comercializados é relevante para o estudo do financiamento dos parques eólicos, pois interfere de forma direta na receita dos parques eólicos (variável de grande importância na análise da capacidade do projeto se alavancar financeiramente). O Gráfico 2-5 ilustra este histórico, explicitando o preço teto (linha azul), o preço médio de contratação (linha laranja) e os deságios médios (linha amarela) de todos os leilões com participação da fonte eólica, além dos resultados referentes ao PROINFA. Os preços apresentados nos gráficos foram atualizados pelo IPCA para janeiro de 2019, permitindo assim a sua comparação.



**Gráfico 2-5 - Histórico do Preço Teto (R\$/MWh), Preço de contratação (R\$/MWh) e Deságio Médio (%) dos leilões de energia e PROINFA**

Fonte: Elaboração própria a partir de EPE (2018) e CCEE (2018)

O resultado do 2º LER merece uma atenção especial visto que foi o primeiro leilão de contratação da fonte eólica. Após aprender com os erros e acertos do passado e perceber os fatores conjunturais (queda da demanda por equipamentos na Europa devido a crise econômica) e estruturais (ganhos tecnológicos como aumento do tamanho das torres e aerogeradores) o Governo fixou o preço teto do leilão em R\$ 320,40/MWh. Observa-se que este preço é bastante inferior aos preços fixados para o PROINFA, que variavam de R\$ 406,63/MWh a R\$ 461,18/MWh. O produto ofertado nesta ocasião era o Contrato de Energia de Reserva (CER) com vigência de 20 anos, válidos a partir de 1 de julho de 2012, e reajustados anualmente pelo IPCA.

Embora o preço teto fosse consideravelmente inferior aos preços praticados no PROINFA, pode-se afirmar que este foi considerado razoável pelos investidores. A justificativa desta afirmativa pode ser entendida por dois pontos de análise: número de participantes no leilão e preços praticados.

Em relação ao número de participantes, o preço teto estipulado foi suficiente para atrair um número expressivo de empreendedores para o certame<sup>31</sup>. A EPE, responsável pelas análises técnicas dos empreendimentos antes do leilão, cadastrou um total 441

<sup>31</sup> Um aperto demasiado no preço teto poderia reduzir o número de ofertantes no certame, reduzindo a competição. E uma vez existindo um número grande de competidores é possível que o preço final não seja sensível ao preço inicial (PORRUA *et. al.*, 2010).



projetos de geração, espalhados em 11 unidades da federação<sup>32</sup>, cuja somatória de potência instalada alcançou 13.341 MW. Deste total de empreendimentos cadastrados, 339 projetos foram habilitados pela EPE para participarem da disputa, somando 10.005 MW de capacidade instalada. Na época, o expressivo número de projetos cadastrados e habilitados superaram as expectativas dos analistas e já indicavam uma ampla competição e, conseqüentemente, o sucesso do leilão.

De fato, o leilão foi bastante competitivo e exitoso. A fase de lances decrescente durou 9 horas, sendo realizadas 75 rodadas com decréscimo fixo no preço (0,27%), o que já resultou em um preço de R\$ 263,22/MWh. Já na fase de envelope fechado (*pay-as-bid*) o preço foi ainda mais reduzido, resultando em um preço médio de contratação de R\$ 250,83, o que representa um deságio de 21,5% em relação ao preço teto. O intervalo de preços contratados situou-se entre R\$ 222,25/MWh e R\$ 259,57/MWh. Comparando o resultado deste leilão com o do PROINFA, percebe-se que os preços praticados no leilão foram, em média, 44% inferiores ao do PROINFA.

REGO (2012) destaca a alta competitividade apresentada pela fonte eólica comparando o seu preço médio de contratação no leilão com outras tecnologias contratadas em leilões anteriores. Segundo o autor, ao preço médio de R\$ 250,83 a fonte eólica se mostrou mais competitiva que as usinas hidrelétricas “botox” 14 de julho, Castro Alves, Monte Carlo, Barra Grande, Cana Brava, Porto Estrela, Salto Pilão e São Salvador. Também apresentou preço de contratação inferior a todas as PCH<sup>33</sup> comercializadas em 2007 no 1º Leilão de Fontes Alternativas (LFA) e a quase todas<sup>34</sup> usinas termelétricas movidas à biomassa comercializadas desde 2005.

A alta competitividade da fonte eólica neste leilão pode ser explicada em função dos fatores conjunturais e estruturais já comentados anteriormente. Além disso, contribuiu para o sucesso do leilão o comportamento agressivo dos investidores, bem como o alto fator de capacidade dos empreendimentos comercializados na ocasião. A média do fator de capacidade dos parques foi de 44% (CUNHA *et. al.*, 2012).

Em suma, os preços obtidos pela energia eólica em seu primeiro leilão demonstraram a competitividade da fonte e surpreenderam os analistas na época. Além disso, os resultados foram fundamentais para pavimentar o caminho da competição da fonte eólica, o que foi verificado já no ano seguinte. Em 2010 a fonte eólica já competiu

---

<sup>32</sup> Sendo 322 projetos, ou 73% do total, na região Nordeste

<sup>33</sup> 6 PCHs foram comercializadas nesta ocasião.

<sup>34</sup> Apenas 2 exceções.

de forma direta com as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e usinas movidas a biomassa em dois leilões de energia (o 2º Leilão de Fontes Alternativas e o 3º Leilão de Energia de Reserva). No ano seguinte, como exposto anteriormente, a fonte eólica competiu em igualdade com fontes térmicas movidas a combustível fóssil no 12º LEN A-3 (2011), sendo a fonte mais competitiva do certame.

A partir do primeiro leilão realizado em 2009, os preços da energia eólica praticados nos demais certames continuaram a cair até o ano de 2013, como pode ser observado no Gráfico 2-5. De acordo com BAYER *et. al.*, (2018) alguns fatores podem ter sido responsáveis pela queda observada. O autor destaca que o alto nível de competição entre os fabricantes de equipamentos pode ter reduzido os custos de implantação dos projetos. Com o mercado Europeu estagnado, muitos fabricantes enxergaram o mercado brasileiro como um novo negócio e instalaram suas fábricas no país. Além disso, o aumento de competição entre os empreendedores (nacionais e internacionais, atraídos pelo promissor mercado eólico brasileiro e pela queda no mercado europeu) nos leilões e os ganhos oriundos do aprendizado possibilitaram a redução dos preços contratados.

Um outro fator que contribuiu para a queda nos preços observada entre os anos 2009-2013 foi a taxa básica de juros da economia brasileira (BAYER *et. al.*, 2018), Taxa Selic, que passou de 6,53% em janeiro de 2009 para 0,62% em março de 2013, em termos reais. O movimento da Taxa Selic reduziu o custo de capital dos projetos dado seu impacto no custo médio ponderado do capital. O impacto no WACC dos empreendedores pode ser percebido de duas maneiras. A primeira pela possível redução no custo do capital próprio visto que a redução na taxa básica de juros pode vir a reduzir o custo de oportunidade do empreendedor. A segunda maneira se refere à redução do custo do capital de terceiros (dívida). A justificativa para isto deve-se ao fato de o BNDES ser o maior financiador dos projetos eólicos no Brasil e a sua taxa de financiamento (Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP) acompanhava a flutuação da taxa Selic e/ou era utilizada de forma anticíclica como forma de estimular o investimento<sup>35</sup>.

Após o período de queda no nível dos preços da energia eólica nos leilões, pode-se observar uma elevação destes preços entre os anos de 2013 e 2015. Por exemplo, a fonte eólica foi comercializada a R\$ 159,12/MWh no LEN A-5 em 2013 e chegou a R\$ 233,18/MWh no LER realizado em 2015. Uma primeira observação a ser feita neste

---

<sup>35</sup> O papel do BNDES no financiamento da fonte eólica, bem como a análise do seu custo financeiro será melhor detalhada no próximo capítulo.

período é que os preços médios de contratação dos leilões foram muito próximos aos preços teto estipulados pelo Governo, fazendo com que os deságios no período fossem próximos a zero.

De acordo com a literatura (AZUELA *et. al.*, 2014 e BAYER, *et. al.*, 2018), o aumento do preço da energia eólica pode ser entendido através de três principais fatores.

Em primeiro lugar, um fator importante para o comportamento dos preços foi a mudança no cálculo da garantia física dos empreendimentos eólicos. Até 2013 a garantia física estava associada a geração P50<sup>36</sup> dos empreendimentos. A partir deste ano, o critério foi modificado para P90<sup>37</sup> o que, conseqüentemente, reduziu de forma considerável a quantidade máxima de energia que as usinas eólicas podem comercializar nos leilões. Embora tenha contribuído para uma avaliação mais conservadora da contribuição da geração eólica, esta medida alterou de forma considerável a engenharia financeira dos projetos eólicos.

Um segundo fator, também instituído no 5º LER em 2013, foi a instituição de um “pré-leilão” para o acesso a instalações da rede básica já existentes ou contratadas, determinando como responsabilidade do empreendedor a construção da infraestrutura necessária para a conexão à rede básica. Esta inovação tinha como objetivo evitar problemas ocorridos em leilões anteriores onde os parques eólicos ficavam prontos antes das instalações de transmissões necessárias para o escoamento da energia gerada. De acordo com BAYER *et. al.*, (2018), 30% da capacidade instalada que atingiu a conclusão da implantação do projeto foi afetada por atrasos de conexão à rede. Sendo assim, este mecanismo garante que a capacidade a ser contratada nos leilões não exceda a capacidade de transmissão disponível nos pontos de conexão solicitados.

Por fim, um terceiro fator que influenciou os preços se refere a desvalorização do real em relação ao dólar americano e ao euro no período analisado. Desta forma, a elevação nos custos dos componentes importados levou ao aumento do custo de implementação dos projetos que se refletiu nos preços praticados nos leilões.

Após o aumento dos preços observados no período entre 2013 e 2015, observa-se no Gráfico 2-5 uma nova e acentuada redução dos preços nos leilões realizados em

---

<sup>36</sup> produção anual de energia associada a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a cinquenta por cento (EPE, 2018).

<sup>37</sup> produção anual de energia associada a uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento (EPE, 2018).

2017 e 2018. Em 2017 a energia eólica foi comercializada em dois leilões, LEN A-4 e A-6, e os deságios médios apresentados foram, respectivamente, 61% e 64%. Também no ano de 2018 a fonte eólica comercializou energia nos leilões A-4 e A-6 com deságios de 73% e 60%, respectivamente. Os preços praticados nestes leilões foram: R\$ 112,05/MWh (LEN A-4 2017); R\$ 102,27/MWh (LEN A-6 2017); R\$ 70,13/MWh (LEN A-4 2018); e R\$ 91,16/MWh (LEN A-6 2018).

Chama atenção o fato de que o preço médio do leilão A-4 de 2017 representa menos da metade do preço médio do leilão anterior (08º LER 2015), onde a fonte eólica apresentou o preço médio de R\$ 233,18/MWh. A redução do preço da energia eólica pode ser entendida através da análise estrutural e conjuntural. Pelo lado estrutural, os ganhos tecnológicos na medição dos ventos, bem como na tecnologia das próprias turbinas. O aumento no tamanho das torres e da potência das máquinas, além dos aperfeiçoamentos tecnológicos para o melhor aproveitamento do padrão dos ventos brasileiros vem aumentando o fator de capacidade dos parques eólicos e reduzindo o CAPEX dos investimentos.

Pelo lado conjuntural, a contratação de energia eólica nos anos anteriores (2015 e 2016) foi bastante inferior a contratação ocorrida entre 2009 e 2014. Inclusive, no ano de 2016 a energia eólica não foi comercializada em nenhum leilão de energia. A fraca demanda dos anos anteriores foi resultado da crise econômica pela qual o país passou, o que fez reduzir as estimativas de crescimento da demanda por energia elétrica para os anos seguintes. Além disto, os fabricantes de equipamentos haviam investido de forma considerável na capacidade de produção no Brasil, por conta da regra de nacionalização. Desta forma, a baixa demanda por equipamentos e a elevada capacidade ociosa dos fabricantes fez com que os preços dos equipamentos fossem reduzidos de forma significativa com o objetivo de evitar o fechamento das fábricas. Sendo assim, uma das justificativas para a redução dos preços nos últimos leilões está atrelada a redução dos preços dos equipamentos por fatores conjunturais e estruturais.

Um outro fator para a queda de preço observada, revelado através de uma entrevista com um agente representativo do setor, se refere a conjuntura internacional e a modelagem de contratação internacional. Até pouco tempo atrás, o Brasil era considerado uma ilha de investimento em energia eólica (renováveis) sob a modalidade de leilão, enquanto os demais países comercializavam a energia eólica, principalmente, através de incentivos via utilização de tarifas *feed-in*. No entanto, a maior adesão global ao mecanismo de leilões fez com que os investidores globais se preparassem para leilões no mundo inteiro, inclusive no Brasil. Desta forma, pode-se afirmar que, de certa

forma, romperam-se as fronteiras da energia eólica a nível mundial, aumentando a competição e, conseqüentemente, a tendência de queda dos preços.

Este fator é corroborado por IRENA (2018). De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis, com o amadurecimento da tecnologia e a redução dos custos superando as expectativas, houve no mundo um crescente movimento de adesão aos leilões ou outros mecanismos competitivos de contratação. Desta forma, aumentou o número de agentes experientes no desenvolvimento de parques eólicos que, vendo a estagnação dos seus mercados de origem, passaram a buscar oportunidades para a manutenção da carteira de projetos investindo em outros países<sup>38</sup>. Sendo assim, estes agentes estão possibilitando a preços competitivos nos mercados onde passam a atuar.

No entanto, o mesmo agente entrevistado afirma que a redução verificada nos preços foi tão acentuada que não refletem a realidade da energia eólica no Brasil. O agente afirma que existe uma certa irracionalidade no *valuation* dos projetos, elevando os riscos de não implementação dos mesmos devido a incapacidade financeira. COUTURE *et. al.*, (2018) também chama atenção para a possibilidade de que os preços abaixo dos custos apresentados nos leilões possam ter impacto na taxa de realização dos projetos. No entanto, é preciso destacar que a insolvência não necessariamente implica na não implementação do projeto, pois este pode ser revendido a outros agentes com capacidade de implementar o projeto.

Inclusive, um outro ponto relevante é que os preços, aparentemente, não consideraram o maior risco assumido pelos geradores, segundo as entrevistas realizadas. O maior risco está relacionado ao fato deste ser o primeiro leilão onde a fonte eólica foi comercializada em contratos na modalidade quantidade. Como visto anteriormente, nesta modalidade de contrato os riscos da produção, e conseqüentemente exposição do gerador, são assumidos pelo próprio gerador. Sendo assim, era de se esperar que a precificação deste risco e a valoração “adequada” dos projetos elevasse de forma considerável o preço praticado no leilão que, no entanto, ficou abaixo dos R\$ 100,00/MWh<sup>39</sup>.

Cabe ressaltar que as análises realizadas nesta seção buscam elucidar um conjunto de possíveis explicações para os movimentos observados nos preços

---

<sup>38</sup> Normalmente em conjunto com parceiros locais para melhor adaptação às regulamentações e ambiente de negócios local.

<sup>39</sup> Entrevistas realizadas ao longo deste trabalho identificaram que o preço da energia eólica mais correto atualmente estaria próximo aos R\$ 150,00/MWh.

praticados na comercialização da energia eólica através dos leilões. No entanto, cada empreendedor adota sua estratégia própria para participar dos leilões, assumindo diferentes premissas e oportunidades. De forma geral, a estratégia e os deságios apresentados nos leilões podem ser explicados pelas seguintes razões (PORRUA, 2010; CUNHA et., al., 2012; BAYER *et. al.*, 2018; BAYER *et. al.*, 2018b):

- i. margem no cálculo do preço teto do leilão;
- ii. Fator de Capacidade dos projetos;
- iii. acesso ao financiamento e disponibilidade de recursos próprios; IV) custo do investimento;
- iv. estratégia de venda da garantia física entre o ACR e ACL; VI) taxa de câmbio; e
- v. Taxa Interna de Retorno (TIR) aceita pelo empreendedor.

Em síntese e a título de conclusão, pode-se afirmar que o mecanismo de leilões competitivos de energia representa um eficiente instrumento de política energética no Brasil. Através destes leilões foi possível consolidar de forma consistente a expansão competitiva da fonte eólica na matriz elétrica nacional. A fonte eólica comercializou quase 18 GW de capacidade instalada, através de mais de 700 parques<sup>40</sup>, nos 20 leilões em que a fonte foi comercializada até o presente momento. Considerando esta contratação, é estimado que em 2023 a capacidade instalada de usinas eólicas no Brasil alcance 19.388 MW (ABEEÓLICA, 2019). Vale destacar que, atualmente, o Brasil já possui mais de 14 GW de capacidade instalada, superior a potência instalada da usina hidrelétrica de Itaipu. Em virtude destes leilões, o Brasil foi o quinto país que mais expandiu a sua capacidade instalada no ano de 2018 (1,9 GW). Em relação a capacidade instalada total, o Brasil é o oitavo país com maior capacidade instalada. (GWEC, 2019).

Além disso é importante frisar que a energia eólica se tornou a fonte de energia mais competitiva do Brasil em 2017, superando a competitividade apresentada pela usina de Belo Monte, comercializada no Leilão Estruturante em 2010 por R\$ 129,18/MWh (atualizado pelo IPCA para janeiro de 2019).

---

<sup>40</sup> No geral, a capacidade instalada desses parques não supera 30 MW devido aos descontos aplicados nas Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

### 2.3.3 O Mercado Livre de Energia

Como visto anteriormente, o Ambiente de Contratação Livre (ACL), também conhecido como mercado livre, é destinado a comercialização de energia elétrica entre os geradores, comercializadores e consumidores livres e especiais. Neste ambiente, os contratos são negociados bilateralmente no que se refere ao preço, prazo de suprimento, quantidade e demais condições. De acordo com CCEE (2019), em dezembro de 2018 o ACL era responsável por 28,6% do consumo de energia elétrica no país.

Ao longo do tempo, algumas medidas regulatórias foram implementadas para estimular o aumento das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira via mercado livre. Um dos dispositivos utilizados para isto se refere aos descontos concedidos nas Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para as fontes consideradas incentivadas (fontes: Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH, usinas eólicas e solares e cogeração qualificada). Os custos oriundos dos descontos são socializados entre todos os consumidores, dando a este mecanismo uma qualidade de subsídio cruzado.

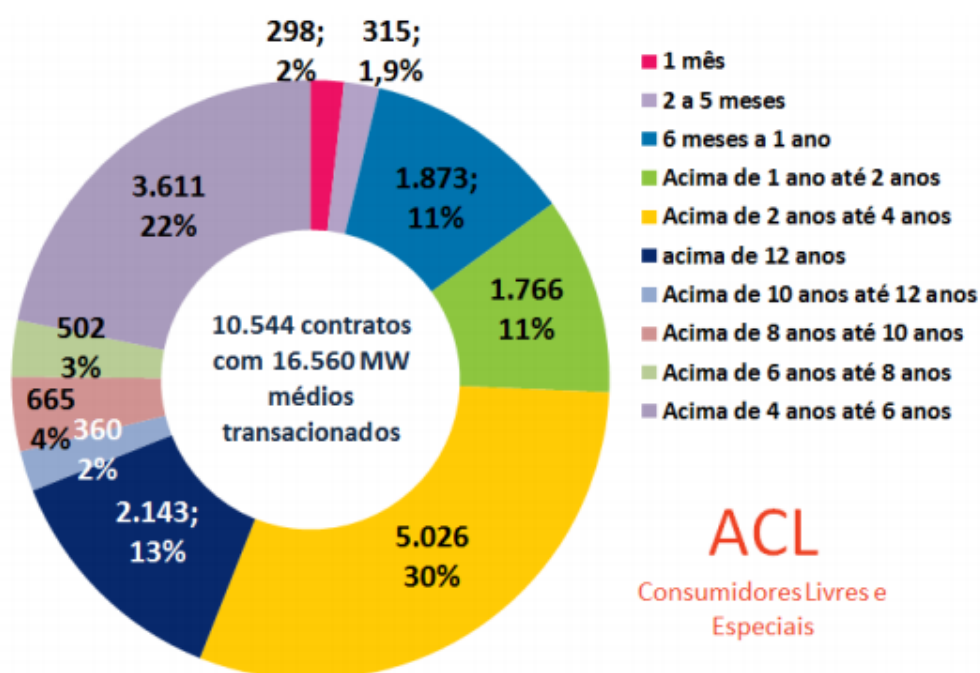
Os descontos da TUST e TUSD também são válidos para o ACR, mas apenas aplicado aos geradores. No entanto, para o ACL, aplica-se o desconto tanto para o segmento de geração quanto para o segmento de consumo destas fontes incentivadas. De acordo com a regulação vigente (BRASIL, 1996), para o caso da fonte eólica, são passíveis de desconto na TUST e TUSD:

- i. os empreendimentos que foram autorizados pela ANEEL antes de 01/01/2016, cuja potência injetada nas redes de transmissão ou distribuição não supere 30 MW; e
- ii. os empreendimentos eólicos que resultem de leilão de compra de energia realizado a partir de 1o de janeiro de 2016 ou venham a ser autorizados a partir desta data, cuja potência injetada nas redes de transmissão ou distribuição não ultrapasse 300 MW.

Os descontos na TUST e TUSD para a energia eólica estão vigentes desde 2007, como forma de incentivo da contratação de projetos eólicos. Os descontos são estipulados pela ANEEL e não devem ser inferiores a 50%, sendo estabelecidos mediante a ato autorizativo específico. A regulação estabelece, ainda, que os projetos eólicos, PCH e biomassa possam comercializar a energia no ACL com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW. Ou seja, é permitido que consumidores com

carga inferior a 3 MW comprem energia no ACL desde que esta energia seja proveniente de fontes incentivadas, aumentando assim o mercado potencial destas fontes.

No entanto, mesmo com a aplicação do desconto para geradores e consumidores, o ACL não foi capaz de propiciar a expansão da capacidade instalada da fonte eólica. A principal explicação para isto se refere a natureza de contratação no ACL, caracterizada pelo curto prazo de contratação. Como é possível observar no Gráfico 2-6, a maior parte dos contratos negociados no ACL são de curto prazo. Os contratos com prazos de até 6 anos representam cerca de 78% do total.



**Gráfico 2-6 - Duração e Volume (MW médio) dos contratos de compra dos consumidores livres e especiais no ACL**

Fonte: CCEE (2019).

De acordo com alguns entrevistados, há evidências de que o prazo de contratação do ACL não são atrativos para os empreendimentos eólicos, pois a curta duração acaba dificultando o financiamento de longo prazo. Além disto, a modulação dos contratos no ACL segue a curva de carga do comprador. Desta forma, como a energia eólica tem como característica a produção variável, este tipo de contratação aumenta de forma considerável os riscos para os geradores.

A própria contratação dos empreendimentos eólicos nos leilões do ACR retira a competitividade da contratação destes projetos no ACL. Como visto, de 2009 até 2015 a contratação anual da fonte eólica nos leilões de energia foi expressiva e os contratos (20 anos indexados ao IPCA) bastante atraentes para os geradores e financiadores.



Desta forma, os investidores (dono dos empreendimentos e fabricantes de equipamentos) concentravam suas ações no ACR.

No entanto, o contexto de baixa demanda e contratação no ACR nos últimos anos<sup>41</sup> fez com que os empreendedores reavaliassem a participação no ACL, tentando aproveitar oportunidades. Além da baixa demanda no ACR, de acordo com entrevistas realizadas, outros fatores foram importantes para este movimento:

- i. Aumento da demanda dos consumidores livres e especiais pelo fato da fonte ser limpa, renovável e, principalmente, ter se tornado competitiva em preço, como observados nos últimos leilões.
- ii. Percebendo as oportunidades do ACL, os fabricantes de equipamento estreitaram a relação com os empreendedores de forma a obter equipamentos mais adequados a realidade brasileira, bem como prazos e condições atrativas de compra.
- iii. Preço negociado no ACL. Como os preços de venda no ACR estão baixos, o ACL é uma das alternativas dos empreendedores negociarem a fonte de forma mais rentável.
- iv. Estabelecimento, por parte do BNDES, de um preço de suporte para o ACL. Desta forma, a energia produzida pelo parque eólico que não esteja atrelada a um contrato de longo prazo deixa de ser valorada ao PLD mínimo e passa a ser valorada ao PLD de suporte na análise do financiamento (determinação da alavancagem). Em 2018 o PLD de suporte adotado pelo banco era de R\$ 90,00/MWh.

Desta forma, com as alterações conjunturais e estruturais dos últimos, percebe-se o aumento da comercialização da energia eólica no ACL. Uma das estratégias adotadas pelos empreendedores foi comercializar uma parcela menor da garantia física dos empreendimentos no leilão, deixando parte da energia para ser comercializada no ACL. No último LEN realizado em 2018, por exemplo, os empreendimentos comercializaram no ACR 64% da garantia física. Em comparação, este percentual foi de 92% no leilão A-5 realizado em 2013 (CCEE, 2018).

Um dos exemplos desta estratégia foi efetivado pela Casa dos Ventos, um dos maiores desenvolvedores de parques eólicos no Brasil. A empresa comercializou no 28º LEN apenas uma pequena parte da garantia física de um parque eólico, deixando o restante para comercializar no ACL. A empresa, inclusive, fechou contrato de longo prazo com a empresa Vale S/A para viabilizar o financiamento do empreendimento (VALOR, 2018).

Além desta estratégia, alguns empreendedores estão buscando viabilizar empreendimentos 100% no ACL. A empresa Echoenergia, braço de geração renovável

---

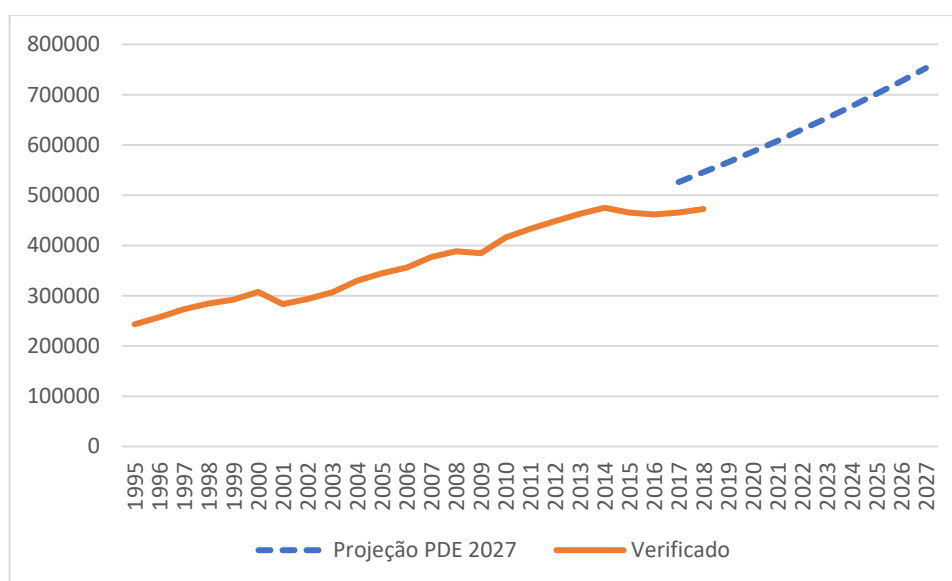
<sup>41</sup> Em 2016 não houve contratação de projetos eólicos.

da gestora britânica Actis, já conseguiu estabelecer contratos de longo prazo no ACL com o objetivo de viabilizar 2 parques eólicos no mercado livre, com 252 MW de capacidade instalada com previsão de iniciar a operação em 2020 (VALOR, 2019).

Em virtude do que foi apresentado, evidencia-se que, dadas suas características, o ACL não se consolidou como um espaço efetivo para a expansão da energia eólica. No entanto, em razão de alguns acontecimentos como, por exemplo, a redução da demanda no ACR e a política de financiamento mais favorável do BNDES, o mercado livre vem se apresentando como uma oportunidade para os empreendedores, viabilizando novos projetos (100% ACL ou *mix* com ACR).

## 2.4 Perspectivas de Expansão da Energia Eólica no Brasil

Em relação ao consumo de energia elétrica no SEB, o Gráfico 2-7 apresenta a evolução deste entre os anos de 1995 e 2018 e a projeção até o ano de 2027. É possível observar a tendência de crescimento do consumo ao longo de todo o horizonte expresso no Gráfico 2-7. Observa-se a partir da linha laranja três períodos de retração do consumo de energia elétrica: o primeiro se refere ao efeito da crise de energia do início do século (2001), o segundo é reflexo da crise financeira internacional no Brasil, enquanto o terceiro período representa a recente crise econômica iniciada em 2014. Destaca-se que a recuperação da crise econômica é lenta e que apenas em 2018 o consumo de energia elétrica no Brasil voltou ao patamar pré-crise.

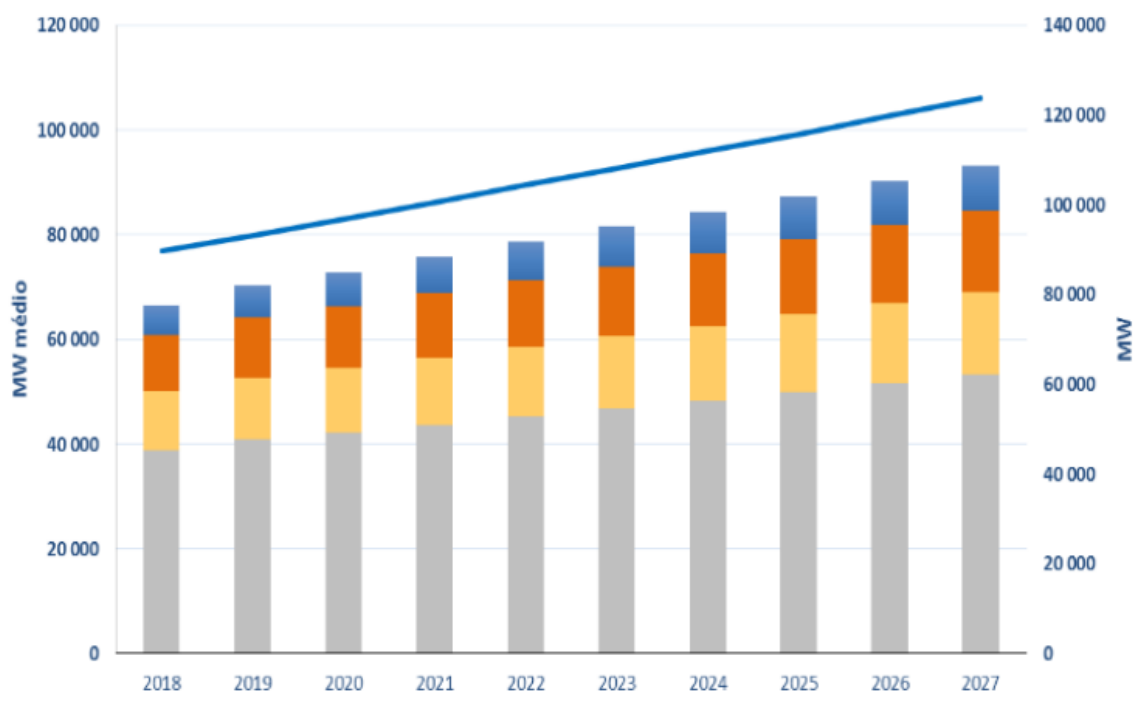


**Gráfico 2-7 – Consumo de energia elétrica no Brasil (GWh) – Histórico e Futuro (1995-2017)**

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2018)

Por sua vez, a linha azul do gráfico representa as projeções do Plano Decenal de Expansão, elaborado pela EPE, para o horizonte 2017-2027. De acordo com o plano, o crescimento anual médio do consumo de eletricidade será de 3,6%, devendo alcançar 753 TWh em 2027. Cabe ressaltar que as projeções da EPE levam em consideração um crescimento médio do PIB nacional de 2,8% ao longo do horizonte de estudo. A discrepância entre as linhas nos anos de 2017 e 2018 pode ser explicada pelo fato do desempenho da economia nestes anos ser abaixo do esperado: crescimento de 1,0% em 2017 e expectativa de 1,4% em 2018.

Em termos de carga de energia, EPE (2018) prevê que a carga do sistema passe de 65.585 MW médios em 2017 para 93.214 MW médios em 2027, com acréscimo médio anual de 2.963 MW médios. Além do aumento da carga, espera-se um aumento equivalente na demanda máxima de energia (ponta do sistema), que será superior a 120.000 MW em 2017, como pode ser observado no Gráfico 2-8.



**Gráfico 2-8 - Demanda máxima e carga de energia 2018-2027**

Fonte: EPE (2018)

Para fazer frente a este cenário de expansão na demanda de energia, faz-se necessária a expansão do parque gerador nacional. A Tabela 2-6 apresenta as perspectivas de expansão da capacidade instalada do SIN para o período compreendido entre os anos de 2018 e 2027 de acordo com as projeções do cenário de referência de

EPE (2018). É possível observar que o acréscimo total estimado da expansão do parque neste horizonte será de 54.623 MW, ou seja, um crescimento de 35%.

**Tabela 2-6 - Evolução da Capacidade Instalada da Matriz Elétrica Brasileira: 2018-2027 (em MW)**

FONTE <sup>(a)</sup>	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
<b>RENOVÁVEIS</b>	<b>131.859</b>	<b>135.275</b>	<b>139.329</b>	<b>140.297</b>	<b>141.463</b>	<b>147.000</b>	<b>150.998</b>	<b>155.534</b>	<b>159.874</b>	<b>164.171</b>
HIDRO <sup>(b)</sup>	96.625	98.188	101.854	101.854	101.916	102.058	102.176	102.732	103.092	103.410
OUTRAS RENOVÁVEIS:	35.235	37.088	37.474	38.442	39.547	44.942	48.822	52.802	56.782	60.762
PCH e CGH	6.245	6.360	6.553	6.715	6.751	7.168	7.518	7.968	8.418	8.868
EÓLICA	13.624	14.951	15.069	15.171	15.351	18.672	20.672	22.672	24.672	26.672
BIOMASSA <sup>(c)</sup> + BIOGÁS	13.598	13.581	13.595	13.724	13.806	14.463	14.993	15.523	16.053	16.583
SOLAR CENTRALIZADA	1.768	2.196	2.258	2.832	3.639	4.639	5.639	6.639	7.639	8.639
<b>NÃO RENOVÁVEIS</b>	<b>22.812</b>	<b>23.453</b>	<b>25.255</b>	<b>26.559</b>	<b>26.559</b>	<b>28.506</b>	<b>30.977</b>	<b>30.012</b>	<b>31.210</b>	<b>31.980</b>
URÂNIO	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	1.990	3.395	3.395
GÁS NATURAL <sup>(d)</sup>	12.538	12.939	14.454	15.759	15.759	17.898	21.352	21.870	21.870	23.021
CARVÃO	3.075	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420	3.420
ÓLEO COMBUSTÍVEL <sup>(e)</sup>	3.721	3.696	3.696	3.696	3.696	3.696	3.262	1.780	1.749	1.368
ÓLEO DIESEL <sup>(e)</sup>	1.488	1.408	1.694	1.694	1.694	1.502	952	952	776	776
UTE Ciclo Aberto + Tec.Armacenamento <sup>(f)</sup>					204	1.305	3.997	7.762	7.762	13.142
<b>TOTAL DO SIN</b>	<b>154.671</b>	<b>158.728</b>	<b>164.583</b>	<b>166.856</b>	<b>168.227</b>	<b>176.812</b>	<b>185.972</b>	<b>193.308</b>	<b>198.846</b>	<b>209.294</b>
Itaipu 50Hz <sup>(g)</sup>	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000	7.000

Fonte: EPE (2018)

Observa-se que o Brasil irá se manter como referência internacional no que diz respeito ao aproveitamento de recursos energéticos renováveis, embora seja observada uma redução da participação destas fontes. Este fato deve-se, principalmente, ao fim da hegemonia da expansão baseada em grandes hidrelétricas com reservatórios de acumulação (a participação da fonte hidrelétrica irá crescer apenas 7% - 6.785 MW). A participação das energias renováveis deverá passar de 85,3% em 2016 para 78,4% em 2027. No entanto, o percentual de renováveis em 2026 pode subir caso predomine a escolha por hidrelétricas reversíveis para atingir a expansão de 13.142 MW previstos para o atendimento da ponta do sistema.

Chama atenção também que a fonte eólica representará a maior expansão de capacidade instalada dentre todas as fontes. No horizonte de análise, a participação da fonte eólica poderá aumentar em 13.048 MW, ou seja, um aumento de 96%. Desta forma, está previsto que a participação da fonte eólica na matriz elétrica nacional suba de 8,8% em 2018 para 12,7% em 2027. Ressalta-se que grande parte desta expansão já foi contratada por meio dos leilões já realizados. De acordo com ABEEÓLICA (2019) a capacidade instalada da fonte eólica será de 19,4 GW em 2023, considerando a expansão já contratada.

Em suma, observa-se uma possível escalada da participação da energia eólica nas últimas décadas e que irá permanecer ao longo dos próximos anos. A capacidade instalada da fonte eólica em 2005 era de, apenas, 27,1 MW. A partir do PROINFA e dos leilões já realizados e a serem realizados, a expansão vai atingir quase 27 GW em 2026. Desta forma, assim como foi no passado, o financiamento da energia eólica continuará sendo um dos principais temas para o sucesso da evolução da energia eólica no Brasil.

Desta forma, após a análise de como se deu a expansão da energia eólica na matriz elétrica nacional e sua perspectiva de expansão até 2027, faz-se necessária a análise do histórico do financiamento destes projetos, bem como suas perspectivas para o futuro.

### **3 As Modalidades de Financiamento: *Corporate Finance* e *Project Finance***

O Capítulo 3 tem por objetivo avaliar as modalidades de financiamento que podem ser utilizadas no financiamento da energia eólica. A primeira seção aborda a modalidade tradicional de financiamento, *corporate finance*, enquanto a segunda seção aborda a modalidade *project finance*. Destaca-se que os projetos eólicos no Brasil são majoritariamente financiados em operações de *project finance*. Desta forma, esta modalidade será investigada em mais detalhes. Em seguida, as duas modalidades serão comparadas de forma a apontar suas vantagens e desvantagens para o financiamento do setor elétrico. Por fim, o capítulo apresenta as características básicas adotadas pelo BNDES no financiamento dos projetos eólicos na modalidade *project finance*.

#### **3.1 O *Corporate Finance***

O *corporate finance* é uma modalidade de financiamento onde a concessão de crédito das instituições financeiras está baseada na capacidade geral de crédito da empresa e de seus acionistas. Nesta forma de financiamento direto e convencional as captações realizadas estão atreladas ao balanço da empresa como um todo (nível corporativo) e não a um projeto específico. Desta forma, os credores não estão interessados em avaliar as características dos projetos onde os recursos serão alocados, mas sim em realizar a análise de crédito da empresa e seus acionistas. Em outras palavras, os credores buscam avaliar o potencial de retorno do tomador como um todo, levando em consideração os riscos e as garantias que o balanço patrimonial da empresa pode oferecer (COMER, 1996).

No financiamento corporativo o fluxo de caixa gerado para honrar o serviço da dívida não é oriundo de um único projeto, mas sim da geração de fluxo de caixa do total de ativos da carteira da empresa. Assim, apesar dos projetos serem importantes na análise de retorno das empresas, a termos de financiamento o que é levado em consideração é a capacidade financeira da empresa como um todo. Em outras palavras, não se trata do fluxo de caixa futuro da empresa, mas sim sua capacidade de seus ativos e patrimônio (solvência). Desta forma, o financiamento corporativo é uma modalidade de financiamento dentro do balanço patrimonial da empresa.

Pelo lado dos credores, o financiamento corporativo apresenta um maior conforto por três motivos: o primeiro é que, normalmente, a empresa que irá se submeter a análise de crédito já possui algum histórico que facilite a avaliação dos credores. Segundo que nesta modalidade de financiamento existe uma diversificação de risco operacional, pois os empréstimos não são vinculados ao retorno de um ativo específico do tomador de crédito, mas sim a todos os ativos do portfólio deste agente. E o terceiro é que, em geral, o financiamento é *full resource* onde os acionistas se comprometem a pagar o serviço da dívida (juros e amortizações) de forma integral.

Pelo lado dos acionistas, o financiamento corporativo pode ser considerado uma opção favorável visto que o controle reside principalmente na gerência da empresa, limitando a monitoração direta por parte dos credores. Além disso, as operações nesta modalidade de financiamento podem ser montadas rapidamente e os recursos obtidos podem ser alocados de acordo com os objetivos da empresa, não sendo disciplinado pelos credores (FINNERTY, 1999)

### **3.2 O Project Finance**

#### **3.2.1 O Project Finance: Definição, Estrutura e Principais Agentes**

De acordo com FINNERTY (1999) o *project finance* é uma ferramenta bastante eficaz para o financiamento de projetos intensivos em capital. O início de sua utilização remonta ao século XIII quando a coroa britânica utilizou a produção oriunda da exploração de minas de prata, na região de Devon, como forma de pagar o financiamento concedido por um banqueiro. De forma mais precisa, não havia nenhuma garantia em relação a quantidade e qualidade da produção. Apenas foi concedido o direito ao credor de explorar durante um ano as minas, retirando quanto minério quisesse (COMER, 1996; FINNERTY, 1999). Mais recentemente, a partir das décadas de 80 e 90, este instrumento passou a ser bastante utilizado por países desenvolvidos e em desenvolvimento para suprir as necessidades relativas a infraestrutura.

SIFFERT FILHO *et. al.*, (2009) destacam que o *project finance* passou a ser utilizado no Brasil a partir de meados da década de 90, época onde diversas reformas institucionais, principalmente nos setores de energia elétrica, telecomunicações, petróleo e gás e transportes, passaram à iniciativa privada o papel de principal investidor. Antes disso não era necessário a estruturação de operações de *project*

*finance* visto que os recursos para os projetos de infraestrutura eram considerados no orçamento público (BORGES, 2005).

Para FINNERTY (1999):

*o project finance pode ser definido como a captação de recursos para financiar um projeto de investimento de capital economicamente separado, no qual os provedores de recursos veem o fluxo de caixa vindo do projeto como fonte primária de recursos para atender ao serviço de seus empréstimos e fornecer o retorno sobre seu capital investido no projeto* FINNERTY (1999).

O autor continua enfatizando que “um *Project finance* requer uma cuidadosa engenharia financeira para alocar os riscos e retornos entre as partes envolvidas, de forma que seja mutualmente aceitável”.

Outra definição pode ser encontrada em GATTI (2008) o *Project finance* é uma forma de financiar projetos fundada basicamente na capacidade do projeto gerar um fluxo de caixa suficiente para pagar as dívidas contraídas e remunerar o capital investido a uma taxa adequada em relação ao risco inerente do projeto. Desta forma, a financiabilidade (do inglês *bankability*) do projeto não depende da solidez e solvência de seus patrocinadores (*sponsors*), nem das garantias que estes estão dispostos a disponibilizar aos credores.

Por sua vez, ENEL (2007) apresenta duas definições para o *Project finance*, uma sob a vertente econômica e a outra do ponto de vista jurídico. Sob o prisma econômico o *Project finance* “é uma técnica de colaboração financeira por meio da qual, de um lado, o empreendedor pode captar recursos para viabilizar um projeto sem expor o seu patrimônio total e balanço, ou expondo-os em menor grau, ao endividamento oriundo do financiamento, e, de outro, o financiador externo pode conceder um empréstimo vinculado à exploração de certo projeto, satisfazendo-se essencialmente com a capacidade de geração de receitas, e ativos alocados ao projeto, como fontes primárias de pagamento.” Por sua vez, sob o prisma jurídico o autor classifica este instrumento como “uma rede de contratos coligados que, alocando riscos às diversas partes envolvidas, visa a permitir que o empresário-patrocinador, ou sociedade por ele constituída, capte recursos para o desenvolvimento e exploração de um empreendimento segregado, oferecendo como garantia aos credores, de forma exclusiva ou preponderante, as receitas e bens do próprio empreendimento financiado”.

Em termo gerais, observa-se que diversos autores apresentam definições acerca do *Project finance*, as quais foram sintetizadas por SIFFERT FILHO *et. al.*, (2009) como



“um mecanismo de estruturação de financiamento a uma unidade ou conjunto de unidades produtivas (projeto) legalmente independentes dos investidores (patrocinadores), na qual os financiadores assumem que o fluxo de caixa a ser gerado e os ativos do projeto são as fontes primárias de pagamento e garantia do financiamento. O fato de o projeto ser legalmente independente significa que os investidores devem constituir uma sociedade independente (sociedade de propósito específico – SPE) para a implantação do projeto”.

Após a exposição da definição por diversos autores, será apresentado neste momento os princípios essenciais do *project finance*. No entanto, antes de enuncia-los faz-se necessário atentar que estes princípios não representam uma formulação padrão de *project finance* visto que a engenharia financeira varia de acordo com os diferentes setores a qual se aplica e de projeto para projeto. Feito o alerta, os princípios essenciais podem ser descritos como (FINNERTY, 1999; ENEI, 2007; GATTI, 2008; YESCOMBE, 2007; SIFFERT FILHO *et. al.*, 2009):

- i. Constituição, por um ou mais patrocinadores, de uma Sociedade de Propósito Específico (SPE) como forma de segregar o projeto das demais atividades destes agentes<sup>42</sup>. O isolamento do projeto permite a análise e monitoramento mais detalhado do empreendimento, além de isolar os riscos do projeto de forma que estes tenham impacto limitado sobre os outros ativos das empresas patrocinadoras. A estrutura societária da SPE pode se dar na forma de sociedade anônima ou sociedade limitada, onde a participação dos patrocinadores estará condicionada ao nível de envolvimento destes com o projeto. Em outras palavras, a quantidade de risco de *equity* que cada patrocinador está disposto a correr. Além disso, em um *project finance* o projeto tem uma vida finita, o que significa dizer que a SPE criada também possui vida finita. Por fim, cabe destacar que o financiamento realizado através do *project finance* não compromete o balanço das empresas patrocinadoras do projeto.
- ii. Normalmente utilizado para projetos novos (*greenfield*), mas também podendo ser aplicado a projetos já existentes (*brownfield*) como, por exemplo, para a expansão de uma planta de geração de energia elétrica. Neste último caso é possível realizar *due diligences* sobre o histórico de construção e operação do projeto.
- iii. Permite grande alavancagem financeira do projeto, ou seja, a parcela de dívida (*debt*) é superior a parcela de capital próprio dos patrocinadores (*equity*). Em alguns casos, YESCOMBE (2007) afirma que a dívida pode corresponder a até 95% da estrutura financeira do projeto. Este ponto é fundamental para o financiamento da infraestrutura por serem investimentos intensivos em capital e com longo prazo de maturação.
- iv. O fluxo de caixa gerado pelo projeto deve ser o suficiente para pagar os custos operacionais do projeto e o seu financiamento (juros e amortizações). A utilização do fluxo de caixa do projeto segue uma cascata hierarquizada de

---

<sup>42</sup> Existem outras formas de segregar o projeto do resto dos ativos dos acionistas. No entanto, a forma mais comum de se fazer isto é através da criação de uma SPE.

pagamentos (*cash flow waterfall*), ou seja, com prioridade para o pagamento dos custos operacionais do projeto seguido do pagamento do serviço da dívida aos credores. Apenas os fluxos de caixa residuais são utilizados para remuneração dos patrocinadores através da distribuição de dividendos.

- v. Em geral, os riscos envolvidos em uma operação de *project finance* são elevados, envolvendo riscos econômicos, técnicos, ambientais, políticos, dentre outros. Desta forma, seria imprudente ou impraticável que todos estes riscos fossem assumidos por uma única parte. Neste sentido, o *project finance* permite a identificação dos riscos bem como a alocação destes de forma equitativa entre os stakeholders, distribuindo-os entre as partes que melhor possam controlá-los e gerenciá-los.
- vi. Ampla rede de contratos. Como será visto adiante, a formulação de um financiamento através de *project finance* engloba a participação de muitos agentes. Desta forma, faz-se necessário o estabelecimento de laços contratuais consistentes que estabeleçam de forma clara o relacionamento entre estes agentes. Sendo assim, para o sucesso da operação, é imprescindível que todas as partes interessadas no projeto almejem o sucesso do mesmo e que a relação contratual entre estas seja realizada a custos toleráveis.

Além destas características básicas, um ponto de extrema relevância nas operações de *project finance* se refere às garantias dadas por terceiros. Os credores e/ou acionistas do projeto estão interessados apenas em receber o retorno esperado sobre o investimento realizado, não estando dispostos a assumir outros riscos que não certos riscos de créditos. Desta forma, os credores podem exigir dos patrocinadores garantias de que o projeto será concluído e vai gerar fluxo de caixa suficiente para o pagamento do serviço da dívida. Podem também exigir a garantia de que caso o projeto não seja concluído (ou seja concluído com sobre-preço) ou tenha que encerrar suas operações por qualquer motivo o projeto ainda assim conseguirá honrar com suas dívidas dentro do prazo estabelecido.

Existem duas formas para o tratamento das garantias, quais sejam: as garantias de um financiamento sem solidariedade (*non-resource*) e as garantias de um financiamento com solidariedade (*limited resource*). Vale ressaltar que uma operação de *project finance* não pode contemplar a solidariedade plena, visto que esta é uma característica do *corporate finance*. No caso de um financiamento *non-resource*, os patrocinadores do projeto não fornecem garantias extras aos credores. Neste caso, estamos diante de um *project finance* puro onde as garantias são constituídas pelo fluxo de caixa do projeto, bem como pelos ativos da SPE (ações, contas bancárias, contratos, seguros, móveis e imóveis). Embora do ponto de vista do patrocinador seja a melhor opção, este tipo de garantia é pouco utilizado no mundo, pois, em teoria, pode levar ao encarecimento do financiamento dada a concentração de risco que este arranjo produz (FINNERTY, 1999; BORGES e FARIA, 2002 e BORGES, 2005).

Por outro lado, em alguns casos o financiamento é realizado com solidariedade (*limited resource*), o que implica dizer que os patrocinadores fornecem certos tipos de garantias, como fiança bancária ou aval, aos credores e/ou acionistas durante o período mais crítico do projeto, a fase de construção, onde o projeto ainda não gera fluxo de caixa. Desta forma, os credores e/ou acionistas possuem alguma segurança de reaver o crédito concedido em caso de falhas do projeto. Para o caso brasileiro, de modo geral, são estabelecidas garantias corporativas e/ou bancárias, além de mecanismos de aporte de recursos pelos acionistas em caso de insuficiência de recursos, os chamados *Equity Support Agreement* (ESA). Tais garantias passam a ser dispensáveis a partir do momento em que se atesta o *completion* técnico/operacional e econômico/financeiro onde o projeto atinge os *covenants* contratuais, em especial o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD). A oferta de garantias por terceiros reduz os riscos inerentes a SPE, contribuindo assim para a redução do custo do financiamento.

Após a apresentar as definições e as principais características de um *project finance*, será apresentada neste momento a sua estrutura básica e os principais agentes envolvidos. Como relatado anteriormente, o *project finance* tem como um de suas características principais a elaboração de uma ampla e complexa rede de contratos entre os agentes envolvidos interessados no projeto e a SPE, determinando a inter-relação entre os agentes, assim como seus direitos e deveres e a fase ou parte do projeto de responsabilidade de cada agente. A Figura 3-1, sintetiza os principais agentes envolvidos na estrutura de um *project finance*, bem como a relação contratual entre os mesmos e a SPE, o que representa a alocação de riscos do projeto e o comprometimento dos agentes interessados. Ressalta-se que o estabelecimento dessa rede contratual demanda um ambiente regulatório robusto, com baixa incerteza jurídica, onde os contratos sejam exequíveis e respeitados. Além disso, observa-se custos de transação elevados dada a quantidade de agentes interessados e a complexidade das negociações entre estes.

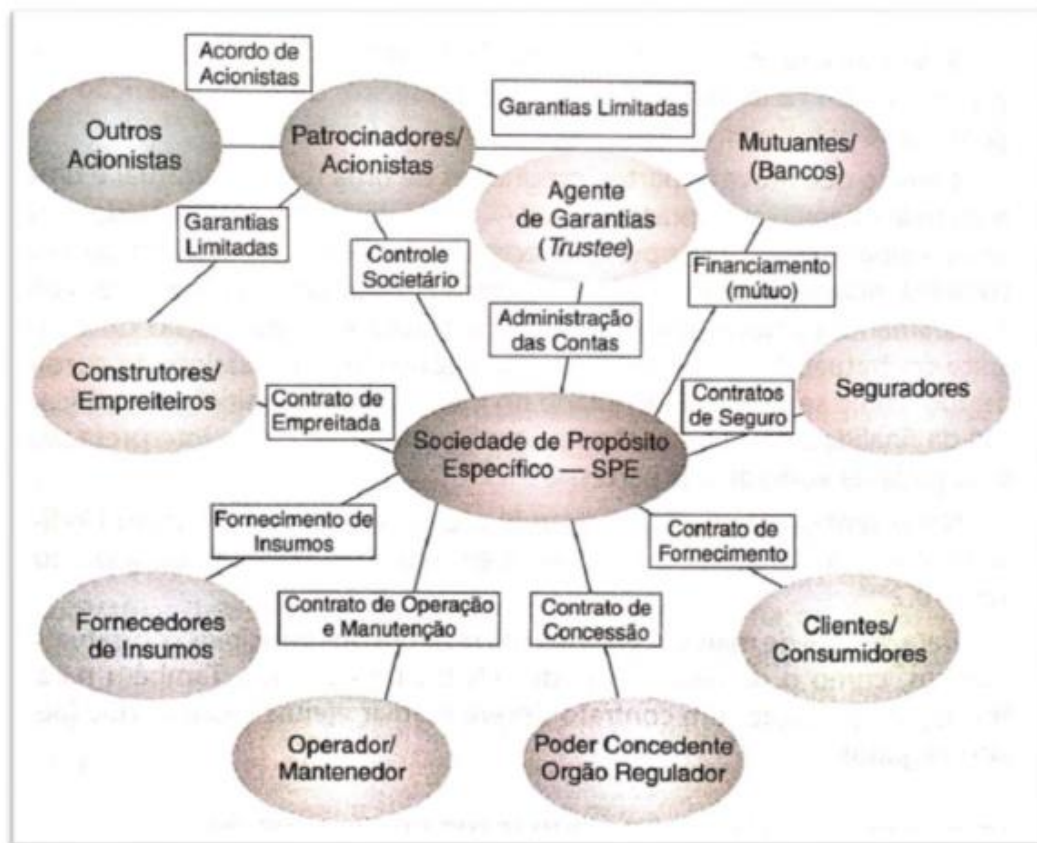


Figura 3-1 – Principais agentes da estrutura básica de um *project finance*

Fonte: ENEI (2007)

É possível observar que no centro do arranjo encontra-se a SPE cercada por diversos agentes interessados no projeto: Os patrocinadores/acionistas (*sponsors*); o agente de garantias (*trustee*); os mutuantes/bancos (*lenders*); os seguradores (*insurance companies*); os clientes/consumidores (*off-takers*); o poder concedente/órgão regulador; o operador/mantenedor (*operators*); os fornecedores de insumos (*suppliers*); e os construtores (*constructor*). É importante destacar que um agente pode assumir mais de um papel nesta estrutura (GATTI, 2008). Por exemplo, o *sponsor* do projeto pode ser o construtor e operador do projeto, possibilitando que o agente extraia uma maior parte do fluxo de caixa.

Os patrocinadores/acionistas do projeto são os maiores interessados no projeto visto que este representa uma oportunidade de negócio e parte integrante do portfólio de investimento destes agentes. Desta forma, estão interessados em se apropriar da maior parte possível dos fluxos de caixa que o projeto irá gerar ao longo da vida, justificando o fato de, normalmente, estes agentes assumirem mais de um papel dentro da estrutura do *project finance*. Os *sponsors* são normalmente os primeiros a aportar capital na SPE e assumem a maior parte dos riscos até o *completion* técnico/operacional

e econômico/financeiro do projeto. Desta forma, geralmente os financiadores exigem que os patrocinadores assinem contratos de aporte de capital (*Equity Support Agreement* – ESA) e/ou aporem garantias como forma de garantir que o projeto será implementado e irá entregar os fluxos de caixa esperados.

O agente de garantias (*trustee*), também conhecidos como agente fiduciário, é responsável pela administração do fluxo de caixa da SPE. Em outras palavras, este agente realiza todos os pagamentos e controla os recebimentos do projeto. Além disso, este agente pode assumir a função de certificador de eventos previstos no contrato e captar recursos através de diferentes fontes.

os mutuantes/bancos (*lenders*) representam os financiadores do projeto que aportam capital no projeto na forma de dívida (*debt*) com o objetivo de receberem os retornos esperados (juros e amortizações). Na sequência do capítulo será realizada uma análise das principais fontes de financiamento dos projetos eólicos no Brasil. Em geral os financiadores são responsáveis pelo aporte da maior parte do capital necessário a SPE e podem ser bancos públicos e/ou privados, agências bilaterais ou multilaterais, Agências de Crédito, ou fomento, à Exportação – ECA (*Export Credit Agency* – ECA), fundos de investimento, fundos de pensão, debenturistas e etc. Os *lenders* assumem grande parte do risco de crédito da SPE e, desta forma, procuram mitigar este risco de diversas formas como, por exemplo, a exigência de garantias por parte dos patrocinadores e a sindicalização.

O pacote de garantias exigidos pode englobar alienação/penhor de direitos creditícios, fiança bancária, caução de ações ou quotas da SPE, alienação/penhor de máquinas e equipamentos, apólice de seguros, dentre outras. Em relação à sindicalização, dada a magnitude financeira dos projetos a serem financiados, normalmente o projeto é financiado por mais de um banco, que se reúnem na forma de sindicato como uma estratégia de mitigar os riscos de crédito alocando-os entre os agentes financiadores. Além disso, existe a figura do banco líder, normalmente responsável pela estruturação da operação, cujas funções incluem a elaboração da documentação, coordenação do sindicato de bancos e comunicação com a SPE, outros agentes interessados e, até mesmo, credores não participantes do sindicato.

Os seguradores (*insurance companies*) são peças fundamentais na estruturação de um *project finance*. Como visto anteriormente, uma das características desta modalidade é a possibilidade de identificar e endereçar os riscos envolvidos aos agentes que melhor possam administra-lo. Por sua vez, a administração dos riscos pressupõe

que os ativos do projeto estejam segurados, visto que estes são os responsáveis pela geração de fluxo de caixa e, em última instância representam as garantias do projeto.

Os clientes/consumidores (*off-takers*) são responsáveis pela aquisição da produção e, desta forma, fundamentais para gerar as receitas do projeto. Para mitigação do risco de mercado, os *off-takers* assinam contratos de longo prazo com a SPE. Existem diversos tipos de contrato que podem ser utilizados<sup>43</sup>: Contrato *take-if-offered*, *take-or-pay*, *hell-or-high-water*, *throughput*, *cost of service* e *tolling agreement*. O rating de crédito da SPE perante os financiadores pode ser fortemente influenciado pela qualidade do comprador. No caso do setor eólico, a garantia de venda da energia a preços determinados através de contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreement* – PPA) oferece maior conforto ao financiador na hora de avaliar o *project finance*.

O poder concedente/ órgão regulador representa a atuação do Governo na estrutura do *project finance*. No papel de poder concedente, o Governo é responsável pelo processo de licitação ou concessão onde são estabelecidas todas as regras que deve ser seguida (direitos e obrigações) pela SPE. No caso brasileiro da energia eólica, por exemplo, o Governo é responsável por organizar os leilões de energia, redigir e assinar os contratos com os empreendedores vencedores dos leilões. Por outro lado, a partir do início do processo de construção e durante a vida do projeto o Governo é responsável por fiscalizar e regular as atividades ligadas ao projeto. Em outras palavras, é extremamente necessário um marco regulatório consistente e que condicione as obrigações contratuais de longo prazo para que possam ser estabelecidos financiamentos na modalidade *project finance*. Ressalta-se que, além de poder concedente e regulador, o Governo pode ser sócio, garantidor, segurador, comprador ou financiador (BORGES, 2005).

O operador/mantenedor (*operators*) é o agente de maior importância ao longo da fase operacional do projeto. É ele que vai garantir a correta operação do projeto tornando e, conseqüentemente, permitir que este gere as receitas esperadas. Geralmente, no caso dos projetos eólicos, a operação do parque eólico é realizada pelo mesmo grupo econômico responsável pelo fornecimento dos equipamentos.

Os fornecedores de insumos (*suppliers*) são agentes que assinam contrato de longo prazo com a SPE para o fornecimento dos bens e serviços necessários para a

---

<sup>43</sup> Foge ao escopo do trabalho o detalhamento destes contratos. Para mais detalhes, ver FINNERTY (1999).

implementação e operação do projeto. A assinatura destes contratos corresponde a uma das formas de distribuição dos riscos do projeto.

Os construtores (*constructor*) representam um dos agentes interessados mais importantes da estrutura do *project finance*, pois representam grande parte dos custos envolvidos no projeto e a geração do fluxo de caixa esperado depende da qualidade e prazo de entrega destes agentes. Em geral, espera-se que estes agentes se responsabilizem pela construção, fornecimento e montagem dos equipamentos do projeto. Normalmente estes serviços são contratados através de um único contrato conhecido como EPC (*Engineering, Procurement and Construction – EPC*) *Turn Key* (chave na mão) *Lump Sum* (montante fixo) onde o EPCista tem a responsabilidade de construir e montar a planta a um preço fixo e entrega-la na data estipulada, após já terem sido realizados o comissionamento e os testes pré-operacionais. Além de detalhas e especificar os prazos, preços, qualidade e garantias de execução, o contrato também estipula as penalidades as quais o EPCista está sujeito em caso de descumprimento.

### 3.2.2 O Project Finance: Análise de Riscos e Medidas Mitigadoras

Como visto até este momento, a análise do *project finance* se baseia quase que exclusivamente na promessa/expectativa de geração de fluxo de caixa de um projeto. No máximo, terceiros são chamados a aportarem garantias limitadas (solidariedade limitada - *limited resource*). Desta forma, a liberação de recursos por parte dos credores só é viável a partir do momento que estes estejam seguros da viabilidade técnica e econômica do empreendimento, além da certeza de sua implantação e continuidade. Assim, faz-se necessário uma ampla análise dos riscos envolvidos com o objetivo de identificar e atribuir tais riscos aos agentes que melhor possam administra-los.

Diversos autores (FINNERTY, 1999; TINSLEY, (2000); BONOMI e MALVESSI (2002); GATTI, (2008)) convergem para a definição de risco como sendo algo que possa vir a alterar o fluxo de caixa do projeto. No entanto, os autores recorrem a diferentes formas de classificação destes riscos. BONOMI e MALVESSI (2002), por exemplo, classificam os riscos em dois grandes grupos: os riscos sistêmicos, relacionado ao contexto social, econômico e político no qual o projeto está inserido; e riscos próprios, classificados como riscos inerentes ao projeto.

Por sua vez, GATTI (2008) classifica os riscos de acordo com a fase em que estes podem ocorrer. De acordo com a metodologia do autor, os riscos são divididos em três grandes grupos: os riscos encontrados na fase *pré completion*, os riscos da fase pós *completion* (operacional) e os riscos que podem ser encontrados em ambas as fases.

Independentemente da classificação, os principais riscos encontrados nos autores pesquisados são enunciados a seguir. Foge ao escopo do trabalho o maior detalhamento destes riscos. Desta forma, os riscos identificados na literatura (FINNERTY, 1999; TINSLEY, (2000); BONOMI e MALVESSI (2002); GATTI, (2008)) serão apresentados de forma breve.

- i. Risco de suprimento se refere ao desvio em relação aos parâmetros projetados (na concepção do projeto) referente ao acesso a insumos e matérias primas nas quantidades, qualidade, preços e prazos.
- ii. Risco de mercado está associado a não realização da receita projetada para o projeto. Este risco pode se materializar através de desvios na produção dos bens e serviços do empreendimento, na demanda real por estes bens e serviços ou alterações de preços em relação às previsões previamente realizadas.
- iii. Risco cambial ocorre quando o projeto tem parte do seu financiamento ou das receitas atreladas a uma moeda estrangeira. Desta forma, uma valorização ou desvalorização abrupta representa um risco ao projeto.
- iv. Risco operacional, que envolve questões tecnológicas, gerenciais e de custo, com forte que podem alterar de forma significativa a performance, qualidade e disponibilidade operacional do projeto.
- v. Risco ambiental relacionado ao cumprimento das exigências ambientais. Nota-se que este risco é extremamente significativo na construção de uma usina hidrelétrica, por exemplo, dado o alto impacto ambiental da construção de reservatórios e barragens. No entanto, no caso de parques eólicos este risco não é muito significativo dado o pequeno impacto ambiental desta fonte.
- vi. Risco de infraestrutura está relacionado a existência de infraestrutura adequada para o acesso ao empreendimento, bem como para escoar a produção. Destaca-se que este risco é significativo nos projetos eólicos dada a localização dos parques. Em muitos dos casos os parques eólicos são implantados em regiões que carecem de infraestrutura como estrada para acesso das máquinas e equipamentos e rede de transmissão para escoamento da energia gerada. Inclusive, pode-se observar no histórico da energia eólica no Brasil diversos casos onde os projetos eólicos foram concretizados, mas não havia rede de transmissão disponível.



- vii. Risco de engenharia representa os erros que podem ocorrer tanto na fase de implantação do projeto (erros de cálculos, design ou desconsideração de alguma informação relevante) quanto na fase de operação (erros técnicos).
- viii. Risco de força maior está associada a ocorrência de eventos inesperados e fora do controle dos agentes interessados no projeto. Podem ser resultados da ação da natureza (catástrofes naturais, por exemplo), do homem (greves, guerras, terrorismo, sabotagem, por exemplo) ou do Governo (decretação de estado de sítio, por exemplo).
- ix. Risco de conclusão representa um dos principais riscos para os projetos *green field*. Este risco está associado a possibilidade de que o projeto não seja realizado, apresente custos acima dos previstos ou descumpra os prazos estabelecidos.
- x. Risco político está associado ao risco país e ao ambiente institucional no qual o projeto está inserido. Este risco pode se materializar por diversas turbulências políticas como, por exemplo, guerras, nacionalizações, expropriações, mudanças de regimes, crises institucionais, etc.
- xi. Risco dos participantes se refere a potenciais conflitos entre os diversos agentes envolvidos na operação de *project finance* ou à incapacidade creditícia de algum agente.
- xii. Risco da taxa de juros ou riscos de custos financeiros se referem a possíveis descasamentos entre indicadores de correção do passivo e ativo do projeto. Por exemplo, as receitas de um projeto podem estar indexadas ao IPCA, enquanto o custo do seu financiamento está atrelado a TJLP. Um descasamento entre a TJLP e o IPCA representa um grande risco para o projeto.
- xiii. Risco de sindicalização representa o risco de o banco líder não conseguir atrair a participação de outros agentes financeiros para a composição do sindicato de bancos que será credor do projeto.
- xiv. Risco legal está associado a fragilidade do arcabouço legal ou da possibilidade de alterações em jurisprudências, mudança de normas e etc ao longo da vida do projeto.

Após a identificação dos principais riscos inerentes ao financiamento de projetos de infraestrutura a partir da modalidade *project finance*, será apresentado as principais medidas potenciais para a mitigação destes riscos. Tais medidas mitigadoras oferecem conforto aos participantes envolvidos nos financiamentos, sejam eles patrocinadores, financiadores, fornecedores, governo, operadores, construtores ou compradores, uma vez que substituem as garantias tradicionais de um financiamento tradicional. De acordo

com FARIAS (2003) e BORGES (2005) existem três principais instrumentos utilizados para mitigação de riscos:

- i. Contratos: os contratos por si só não minimizam de maneira completa todos os riscos de um *project finance*. No entanto, estando adequados a legislação local, os contratos podem criar, modificar ou acabar com direitos e deveres das partes interessadas. Tais contratos definem os direitos e deveres pactuados entre os agentes, bem como as penalidades em caso de descumprimento. Também fazem parte desta modalidade de mitigação de risco os contratos acessórios de garantia (fiança ou aval), seguros-garantia, *comfort-letter*, hipotecas, penhores e propriedade fiduciária (BORGES, 2005).
- ii. Seguros: Os seguros são uma espécie de contratos e podem ser divididos em seguros tradicionais e seguros garantia por tratarem de mitigações distintas. Em seguros tradicionais, sinistros na fase de implantação ou operação que prejudiquem ou inviabilizem o projeto estão segurados através de apólices, dando segurança aos agentes participantes. Por sua vez, embora os seguros garantia não substituam as garantias tradicionais, servem para assegurar o cumprimento integral de outros contratos como, por exemplo, de obras, prestação de serviços e etc.
- iii. Garantias<sup>44</sup>: O pacote de garantias deve ser dividido entre as fases de implementação e operação do projeto dada a discrepância de riscos destas fases. Esta medida mitigadora envolve, normalmente, garantias reais (penhor das ações e dos ativos do projeto, por exemplo) e fidejussórias (terceiros assumem perante os credores o pagamento das dívidas). Embora descaracterize um *project finance*, é comum que os credores exijam dos patrocinadores e acionistas garantias fidejussórias, por tempo determinado, em geral para cobrir os riscos de construção. Em geral, tais garantias são dispensadas após a comprovação do *completion* técnico e econômico do projeto. É comum na estruturação de *project finance* a exigência de garantias de recebíveis, através de uma *Escrow Account*, para garantir o pagamento do serviço da dívida em períodos onde o fluxo de caixa do projeto não se concretize.
- iv. Instrumentos de mercado: a utilização de instrumentos de mercado está condicionada a existência de um mercado financeiro desenvolvido capaz de fornecer produtos financeiros capazes de mitigar os riscos de um projeto. Além disso, cabe ressaltar que os instrumentos oferecidos, normalmente na forma de

---

<sup>44</sup> Para maiores detalhes ver FINNERTY (1999).

derivativos, são de curto e médio prazo, sendo difícil utiliza-los para a mitigação de risco em projetos de longo prazo. De forma geral, os instrumentos de mercado são utilizados para cobrir os riscos financeiros de um projeto, tais como o risco cambial, taxa de juros e flutuação nos preços de *commodities*. Assim, os principais instrumentos são *hedges* (contratos a termo, contratos futuros, opções, *cap* e *swap*).

### 3.3 **Análise comparativa entre o *Project Finance* e o *Corporate Finance***

Espera-se que ao longo do trabalho o leitor já tenha percebido algumas das principais vantagens e desvantagens do *Project finance*. No entanto, dada a complexidade desta modalidade de financiamento e a importância que ela tem assumido nas últimas décadas, esta subseção estará centrada em identificar as vantagens e desvantagens do *project finance* e compará-las com o *corporate finance*.

No que se refere as vantagens relacionadas ao *project finance*, destacam-se:

- i. Aumento da alavancagem financeira: o *project finance* permite o financiamento de projetos com ampla participação do capital de terceiros. A alavancagem financeira é interessante do ponto de vista do patrocinador visto que o custo do capital próprio (*equity*) é, em geral, superior ao custo da dívida. Desta forma, a alavancagem permite que o patrocinador obtenha uma maior taxa de retorno sobre o seu capital próprio enquanto puder substituir capital próprio por dívida. Além disso, com a possibilidade de alavancagem, o patrocinador pode investir parte de seus recursos em outros projetos, aumentando o seu portfólio de ativos e, conseqüentemente, diminuindo o risco. Em um *project finance* a alavancagem pode atingir até 100% dos recursos necessários para a implementação do projeto. No entanto, é o perfil de risco, as garantias e a capacidade financeira do projeto que irá determinar sua alavancagem. FINNERTY (1999) observou que uma quantidade expressiva de projetos tem alcançado alavancagem financeira superior a 70%.
  - i. A alta alavancagem financeira e, conseqüentemente, o menor compromisso financeiro dos patrocinadores permite que agentes interessados com capacidade financeira completamente distintas possam trabalhar em conjunto na implementação de um projeto. Desta forma, é possível que cada agente contribuía no projeto

com suas habilidades específicas, aumentando a eficiência na implementação e gestão do projeto (YESCOMBE, 2007).

- ii. Além da alavancagem financeira, uma das vantagens da estruturação do *project finance* é a possibilidade de que as dívidas contraídas pela SPE sejam de longo prazo, ao contrário do que normalmente é negociado em financiamentos corporativos. Esta característica é fundamental para o financiamento de projetos de infraestrutura, onde os primeiros anos são, normalmente, marcados por grandes desembolsos de capital (CAPEX) sem a geração de fluxo de caixa para honrar os serviços da dívida (YESCOMBE, 2007)
- ii. Captura de aluguel econômico: o aluguel econômico, na visão dos economistas, representa o retorno sobre investimentos que ultrapassem o retorno considerado normal para uma determinada atividade. Neste sentido, o Project finance permite aos patrocinadores se apropriarem (monetizarem) destes retornos excedentes realizando contratos de longo prazo que podem ser utilizados para a obtenção de financiamento para implementarem o projeto. Tais contratos, além de permitirem o pagamento do serviço da dívida, possibilitam fluxos de caixas estáveis para a remuneração dos investimentos realizados pelos patrocinadores e acionistas (FINNERTY, 1999).
- iii. Compartilhamento de riscos: através da rede de contratos formada no *project finance* é possível compartilhar os riscos do projeto entre os agentes interessados no mesmo, alocando-os nos participantes que melhor podem geri-los. Em determinados casos, dependendo do tamanho dos projetos, os riscos associados podem ser tão grandes que inviabilizem a execução do mesmo. Com a criação de uma SPE congregando diversos agentes, os riscos (obviamente os retornos também) podem ser compartilhados, tornando-os toleráveis e permitindo a realização do projeto (FARIA, 2003).
- iv. Tratamento contábil distinto e menor custo de renegociação de dívidas: Uma das vantagens do *project finance* é o tratamento contábil fora do balanço (*off balance sheet*) dos patrocinadores. Desta forma, o passivo da SPE não é garantido pelo balanço dos patrocinadores e nem é contabilizado neste, limitando a contaminação entre o projeto e o restante dos negócios do patrocinador. Desta forma, aumenta a capacidade de captação de recursos por parte dos patrocinadores, permitindo que estes possam se envolver na implementação de outros projetos. Além disso, limita-se o risco do patrocinador ao montante de

capital investido por este na SPE (em forma de aporte ou garantias) (AZEREDO, 1999; YESCOMBE, 2007).

- i. A separação do projeto específico em um SPE simplifica a contabilidade, visto que o passivo de uma SPE apresenta menor complexidade quando comparado ao passivo das empresas patrocinadores. Em outras palavras, a estrutura de capital de uma SPE apresenta um número menor de instituições financeiras envolvidas (normalmente um sindicato de bancos) e está restrita ao balanço da SPE. Desta forma, torna-se mais amigável (mais rápida e com menores) a resolução de apuros financeiros que venham a ocorrer. Além disso, a contabilidade da SPE permite uma maior transparência, reduzindo a assimetria de informação e facilitando o acompanhamento por parte dos credores (BORGES, 2005).
- v. Substituição de garantias: Em uma operação de financiamento corporativo as garantias disponibilizadas pelos patrocinadores aos credores são constituídas de todos os ativos pertencentes ao patrocinador. Por outro lado, em operações na modalidade *project finance* as garantias estão baseadas nos ativos de um projeto específico, bem como o fluxo de caixa que este vai gerar. Desta forma, os ativos do patrocinador estão disponíveis caso aja a necessidade de captar mais financiamentos (YESCOMBE, 2007; GATTI, 2008)

A complexa estrutura contratual de uma operação de *project finance* para a compatibilização dos interesses dos agentes e alocação de riscos aumenta a complexidade das operações trazendo desvantagens para esta modalidade de financiamento. As principais desvantagens podem ser sintetizadas como:

- i. Complexidade e custo de transação elevado: como visto anteriormente, uma operação de *project finance* envolve diversos agentes interessado no projeto e uma grande rede de contrato estabelecendo as relações entre os mesmos de forma a compatibilizar os interesses individuais, o que acaba por aumentar a complexidade da operação. A negociação, elaboração e monitoramento de todos os contratos e documentações do projeto demanda tempo e a participação de diversos agentes (assessoria jurídica e técnica), aumentando o custo de transação desta modalidade de financiamento (COMER, 1996). Além disto, o custo de monitoramento das operações também é consideravelmente elevado.

Desta forma, a elaboração de uma operação de *project finance* se mostra mais complexa e custosa quando comparada a um financiamento corporativo (FINNERTY, 1999). GATTI (2008) afirma, mesmo baseado em poucas evidências disponíveis, que os custos de transação representam, em média 5% a 10% do investimento total.

- ii. Restrição do poder do patrocinador: em uma operação de *project finance* os contratos firmados servem como parte das garantias oferecidas aos credores. Além disso, o *project finance* prevê a transparência das ações, atos administrativos e financeiro dos agentes envolvidos permitindo aos credores um maior poder de intervenção nas decisões a serem tomadas. Sendo assim, reduz-se o poder de decisão dos patrocinadores e acionistas do projeto, configurando mais uma desvantagem desta modalidade de financiamento.
- iii. Aumento do custo de financiamento: Quando comparado ao financiamento corporativo, o custo do financiamento através do *project finance* geralmente apresenta um sobre-preço. A explicação básica para isto deve-se ao fato do maior risco envolvido na operação, pois o pagamento do financiamento está atrelado, principalmente, a promessas de geração de fluxo de caixa na fase operacional do empreendimento. Desta forma, a percepção de maiores riscos do projeto em honrar com o pagamento da dívida faz com que os credores exijam um prêmio de rentabilidade como recompensa (FINNERTY, 1999). A precificação deste risco pode inclusive inviabilizar o financiamento de projetos cuja a previsibilidade de fluxo de caixa é extremamente incerta (projetos com grande complexidade tecnológica, por exemplo). Além disso, pode haver o aumento de custos por prêmios relacionados a risco país e risco político (COMER, 1996).

Percebe-se pela análise das vantagens e desvantagens que a modalidade de *project finance* não representa uma receita aplicável a qualquer projeto ou setor da economia. Destaca-se que, além das características próprias do *project finance* e do projeto a ser financiado, é necessário conhecer o contexto macroeconômico, político e legal do país em que o projeto será implementado. Este conhecimento permite determinar com mais certeza o fluxo de caixa esperado do projeto, reduzindo a sua variabilidade, bem como avaliar o risco legal e o comportamento dos agentes.

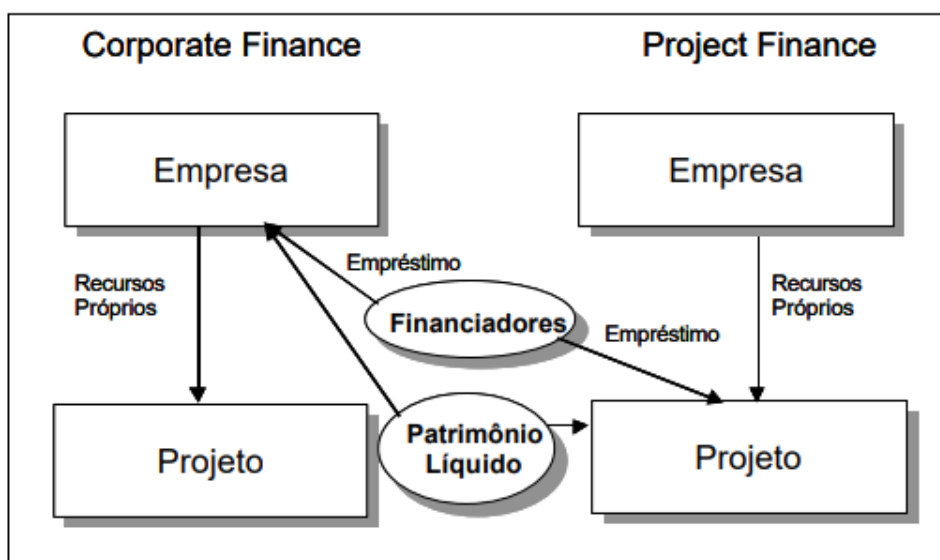
Diante da análise sobre *project finance*, pode-se afirmar que esta modalidade de financiamento é bastante propícia para a implementação de projetos eólicos<sup>45</sup> no Brasil.

---

<sup>45</sup> Projetos de infraestrutura em geral.

Dentre os motivos que permitem esta afirmação destacam-se: a capacidade financeira dos patrocinadores (exceto alguns agentes como, por exemplo, CPFL Renováveis e EDP renováveis, a maior parte dos agentes não conseguiria realizar o financiamento de um parque eólico através do financiamento corporativo) e a previsibilidade do fluxo de caixa (devido a contratação de longo prazo possibilitada pelos leilões de energia e a maturidade da tecnologia das turbinas e da medição de vento).

Por fim, esta seção apresenta uma comparação entre as modalidades de financiamento *project finance* e *corporate finance*. A primeira diferenciação entre estas modalidades se refere à estruturação, observada na Figura 3-2. No *corporate finance*, o novo projeto faz parte de um portfólio de projetos do patrocinador, sendo financiado pelo fluxo de caixa de outros projetos ou através de financiamento concedido pelos credores diretamente ao patrocinador e não ao projeto. Desta forma, tanto o financiamento quanto os benefícios econômicos (ou prejuízos) do projeto são voltados diretamente a empresa que foi responsável pelo aporte de recursos. Por outro lado, no *project finance* o projeto (SPE) é “independente” da empresa patrocinadora. O financiamento é concedido pelos credores diretamente ao projeto a partir da avaliação das características (técnica e econômica) do mesmo. A empresa patrocinadora aporta recursos *pari passu* aos credores e tem responsabilidade limitada em relação ao projeto. Desta forma, na modalidade *project finance* os projetos são mais disciplinados por agentes externos ao patrocinador.



**Figura 3-2 - Estruturação do *Corporate Finance* e do *Project Finance***

Fonte: Elaboração própria

Por fim, com o objetivo de sintetizar as principais características de cada modalidade e possibilitar a comparação detalhada, será reproduzido na Figura 3-3 o quadro comparativo elaborado por FINNERTY (1999).



Critérios	Financiamento Corporativo	Project Finance
Organização	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grandes empresas são geralmente organizadas de forma corporativa;</li> <li>Fluxos de caixa de diferentes ativos e negócios se misturam</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O projeto pode ser organizado como parceria ou como empresa de responsabilidade limitada para utilizar, de forma mais eficaz, os benefícios fiscais decorrentes da propriedade;</li> <li>Ativos e fluxos de caixa relacionados ao projeto são segregados das demais atividades do acionista.</li> </ul>
Controle e Monitoramento	<ul style="list-style-type: none"> <li>O controle reside principalmente na gerência;</li> <li>O conselho administrativo monitora o desempenho da corporação em nome dos acionistas;</li> <li>A monitoração direta limitada é feita pelos investidores.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A gerência permanece no controle, mas fica sujeita a um maior monitoramento do que numa corporação típica;</li> <li>A segregação de ativos e fluxos de caixa facilita uma maior centralização pelos investidores;</li> <li>Condições contratuais que governam os investimentos em dívida e patrimônio contêm compromissos e outras disposições que facilitam o monitoramento.</li> </ul>
Alocação do Risco	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os credores têm total direito de regresso junto ao acionista do projeto;</li> <li>Os riscos são diversificados entre os ativos da carteira do acionista;</li> <li>Certos riscos podem ser transferidos a terceiros através da contratação de seguros, atividades de hedging etc.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os credores têm um direito de regresso limitado junto aos acionistas;</li> <li>A exposição financeira dos credores é específica ao projeto;</li> <li>Condições contratuais redistribuem riscos relacionados ao projeto;</li> <li>Riscos do projeto podem ser alocados entre as partes que melhor possam assumi-los.</li> </ul>
Flexibilidade Financeira	<ul style="list-style-type: none"> <li>O financiamento pode ser rapidamente estruturado;</li> <li>Recursos gerados internamente podem ser usados para financiar outros projetos, evitando a disciplina do mercado de capitais.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Envolvem maior volume de informações, contratos e custos de transação;</li> <li>Arranjos financeiros são altamente estruturados e grandes consumidores de tempo;</li> <li>Fluxos de caixa gerados internamente podem ser reservados para projetos proprietários.</li> </ul>
Fluxo de Caixa Líquido	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gerentes têm amplo arbítrio com relação à alocação do fluxo de caixa líquido entre dividendos e reinvestimento;</li> <li>Os fluxos de caixa se misturam e depois são alocados de acordo com a política corporativa.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os gerentes têm arbítrio limitado;</li> <li>Por contrato, o fluxo de caixa líquido pode ser distribuído aos investidores de capital.</li> </ul>
Custo de Agenciamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>Investidores de capital estão expostos aos <i>agency costs</i> do fluxo de caixa líquido;</li> <li>É mais difícil fazer com que os incentivos à gerência sejam específicos ao projeto;</li> <li>Os <i>agency costs</i> são mais elevados do que para o <i>project finance</i></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os <i>agency costs</i> do fluxo de caixa líquido são reduzidos;</li> <li>Os incentivos à gerência podem ser atrelados ao desempenho do projeto;</li> <li>O monitoramento mais rigoroso por parte dos investidores é facilitado;</li> <li>O problema do subinvestimento pode ser atenuado;</li> <li>Os <i>agency costs</i> são mais baixos do que no financiamento interno.</li> </ul>

<b>Critérios</b>	<b>Financiamento Corporativo</b>	<b>Project Finance</b>
Estruturas dos Contratos de Dívida	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os credores se valem de toda a carteira de ativos do acionista para o serviço da dívida;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Credores se valem de um ativo ou conjunto de ativos específicos para o serviço da dívida;</li> <li>Os contratos de dívida são elaborados sob medida para as características específicas do projeto.</li> </ul>
Capacidade de Endividamento	<ul style="list-style-type: none"> <li>O financiamento da dívida utiliza parte da capacidade de endividamento do acionista.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O suporte de crédito proveniente de outras fontes, como compradores da produção do projeto, pode ser canalizado para dar suporte aos empréstimos tomados pelo projeto;</li> <li>A capacidade de endividamento do acionista pode ser expandida;</li> <li>Pode-se alcançar uma alavancagem maior do que aquela com a qual o acionista se sentirá à vontade, caso financiasse o projeto diretamente.</li> </ul>
Insolvência	<ul style="list-style-type: none"> <li>Pode-se evitar dispendiosos apuros financeiros, que são consumidores de tempo;</li> <li>Os credores têm o benefício de toda a carteira de ativos do acionista;</li> <li>Dificuldades em um negócio-chave poderão drenar recursos de projetos lucrativos e financeiramente estáveis.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>O custo de resolução de apuros financeiros é menor;</li> <li>O projeto pode ser isolado da possível insolvência do acionista;</li> <li>As chances de os credores recuperarem seu principal são mais limitadas; a dívida geralmente não é pagável com recursos de outros projetos não-relacionados.</li> </ul>

Figura 3-3 – Comparação das principais características do *corporate finance* e do *project finance*

Fonte: FINNERTY (1999)

### 3.4 *Project Finance* Típico do BNDES para Projetos Eólicos

O BNDES é o maior financiador da infraestrutura no Brasil, o que inclui os projetos de geração de energia eólica. O banco é o maior prestador de recursos de longo prazo, na modalidade *project finance*, que viabilizam a construção dos parques eólicos. Os financiamentos estruturados pelo banco consideram as características contidas na literatura de *project finance* como, por exemplo, a necessidade do projeto estar segregado em uma SPE, os fluxos de caixa do projeto serem suficientes para saldar o financiamento, adoção de ICSD e garantias, criação de conta centralizadora e contas reserva (O&M, serviço da dívida e especial SPE), dentre outras características.

O BNDES possui um fluxo próprio para a linha de financiamento de projetos eólicos na modalidade *project finance*<sup>46</sup>. O fluxo se inicia com a entrega, pelos patrocinadores, da carta consulta ao BNDES (prazo médio de 30 dias). A partir deste momento, o Departamento de Prioridades e Enquadramento define o mérito do pedido e submete ao Comitê de Enquadramento e Crédito e Mercado de Capitais que decidirá se a operação será enquadrada e se prosseguirá com a análise (prazo médio de 60 dias). A partir deste momento inicia-se a fase de memorando de informações, onde ocorre o detalhamento do projeto e da empresa tomadora dos recursos (prazo médio 60 dias). Após este processo, o Comitê de Crédito do BNDES definirá a alavancagem do projeto (montante de crédito) e o custo da operação (*spread* de risco de crédito) (prazo médio de 150 dias). Em seguida, a diretoria do banco aprova a contratação e liberação do crédito (prazo médio de 60 dias), realizando a minuta do contrato. Por fim, são verificadas todas as condições necessárias para que o contrato seja assinado. Por sua vez, a liberação dos recursos segue o cronograma registrado no contrato (ABEEÓLICA, 2017).

O contrato do financiamento disciplina as ações da SPE, bem como seu relacionamento institucional de forma a assegurar a estabilidade para o cumprimento das obrigações descritas no contrato, buscando garantir o pagamento total do financiamento. Dentre as obrigações imputadas aos patrocinadores (*sponsors*) destacam-se: o prazo de obtenção de licenças, a necessidade de manter regularizada as obrigações juntos aos órgãos ambientais e o marco institucional do SEB (ANEEL, ONS, CCEE e MME), a apresentação anual das demonstrações financeiras auditadas, a comunicação de qualquer fato relevante, permitir a ampla inspeção do projeto pelos

---

<sup>46</sup> O fluxo também é válido para financiamento de outros setores.

representantes do BNDES, seguir as políticas de preenchimento e manipulação das contas reservas e distribuição de recursos aos acionistas, o cumprimento da conclusão física e financeira especificada no contrato, o estabelecimento de seguros, dentre outras obrigações.

Para assegurar o pagamento total do financiamento (juros e amortizações), bem como comissões, multas e outras despesas, o contrato estabelece as garantias a serem pelos patrocinadores, em favor do BNDES. As garantias podem ser compartilhadas pelo BNDES quando ocorrer a emissão de debêntures pela SPE. A partir da análise de contratos eólicos do BNDES, observou-se que as garantias exigidas pelo banco normalmente incluem:

- i. O penhor de todas as ações atuais e futuramente detidas, bem como outras ações representativas do capital social que venha a ser subscrita, adquiridas ou de qualquer modo emitidas pela SPE.
- ii. Penhor das máquinas e equipamentos que serão adquiridas, montadas ou construídas com os recursos do financiamento.
- iii. Penhor dos direitos creditórios dos contratos de EPC, O&M do projeto, O&M das linhas de transmissão, uso da terra e qualquer outro contrato celebrado que seja relativo ao projeto.
- iv. Penhor do direito emergente das autorizações do MME e ANEEL.
- v. Cessão fiduciária dos direitos creditórios oriundos dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL), bem como seus aditivos, já celebrados ou que venham a ser celebrados durante a vigência do financiamento.
- vi. Cessão fiduciária de quaisquer outros direitos e/ou receitas decorrentes do projeto.
- vii. Cessão fiduciária dos créditos que venham a ser depositados nas seguintes contas: “conta centralizadora”, “conta reserva do serviço da dívida”, “conta reserva de O&M” e “conta reserva especial-SPE”.
- viii. Fiança bancária e/ou corporativa para garantir o pagamento dos valores contratados no financiamento.

No geral, os financiamentos do BNDES na modalidade *project finance* para empreendimentos eólicos assume a característica de *full-recourse* até a conclusão física e financeira do projeto. A partir deste evento o banco libera parte das garantias oferecidas pelos patrocinadores. A explicação para isto deve-se ao fato de que em

projetos *greenfield* (construídos do zero) existe o risco de o cronograma de implantação do projeto sofrer atraso ou não ser totalmente construído, reduzindo a capacidade do fluxo de caixa do projeto suportar o serviço da dívida. E sendo assim, apenas as garantias vinculadas ao próprio projeto podem não ser suficiente para garantir ao financiador o recebimento dos recursos emprestados. Desta forma, o banco exige dos patrocinadores garantias adicionais, tradicionalmente sob a forma de aval ou fiança corporativa e/ou bancária, tornando os patrocinadores responsáveis pelo pagamento da dívida quando a SPE não conseguir honrar os compromissos (SAES, 2016)

O contrato também estabelece os critérios para o marco de conclusão física e financeira do projeto. A conclusão física é decretada após a comprovação de geração mínima de energia durante um ano de operação do empreendimento, bem como da apresentação das licenças ambientais de operação do parque e da linha de transmissão associada e do despacho da ANEEL autorizando a entrada em operação comercial do parque eólico. Já a conclusão financeira é decretada quando o ICSD é atendido pelo período consecutivo de 12 meses após o pagamento da primeira parcela da amortização. Além disso, é necessário que as contas reservas estejam devidamente preenchidas e a comprovação da inexistência de mútuos entre a SPE e seus acionistas e inexistência de atos administrativos ou judiciais que impeça a conclusão ou continuidade do projeto.

A principal linha de financiamento para empreendimentos eólicos no BNDES é o BNDES Finem. Esta linha é voltada para projetos de investimentos superiores a 10 milhões de reais, sendo priorizado como critério de avaliação de financiamento os benefícios que serão gerados para a sociedade. A taxa de juros para empreendimentos eólicos nesta linha de financiamento é composta pela TLP, acrescida da remuneração básica do BNDES de 1,3%<sup>47</sup> e da taxa de risco de crédito do agente que varia de acordo com o cliente e o prazo do financiamento. O BNDES divulga previamente aos leilões as condições gerais de financiamento. São financiáveis itens do projeto como estudos, obras civis, montagens e instalações, despesas operacionais, máquinas e equipamentos nacionais novas e credenciadas no BNDES, máquinas e equipamentos importados sem similar nacional, dentre outros itens (BNDES, 2019).

O crédito é dividido em subcréditos direcionados para atividades específicas como, por exemplo, a compra de máquinas e equipamentos ou implantação do sistema de transmissão. O contrato estabelece os critérios, cronograma e condições de

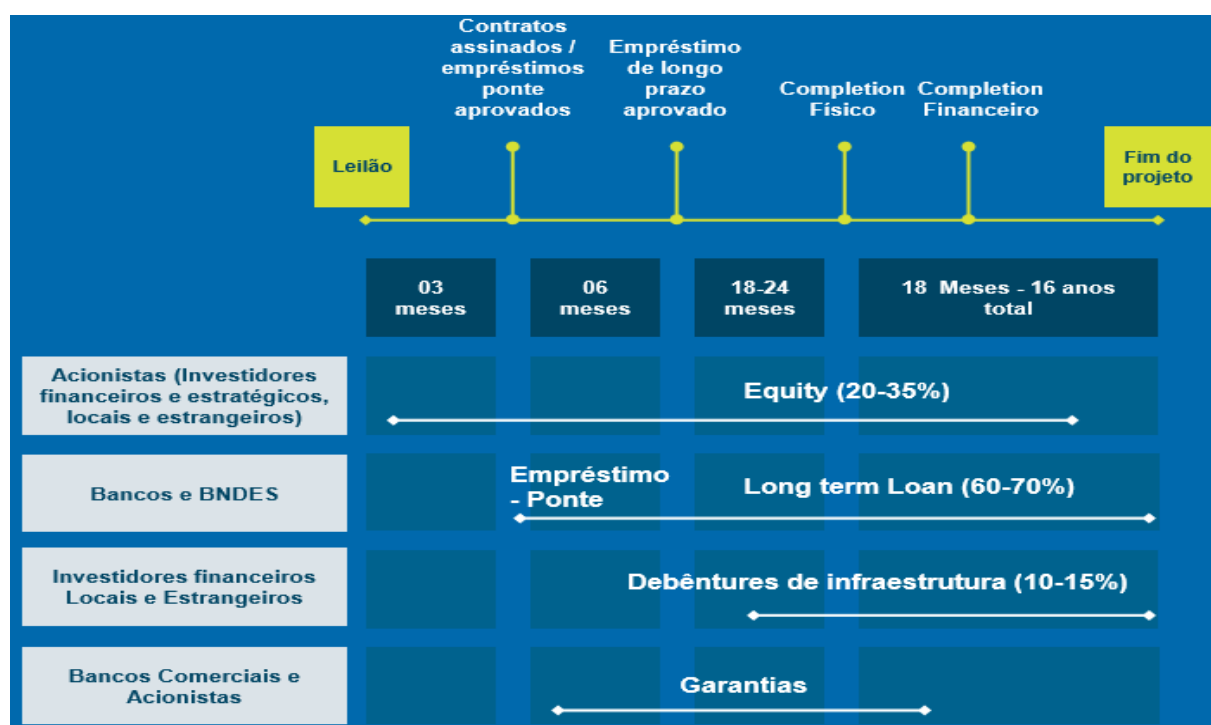
---

<sup>47</sup> A remuneração básica do BNDES nesta linha varia de 0,9% até 2,1%.

liberação dos créditos, bem como a carência e os prazos e condições de amortização e pagamento de juros do financiamento. Estabelece, ainda, a necessidade de os patrocinadores aportarem o capital próprio previamente a liberação do financiamento. Além disso, pode exigir dos acionistas o comprometimento, através de acordo de suporte de capital (*Equity Support Agreement – ESA*), de aportarem capital na SPE em determinadas situações como, por exemplo, sobre custos ou insuficiência de recursos nas contas reservas (“conta reserva do serviço da dívida”, “conta reserva de O&M” e “conta reserva especial-SPE”).

## A

Figura 3-4 representa o funcionamento da estruturação do financiamento de um projeto eólico. Ressalta-se que se trata de uma *timeline* média, o que implica dizer que existem particularidades quando o financiamento é analisado caso a caso. A figura retrata as principais etapas ao longo da vida útil do projeto, destacando a cronologia do financiamento do projeto.



**Figura 3-4 - Cronograma Médio do Financiamento de um Parque Eólico**

Fonte: ABEEÓLICA (2017)

É possível observar, como dito anteriormente, que os patrocinadores (*sponsors*) são os primeiros a aportarem os recursos próprios na estrutura de financiamento do projeto. Em média, o *equity* representa de 20% a 35% do total de recursos necessários.

Os 20% de mínimo estão adequados ao financiamento do BNDES visto que o banco financia até 80% do valor do projeto. No entanto, em grande parte dos casos, o projeto não consegue chegar na alavancagem máxima<sup>48</sup>, sendo necessário maior aporte por parte dos acionistas.

Após o aporte do *equity* é comum observar a ocorrência de empréstimos pontes, concedidos por bancos comerciais ou pelo próprio BNDES. Estes empréstimos são de curto prazo e realizados para acelerar a construção do projeto, pois os recursos oriundos do financiamento de longo prazo podem demorar demasiado tempo até serem liberados. Os empréstimos de longo prazo, por sua vez, representam entre 60% e 70%, em média, da necessidade de capital total do projeto. São empréstimos cujo o prazo de amortização podem chegar a 16 anos.

Além do *equity*, empréstimos ponte e de longo prazo, o *funding* dos projetos eólicos também pode ser viabilizado através da emissão de debêntures de infraestrutura. Em geral, as emissões de debêntures representam de 10% a 15% da necessidade de recursos do projeto e são emitidas após ou bem próximo ao término das obras. O *timing* das emissões é uma estratégia para reduzir os riscos embutidos no ativo, aumentando sua atratividade. Além disso, as debêntures de infraestrutura são utilizadas como um abatimento na necessidade de aporte de capital próprio dos acionistas.

#### Por fim, a

Figura 3-4 - Cronograma Médio do Financiamento de um Parque Eólico apresenta a cronologia das garantias, mais especificamente a fiança bancária e/ou corporativa. O BNDES exige que os patrocinadores apresentem fiança bancária e ou corporativa devido ao risco inerente a fase de construção do projeto. Desta forma, os bancos ou patrocinadores assumem esse risco até o *completion* financeiro do projeto. Ou seja, a fiança bancária e/ou corporativa é dispensada após a demonstração de que o projeto é capaz de gerar o fluxo financeiro que era esperado.

A importância da modalidade de financiamento *project finance* aumentou de importância ao longo do tempo graças à consolidação do modelo de expansão do setor elétrico brasileiro, baseado na contratação de longo prazo.

---

<sup>48</sup> Devido a capacidade financeira do projeto. Como visto, a capacidade do projeto em gerar receitas impacta diretamente a sua alavancagem financeira.

## 4 O Histórico do Financiamento da Energia Eólica e Perspectivas

Os setores de infraestrutura podem ser considerados estratégicos sob o ponto de vista do desenvolvimento econômico a nível nacional e regional dado os ganhos de competitividade que geram para a economia como um todo. Desta forma, o investimento em infraestrutura é um dos principais desafios a serem enfrentados pelos países em desenvolvimento (VAZQUEZ *et.al.*, 2018). AMANN *et. al.*, (2014) destacam a existência de uma forte relação entre o investimento em infraestrutura e o crescimento econômico. O estudo dos autores aponta que os gastos em infraestrutura possuem efeitos positivos no crescimento da economia. Especificamente no caso brasileiro, os autores apontam as dificuldades que o país possui no sentido de promover o investimento em infraestrutura, sobretudo se comparado a outros países emergentes. Esta dificuldade configura-se, portanto, como um entrave ao crescimento do país, e se amplia ainda mais em um cenário de crise política e econômica.

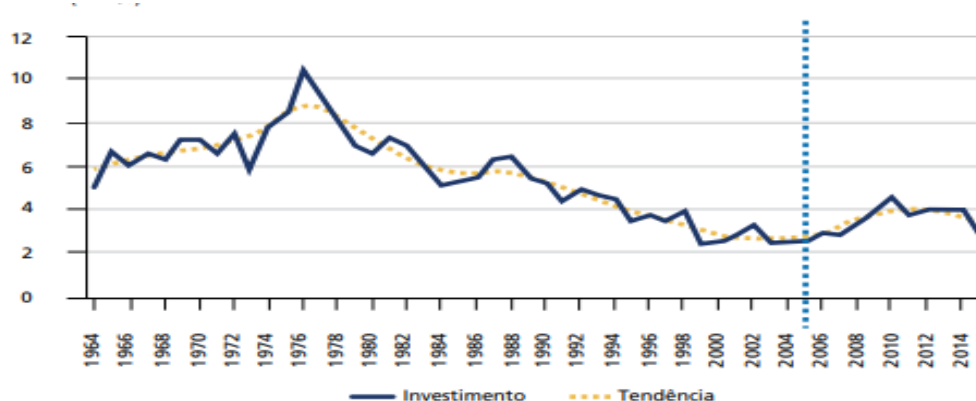
Sob a ótica dos investimentos e suas condições de financiamento, estes setores possuem certas características que os diferenciam dos demais. São elas (NETO *et. al.*, 2015): a intensidade de capital, o longo prazo de maturação dos investimentos, a presença dos chamados custos afundados, dada a especificidade dos ativos que dificilmente terão uso alternativo em outras atividades, presença de externalidades positivas e demanda estável. Neste contexto, o investimento em infraestrutura exige um modelo de financiamento diferenciado no qual o Estado assume papel de extrema relevância.

No Brasil este ponto não é diferente. O investimento público, principalmente a nível federal, assume papel de protagonismo no desenvolvimento da infraestrutura do país, alternando períodos de expansão com períodos de retração, onde o posicionamento ideológico e/ou a questão do financiamento e fiscal impede a continuidade dos investimentos (MACHADO *et. al.*, 2018). Antes de abordar a questão do financiamento, será exposto um breve histórico e perspectivas para a infraestrutura no Brasil.

Os Gráfico 4-1 e Gráfico 4-2 apresentam dados históricos relativos ao desenvolvimento da infraestrutura no Brasil nos últimos 40 anos (MACHADO *et. al.*, 2018). O Gráfico 4-1 apresenta a trajetória dos investimentos públicos entre os anos de 1964 e 2015, em percentual em relação ao Produto Interno Bruto (PIB). É possível observar que o período de maior investimento público na economia brasileira se deu durante os anos do regime militar, tendo alcançado o pico ao longo da década de 70,



refletindo a ideologia desenvolvimentista da época, que privilegiou o desenvolvimento da infraestrutura econômica. Neste período, alguns setores como transportes e energia concentravam grande parte dos investimentos. Data da década de 60 o a criação da Eletrobrás, responsável pelo planejamento energético, e da década de 70 e 80 a construção de grandes usinas hidrelétricas como Itaipu, Tucuruí, Ilha Solteira, Paulo Afonso IV, Itumbiara, dentre outras<sup>49</sup>.



**Gráfico 4-1 – Investimentos públicos em relação ao PIB 1964-2015**

Fonte: MACHADO *et. al.*, (2018)

No entanto, é possível observar, ainda, que na década de 70 inicia-se um processo de redução do investimento público. Esse fato decorre da crise fiscal da economia brasileira, resultante do endividamento do Governo Federal, que reduziu a capacidade de investimento do Estado. Durante as décadas de 80 e 90 o Brasil passou pelo período de redemocratização e estagnação dos investimentos. Durante a década de 90, com a expectativa de que os investimentos privados substituíssem o público, diversas ações foram tomadas, com destaque para as privatizações e criação das agências reguladoras. O setor elétrico foi um dos alvos principais do processo de privatização.

O investimento público retoma sua expansão no início da década de 2000 (Governo Lula), elevando-se entre os anos de 2004 e 2013 (Gráfico 4-1), representando o mais longo e intenso ciclo de investimentos desde os anos 70. De acordo com TORRES e COSTA (2013) o investimento cresceu, em média, 2 vezes mais que o PIB ao longo de 19 trimestres. O principal vetor para a retomada dos investimentos foi o

---

<sup>49</sup> Destaca-se que além da construção das grandes hidrelétricas, nas décadas de 70 e 80 aconteceu a maior expansão da capacidade de armazenamento dos reservatórios no Brasil. Fato este que contribui para a inserção da fonte eólica na matriz elétrica nacional.

Programa de Aceleração do Crescimento (PAC), lançado pelo Governo Lula em 2007 e beneficiado, dentre outros fatores, pelo ciclo de alta da *commodities*.

A Tabela 4-1 apresenta as taxas de crescimento dos investimentos em infraestrutura entre os anos de 1970 e 2016, desagregando o crescimento total entre os setores de telecomunicações, energia, saneamento e transportes.

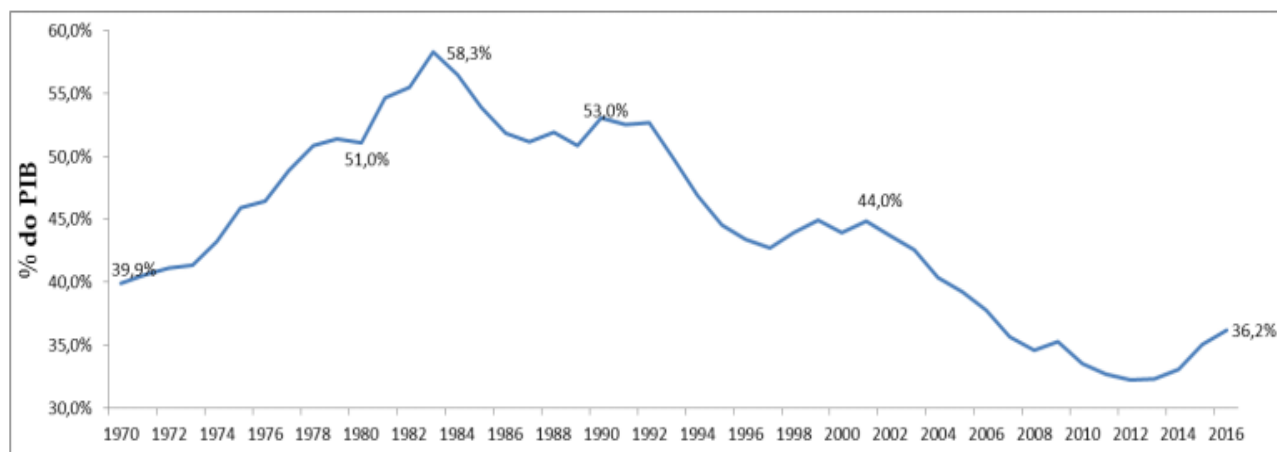
**Tabela 4-1 – Investimentos em infraestrutura por setor em relação ao PIB (%)**

	70 - 80	81 - 90	91 - 2000	2001-2016	2001 - 10	2011-16
<b>Telecomunicações</b>	0,93	0,38	0,71	0,57	0,63	0,47
<b>Energia</b>	2,47	1,26	0,68	0,61	0,57	0,68
<b>Saneamento</b>	0,53	0,20	0,15	0,18	0,17	0,19
<b>Transportes</b>	2,36	1,26	0,57	0,67	0,59	0,85
<i>Rodovia</i>				0,37	0,39	0,40
<i>Ferrovia</i>				0,11	0,11	0,13
<i>Mobilidade Urbana</i>				0,08	0,05	0,15
<i>Aeroportos</i>				0,04	0,03	0,07
<i>Portos</i>				0,06	0,05	0,09
<i>Hidrovias</i>				0,01	0,01	0,01
<b>TOTAL</b>	<b>6,30</b>	<b>3,10</b>	<b>2,12</b>	<b>2,03</b>	<b>1,96</b>	<b>2,20</b>

Fonte: FRISCHTAK e MOURÃO (2017)

O Gráfico 4-2, por sua vez, apresenta a evolução do estoque de infraestrutura<sup>50</sup> no Brasil em relação ao PIB. Levando em consideração a defasagem temporal e a ausência dos investimentos privados, percebe-se a correlação com o Gráfico 4-1. O estoque de infraestrutura cresce entre os anos de 1970 e 1983, quando alcança seu maior valor, resultado da manutenção de investimento da ordem de 6% do PIB ao longo de 13 anos. A partir daí, com a retração dos investimentos, o estoque de infraestrutura inicia uma trajetória de retração, reduzindo-se para 53% do PIB em 1990. Com a intensificação do processo de retração a partir da década de 90, o estoque decresce até 32% do PIB em 2012, apresentando recuperação em 2015 e 2016, quando sobe para 36,2% do PIB (FRISCHTAK E MOURÃO, 2017).

<sup>50</sup> A estimativa do estoque de capital leva em consideração: I) uma estimativa para o estoque inicial; II) uma série que retrata os investimentos realizados no setor no período de referência (no caso, 1970-2016); e III) uma taxa de depreciação dos ativos constituídos ao longo dos anos. Para maiores detalhes, ver FRISCHTAK e MOURÃO (2017).



**Gráfico 4-2 – Estoque de infraestrutura em relação ao PIB (%)**

Fonte: FRISCHTAK e MOURÃO (2017)

Dentro do estoque de infraestrutura em 2016 (36,2% do PIB), a energia elétrica se destaca, sendo responsável por 40% deste total. O restante está dividido entre transportes, telecomunicações e saneamento com, respectivamente, 33,4%, 15% e 11,6% do total.

Em relação ao futuro, FRISCHTAK E MOURÃO (2017) apontam que para alcançar a modernização da infraestrutura, o Brasil deveria alcançar um estoque de 60,4% do PIB (26,5% em transportes, 19% em energia, 7,9% em saneamento e 7% em telecomunicações). Para isto, o estudo a trajetória necessária para alcançar este estoque em 2037 (Tabela 4-2). É possível observar que, para alcançar este patamar, o país teria que fazer um esforço de investimento superior ao dobro (4,15% anual) do realizado no período entre 2001 e 2016 (2,03 % anual).

**Tabela 4-2 – Investimentos necessário para a modernização da infraestrutura brasileira**

	Estoque de Capital (% do PIB)			Investimento (% do PIB)			
	Meta	2016	Hiato	Média anual (2001 – 2016)	Necessário	Hiato	Hiato/Inv. Médio (%)
<b>Transportes</b>	26,5	12,1	14,4	0,67	1,96	1,29	191
<b>Energia</b>	19,0	14,5	4,5	0,61	1,05	0,44	72
<b>Telecomunicações</b>	7,0	5,4	1,6	0,57	0,71	0,14	24
<b>Saneamento</b>	7,9	4,2	3,7	0,18	0,44	0,26	146
<b>Total</b>	<b>60,4</b>	<b>36,2</b>	<b>24,2</b>	<b>2,03</b>	<b>4,15</b>	<b>2,12</b>	<b>105</b>

Fonte: FRISCHTAK e MOURÃO (2017)

Comparando o investimento médio entre 2001 e 2016 com o hiato necessário para alcançar o estoque de 60,4% em 2037, o setor de energia representa o segundo maior esforço para alcançar este nível. É necessário um incremento anual de 0,44% em

relação ao investimento ocorrido entre 2001 e 2016 (média anual de 0,61% do PIB), para alcançar a média de 1,05% anual que levaria o estoque de capital do setor de energia para 19% em 2037 (em 2016 o estoque de capital do setor estava em 14,5% do PIB) (FRISCHTAK e MOURÃO, 2017).

Um ponto central no desenvolvimento histórico da infraestrutura, bem como para o desenvolvimento esperado para os próximos anos se refere a questão do financiamento. Dadas as características da infraestrutura, o financiamento requer a disponibilidade de crédito de longo prazo. No Brasil, como no padrão mundial, o financiamento da infraestrutura requer recursos públicos devido a falhas no mercado de financiamento (TORRES e COSTA, 2013; MACHADO *et. al.*, 2018; VAZQUEZ *et. al.*, 2018). Internamente, o BNDES<sup>51</sup> possui elevada importância no financiamento de longo prazo da infraestrutura, atuando quase que de forma exclusiva na oferta de crédito de longo prazo.

Desde sua criação, em 1952, o BNDES atua no financiamento da infraestrutura no Brasil. No que se refere ao setor elétrico, nos seus 8 primeiros anos de atuação o banco financiou 45 projetos, sendo os mais importantes a usina hidrelétrica Três Marias, Furnas, complexo de usinas da São Paulo Light e a Ampliação da usina de Paulo Afonso (DINIZ, 2004).

A partir da década de 70, embora tenha passado a direcionar a maior parte do crédito para o setor privado, o BNDES continuou a ser o principal financiador dos projetos de infraestrutura governamentais. Data desta época o II PND, onde o banco foi designado como agente executor do financiamento dos projetos, através da concessão de crédito de longo prazo aos setores público e privado, com taxas de juros compatíveis ao risco e custo dos investimentos (FILHA, 1995).

Ao longo da década de 80, no contexto da crise da dívida (aumento dos juros, da inflação e desvalorização cambial), o BNDES perdeu, de certa forma, a sua essência e definições de prioridade, passando a atuar de forma mais intensa em ações como a recuperação de empresas públicas e privadas em dificuldade financeira, além de implementar programas que gerassem resultados instantâneos em termos de expansão das exportações e substituição das importações. Os desembolsos para infraestrutura, por exemplo, caíram de 25,73% em 1985 para 22,90% em 1987 (DINIZ, 2004).

---

<sup>51</sup> Apesar do papel de destaque do BNDES, outros bancos estatais como, por exemplo, Banco do Brasil, Caixa Econômica Federal e Banco do Nordeste apresentam papel de destaque no crédito de longo prazo no Brasil.

Durante a década de 90, o principal foco das ações do BNDES estava relacionado ao processo de privatização das empresas instaurado pelo Programa Nacional de Desestatização (PND). O BNDES assumiu a função de gestor do Fundo Nacional de Desestatização (FND), sendo responsável por supervisionar o trabalho dos consultores e auditores privados, além de efetivar o processo de desestatização. No setor elétrico o processo de privatização foi iniciado em 1995 com a privatização da Escelsa.

A partir do final da década de 90 o BNDES retoma seu importante papel no financiamento da infraestrutura. Já na década de 2000, o banco assume papel de destaque no financiamento da infraestrutura (juntamente com outros bancos estatais), principalmente por meio do PAC e das suas ações anticíclicas após a crise financeira internacional. No setor elétrico, em especial no setor eólico, é nos anos 2000 que o banco expande sua carteira de crédito para o financiamento do PROINFA e, posteriormente, dos empreendimentos vencedores nos leilões de energia.

FRISCHTAK e NORONHA (2016) apontam a importância do financiamento público. Os fundos públicos (BNDES, Caixa Econômica Federal e outros recursos do Tesouro Nacional) foram responsáveis por 83% do financiamento dos recursos necessários aos investimentos em infraestrutura em 2014. Em relação ao setor elétrico, os Governos Federais, Estaduais, BNDES, CEF, e fundos de investimentos geridos pelo poder público foram responsáveis pelo financiamento de 55% (ou R\$ 20,73 bilhões) dos recursos investidos em neste mesmo ano. Deste total, a participação do BNDES representa 91%.

Desta forma, evidencia-se que o BNDES é, historicamente, o principal financiador de longo prazo da infraestrutura nacional. No caso específico da energia eólica, o BNDES se constituiu como o principal financiador desde o PROINFA. Nesta época, a SEDENE e do BNB também detinham papel importante no financiamento dos novos projetos eólicos. Como visto no capítulo 2, o financiamento público com taxas abaixo do mercado e a tarifa *feed in* foram determinantes para o sucesso do PROINFA e, consequentemente, início da expansão da fonte eólica no Brasil.

Em um segundo momento, nos leilões de energia, o BNDES aumentou a sua importância no financiamento dos parques eólicos, principalmente no período em que o Banco do Nordeste do Brasil foi impedido de realizar empréstimos ao setor elétrico. Entrevistas realizadas com agentes do setor constataram que neste período quase a totalidade dos novos projetos eólicos foram financiados pelo BNDES. Além disto, com os aprimoramentos da política de conteúdo local em 2013, o BNDES também teve papel fundamental na implantação e fortalecimento da indústria de equipamentos eólicos no

Brasil. Atualmente, 8 fabricantes de aerogeradores estão instalados no Brasil com capacidade de produção anual de 3.500 MW (ABDI, 2018).

No entanto, será visto ao longo do capítulo que algumas alterações recentes nas condições de financiamento podem impactar o protagonismo do BNDES no financiamento do setor eólico. Tais mudanças podem alterar a competitividade de outras fontes de financiamento, aumentando a participação destas no financiamento da energia eólica.

A análise destas mudanças, bem como das fontes que possam assumir maior protagonismo no financiamento do setor eólico é relevante devido as perspectivas da expansão da fonte eólica para os próximos anos (seção 2.4) e dos investimentos necessários na infraestrutura como um todo (abordados nesta introdução). O financiamento público, especialmente o BNDES, não será capaz de prover todos os recursos necessários a este novo investimento (TORRES e COSTA, 2013; SILVA FILHO, 2014; FRISCHTAK e MOURÃO, 2017; MACHADO *et. al.*, 2018; VAZQUEZ *et. al.*, 2018). A retração dos desembolsos do BNDES nos últimos anos, como será analisado em seguida, atestam esta afirmativa.

Assim, este capítulo busca analisar fontes de financiamento que podem aumentar a participação, em especial, no financiamento da geração eólica no Brasil. Examina-se, por exemplo, o desenvolvimento observado nos últimos anos no mercado de capitais, principalmente no mercado de debêntures e de infraestrutura, pode levantar um maior volume de recursos para investimentos em infraestrutura (TORRES e COSTA, 2013).

## **4.1 Fontes de Financiamento**

### **1.1.1 O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES)**

O Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) é um banco estatal criado em 1952 tendo como um de seus objetivos de solucionar a falha de mercado relacionada ao financiamento de longo prazo. Em outras palavras, ao longo de sua história o BNDES sempre teve papel protagonista na oferta de crédito bancário de longo prazo, em moeda nacional, para o financiamento da infraestrutura e indústria nacional. O banco tem como missão apoiar o desenvolvimento econômico e sustentável do país reduzindo as desigualdades sociais e regionais. Além do financiamento de curto e longo prazo, o BNDES atua de diversas outras formas como na subscrição de valores mobiliários, oferta de garantias, concessão de recursos não reembolsáveis a projetos

de caráter social, cultural, inovação e ambiental, estruturação e acompanhamento de projetos, apoio técnico a formulação e execução de políticas públicas<sup>52</sup> (BNDES, 2018).

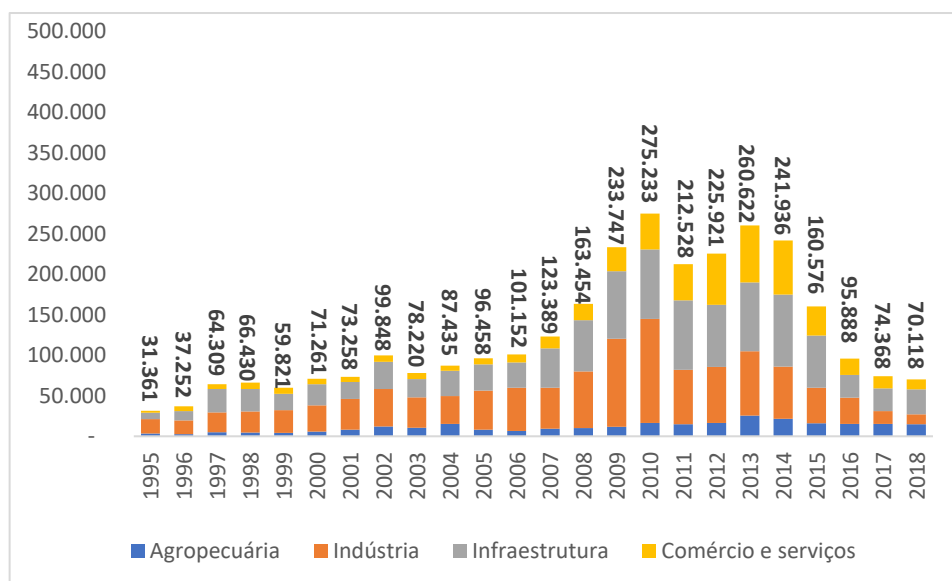
O Gráfico 4-3 apresenta os desembolsos anuais do BNDES (BNDES, 2019a), em valores constantes, para o período entre os anos de 1995 e 2018. No total, o BNDES desembolsou um volume superior a 3 trilhões de reais. É possível observar uma tendência no aumento do desembolso do banco na maior parte do período analisado.

Observa-se uma aceleração consistente nos desembolsos do banco a partir do ano de 2008. TORRES e COSTA (2013) atribuem este aumento de desembolso do BNDES ao fato do banco ter sido utilizado pelo Governo Federal como instrumento de política pública anticíclica, com o objetivo de compensar a retração do crédito privado devido à crise econômica mundial iniciada em 2008, evitando a escassez por recursos para investimento. Nesta época (julho de 2009) o Governo Federal lançou o Programa de Sustentação do Investimento (PSI), cujas ações foram realizadas exclusivamente pelo BNDES até 2011, quando o banco passou a dividir as ações com a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) até o encerramento do programa em dezembro de 2015.

O Gráfico 4-3 mostra, ainda, uma forte tendência de queda nos desembolsos do BNDES a partir do ano de 2014. As principais justificativas para esta tendência (mudança no papel do BNDES fim de aportes de recursos de Tesouro Nacional), como será analisado adiante. No entanto, cabe observar que os desembolsos realizados em 2018 (70,1 bilhões de reais) apresentam o menor patamar desde o ano 2000, onde o banco desembolsou 71,3 bilhões de reais.

---

<sup>52</sup> Na seção de debêntures de infraestrutura será explorado um pouco do papel do banco no sentido de aumentar a atratividade deste mecanismo de financiamento.



**Gráfico 4-3 - Desembolso anual do BNDES (R\$ milhões), valores constantes**

Fonte: Elaboração própria com dados de BNDES (2019a)

Uma parcela representativa dos desembolsos do BNDES é direcionada ao financiamento da infraestrutura, onde o banco representa o maior financiador de longo prazo. Desde 2011 (com exceção de 2016) o setor de infraestrutura é o setor que recebe a maior parcela dos desembolsos. Em 2018 o setor de infraestrutura representou 43,9%, ou R\$ 30,4 bilhões, dos desembolsos do BNDES, superando os anos de 2016 e 2017, onde os desembolsos foram de 28,2 bilhões de reais por ano. Desconsiderando os anos de 2016 e 2017, o desembolso para infraestrutura em 2018 foi o menor desde 2003 e representou um terço do valor desembolsado para a infraestrutura em 2014 (88,8 bilhões de reais). Desta forma, observa-se 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 ou 23% do desembolso total). Embora tenha aumentado a sua participação proporcional dentro dos desembolsos para infraestrutura, este foi o pior resultado para a energia elétrica desde 2008 (sem levar em consideração os anos de 2016 e 2017 onde os desembolsos foram, respectivamente, 10,4 e 14,5 bilhões de reais), e representou 58% dos desembolsos observados em 2012.

Dentro do setor de energia elétrica, que engloba a geração, transmissão e distribuição, um dos maiores demandantes de crédito é o setor eólico. De acordo com BNDES (2018), este é o segmento que mais recebe financiamento em número de



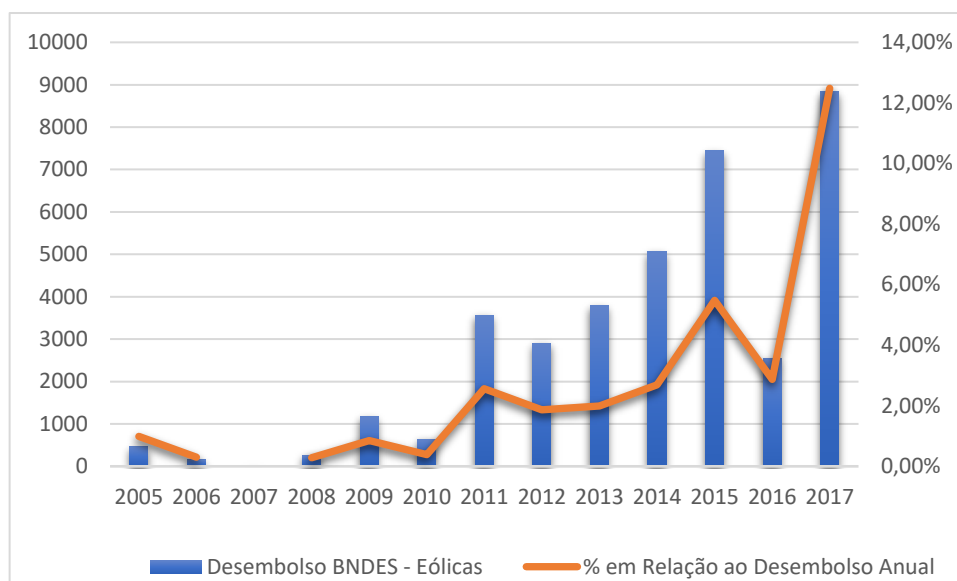
projetos e volume de crédito desde 2016. A Tabela 4-3 ilustra a representatividade do setor eólico dentro do setor elétrico no que diz respeito a contratação de financiamento. É possível observar que o setor eólico foi o segundo maior demandante de financiamento em volume agregado no período entre 2003 e o primeiro semestre de 2018. Além disso, o financiamento do BNDES representou quase 60% do total dos investimentos previstos para o setor eólico, evidenciando a importância do BNDES no desenvolvimento deste setor no país. Ainda na Tabela 4-3, é possível observar que o BNDES viabilizou 12,5 GW de capacidade instalada de usinas eólicas, o que representa quase 90% da capacidade instalada atual (14,7 GW) (ANEEL, 2019).

**Tabela 4-3 – Aprovações do BNDES para o setor de energia elétrica entre 2003 – 2018 (1º semestre)**

Segmento	Capacidade	Nº de Projetos	Financiamento BNDES (R\$ Mil)	Investimento Previsto (R\$ Mil)
<b>1. Geração</b>	<b>57.851 MW</b>	<b>322</b>	<b>129.801.982</b>	<b>219.974.084</b>
Hidrelétrica	34970 MW	51	68.327.185	110.155.814
Eólicas	12665 MW	101	36.497.733	63.836.976
Termelétricas	5161 MW	13	6.838.487	16.506.647
PCH	2752 MW	136	9.247.138	14.880.297
Nuclear	1405 MW	1	6.180.915	10.488.029
Biomassa	581 MW	17	1.598.703	2.287.057
Solar	317 MW	3	1.111.821	1.819.264
<b>2. Transmissão</b>	<b>38.878 Km</b>	<b>129</b>	<b>30.159.853</b>	<b>60.918.319</b>
<b>3. Distribuição</b>		<b>133</b>	<b>31.819.847</b>	<b>57.753.794</b>
<b>4. Eficiência Energética</b>		<b>30</b>	<b>580.590</b>	<b>1.058.301</b>
<b>5. Outros</b>		<b>1</b>	<b>8.254</b>	<b>9.644</b>
<b>Total</b>		<b>615</b>	<b>192.370.526</b>	<b>339.714.142</b>

Fonte: PRIMAVERA (2018)

De forma mais detalhada, o Gráfico 4-4 apresenta o volume de crédito contratado pelo BNDES para o setor eólico desde 2005, ressaltando o percentual desses desembolsos em relação ao desembolso total anual.



**Gráfico 4-4 - Contratação do BNDES para eólicas (R\$ milhões) e % em relação aos desembolsos totais do banco, em valores correntes**

Fonte: Elaboração própria com dados do BNDES (2019a)

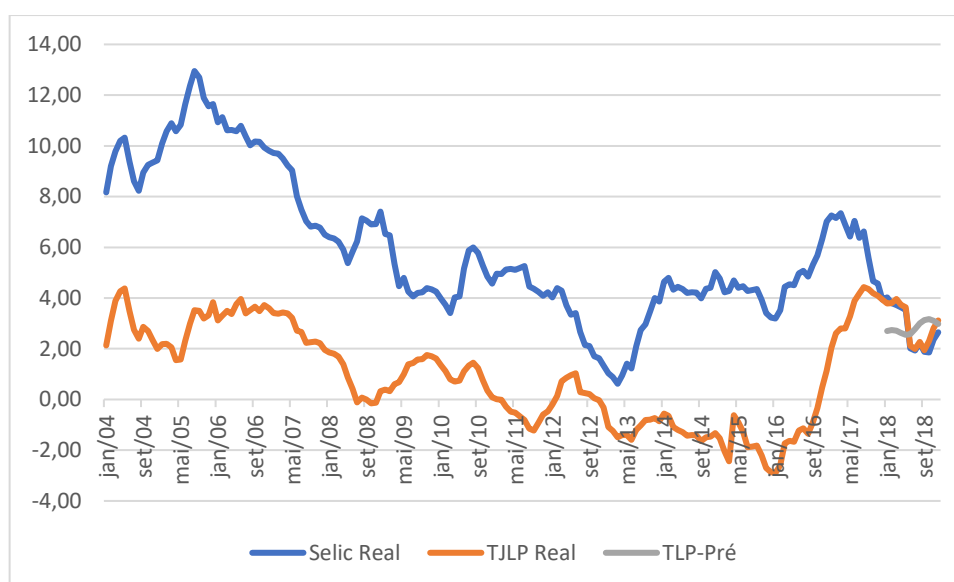
O volume contratado entre os anos de 2005 e 2010 representam majoritariamente os financiamentos concedidos pelo BNDES para a fonte eólica no âmbito do PROINFA. Por sua vez, os financiamentos contratados a partir de 2010 representam a demanda por financiamento dos empreendimentos contratados nos leilões de energia, sendo o primeiro realizado em 2009 (Leilão de Energia de Reserva). É possível perceber o consistente crescimento do financiamento do BNDES ao setor eólico ao longo desses anos, passando de 256 milhões de reais em 2008 para 8,8 bilhões em 2017. No período de 2010-2017, a taxa de crescimento média do apoio ao segmento foi de 36% (BNDES, 2018). Em relação ao desembolso total do BNDES, a contratação para projetos eólicos representava 1% em 2008 chegando a 12% em 2017 (BNDES, 2018).

De acordo com alguns dos entrevistados, o BNDES é o grande responsável pelo desenvolvimento e consolidação da fonte eólica no Brasil. As entrevistas revelaram que até o ano de 2011 o BNDES, junto com o BNB, eram os principais financiadores dos projetos eólicos. No entanto, no período entre 2011 e 2016 o BNB foi proibido pelo Governo Federal de contratar financiamento para o setor eólico. Desta forma, o BNDES foi responsável por financiar quase a totalidade dos empreendimentos eólicos desenvolvidos nesta época.

A competitividade do BNDES no financiamento está diretamente relacionada ao prazo de financiamento, estabelecido em 16 anos para a fonte eólica, e a Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) utilizada pelo banco até dezembro de 2017. (a partir de janeiro

de 2018 o banco passou a utilizar a Taxa de Longo Prazo – TLP, que será abordada adiante). A TJLP representa o custo médio do financiamento concedido pelo BNDES e foi instituída pela Medida Provisória nº 684 em 1994. A TJLP é calculada trimestralmente, por metodologia própria, pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) e divulgada pelo Banco Central do Brasil. O cálculo desta taxa leva em consideração a meta de inflação para os 12 meses subsequentes ao primeiro mês de vigência da taxa e um prêmio de risco (BRASIL, 2001a).

A utilização da TJLP garantia ao BNDES um nível de competitividade elevado visto que a TJLP não varia de acordo com a Taxa Selic. Desta forma, as taxas praticadas pelo BNDES foram durante muito tempo inferiores a Selic e as taxas praticadas pelas outras fontes de financiamento. O Gráfico 4-5 ilustra a trajetória de evolução da taxa Selic e da TJLP desde janeiro de 2004 em termos reais.



**Gráfico 4-5 - Evolução das Taxas Selic, TJLP e TLP-Pré em termos reais.**

Fonte: Elaboração própria com dados de IBGE (2019) e BNDES (2019b, 2019c)

Observa-se através do Gráfico 4-5 o diferencial entre a taxa Selic e a TJLP. A diferença em termos reais alcançou 9,43% em agosto de 2005. Desta forma, alguns entrevistados apontam este diferencial de taxas como a principal fonte de competitividade do BNDES e um fator que dificulta o desenvolvimento de novas fontes de recursos para o financiamento da infraestrutura no Brasil. No entanto, a partir de 2017 este diferencial deixou de existir visto que a TJLP não acompanhou a redução da taxa Selic observada a partir do segundo semestre de 2016.

O financiamento do BNDES para o setor eólico é realizado através dos produtos BNDES Finem e BNDES Finame e pode ser realizado de forma direta ou indireta. Na

modalidade direta, além da TJLP, somava-se ao custo de financiamento do BNDES um percentual referente a remuneração básica do BNDES (*spread* básico), que ao longo dos anos variou entre 0,9% e 1,5% para a energia eólica, e uma taxa de risco de crédito de até 2,87% conforme o risco do cliente/projeto (BNDES, 2018a). Desta forma, ainda que a TJLP apresente taxas reais negativas, o custo total do financiamento é realizado a taxas positivas.

Por sua vez, na modalidade indireta a operação é realizada por uma instituição financeira credenciada no BNDES e os custos do financiamento são compostos pela TJLP acrescido da remuneração básica do BNDES, taxa de intermediação financeira e remuneração da instituição financeira credenciada, que é negociada entre a instituição e o cliente/projeto. De acordo com um entrevistado, o financiamento indireto é uma das formas do BNDES reduzir sua exposição ao risco dos projetos, compartilhando tais riscos com outras instituições financeiras.

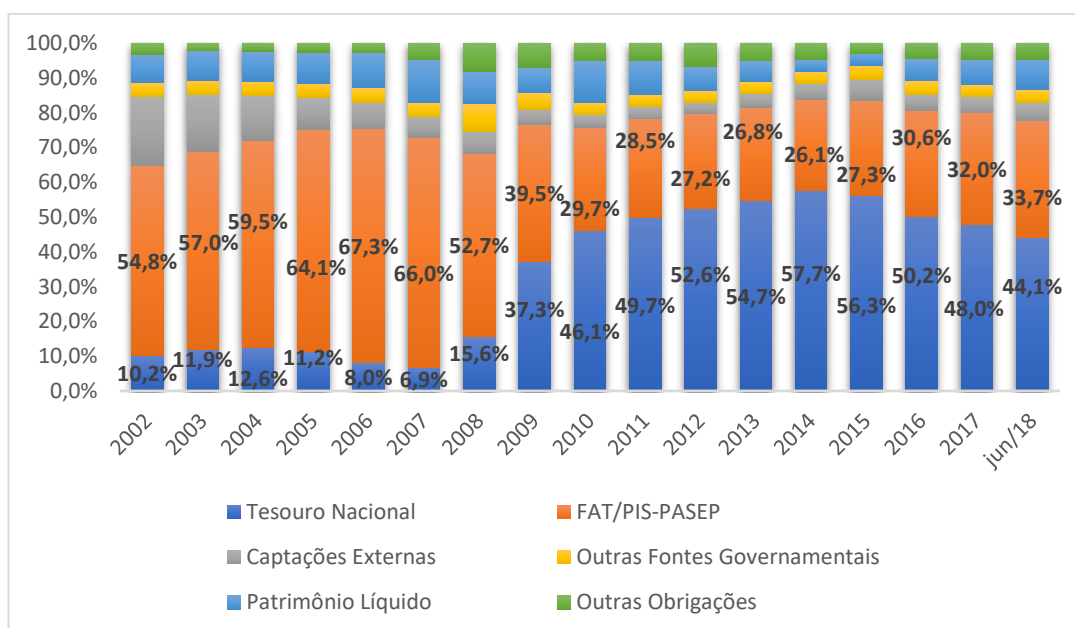
Os recursos utilizados pelo BNDES em seus financiamentos são oriundos de diversas fontes, dentre as quais estão o retorno sobre as operações do banco, ou seja, o pagamento de juros e amortizações dos financiamentos concedidos, o Fundo de Amparo ao Trabalhador (FAT), do Fundo PIS-PASEP, do Tesouro Nacional, captações externas<sup>53</sup> e outros fundos constitucionais (BNDES, 2018). Grande parte dos recursos do BNDES são oriundos do FAT, que é constituído pela arrecadação do PIS/PASEP. A Constituição Federal de 1988 determinou que 40% dos recursos do FAT deveriam ser destinados ao BNDES para o financiamento de programas de desenvolvimento econômico. Os ingressos do FAT no BNDES assumem duas modalidades: a principal delas, o FAT Constitucional são recursos cujo o BNDES possui autonomia para decidir sobre sua aplicação, desde que direcionados a programas de desenvolvimento econômico. Estes recursos são remunerados a TJLP e somente ocorrem amortizações em caso de insuficiência de recursos para custeio do seguro-desemprego e abono salarial. A outra modalidade, muito menos expressiva, é o FAT Depósitos Especiais, que são recursos endereçados a programas específicos apresentando regras diferenciadas de remuneração e amortização (PROCHNIK E PEREIRA, 2008)

Apesar de não ocorrerem repasses de recursos do Tesouro Nacional para o BNDES desde 2015, os ingressos desta fonte entre os anos de 2008 e 2014 somaram

---

<sup>53</sup> Com outros bancos de desenvolvimento internacionais. Além disso, o BNDES emitiu em 2017 green bonds no total de 1 bilhão de dólares. Estes bonds tem características similares a outros bonds, mas com a obrigação de que os recursos sejam investidos em projetos ambientalmente sustentáveis, como é o caso da energia eólica.

mais de 400 bilhões de reais. Desta forma, os recursos de Tesouro Nacional, que até 2007 representavam uma pequena parte da estrutura de capital do BNDES, passou desde 2010 a representar a maior parcela desta estrutura, posição que ocupa até hoje como pode ser observado no Gráfico 4-6. Os repasses recebidos pelo BNDES entre 2008 e 2014 tinham como objetivo sustentar o nível de investimento da economia brasileira frente a retração do financiamento em função da crise econômica mundial (no âmbito do Programa de Sustentação do Investimento – PSI). Tais recursos foram emprestados pelo BNDES majoritariamente a TJLP, enquanto o seu custo de captação era realizado a custo de mercado através da emissão de títulos públicos.



**Gráfico 4-6 – Composição da fonte de financiamento do BNDES (2002-Jun/2018)**

Fonte: Elaboração própria com dados de BNDES (2019)

Desta forma, os empréstimos do BNDES acabavam por gerar um custo fiscal, classificado pela literatura como subsídio implícito (ELLERY JÚNIOR *et.al.*, 2018). Além deste subsídio, existe também o subsídio denominado de explícito. De acordo o Boletim de Subsídios do Tesouro Nacional no Âmbito do Programa de Sustentação do Investimento e nos Empréstimos do BNDES (STN, 2018) os subsídios explícitos, também conhecidos como subsídios financeiros, se referem a equalização de juros que corresponde ao diferencial entre o encargo do mutuário final e o custo da fonte de recursos, acrescido da remuneração do BNDES e dos agentes financeiros credenciados pelo banco. Por sua vez, os subsídios implícitos, também conhecidos como subsídios

creditícios, correspondem a diferença entre o custo de captação do Tesouro Nacional e o custo dos empréstimos do BNDES.

De acordo com STN (2018), o valor total dos subsídios financeiros e creditícios do BNDES no período entre 2009 e agosto de 2018 somaram, respectivamente, R\$ 53,5 bilhões e R\$ 135,4 bilhões. É importante destacar que mesmo após o final do PSI os subsídios continuarão por um longo período de tempo até o encerramento dos contratos. Desta forma, o mesmo documento (STN, 2018) aponta a projeção dos subsídios a valor presente. Em relação a projeção dos subsídios financeiros, estes alcançam a cifra de R\$ 9,2 bilhões até 2041 enquanto os subsídios creditícios alcançam cerca de R\$ 81 bilhões. Nota-se que este valor já leva em consideração o pagamento antecipado realizado pelo BNDES ao Tesouro Nacional, que totalizou R\$ 180 bilhões (R\$ 50 bilhões em 2017 e R\$ 130 bilhões em 2018) e contribuiu para a redução dos subsídios creditícios. Caso não tivesse ocorrido este pagamento, a soma dos subsídios iria alcançar cerca de R\$ 100,5 bilhões.

De acordo com alguns autores (FRISCHTAK *et. al.*, 2017; ELLERY JÚNIOR *et.al.*, 2018 e DE NEGRI, *et. al.*, 2018) os recursos subsidiados obtidos pelo BNDES junto ao Tesouro Nacional e seus empréstimos subsidiados podem gerar algumas distorções significativas. Os autores destacam três distorções em especial: a primeira delas diz respeito ao fato de que, pelo lado do Tesouro Nacional, conceder estes recursos ao BNDES representou uma elevação no nível e no custo da dívida do Tesouro, o que potencialmente pode levar ao aumento do custo de endividamento do tesouro (aumento da taxa de juros), aumentando os custos financeiro do Tesouro e dos outros agentes do sistema financeiro.

Em segundo lugar, os autores apontam que os empréstimos subsidiados podem afetar os efeitos da política monetária ao estreitar seus canais de transmissão. A explicação para isto se refere ao fato de o banco Central utilizar aumentos na taxa Selic para controlar a demanda e, conseqüentemente, a inflação. Pelo fato de os empréstimos subsidiados não serem sensíveis a elevação da taxa Selic, o banco central precisa elevar de forma mais consistente a taxa básica de juros para atingir seus objetivos. Desta forma, além de elevar os custos da dívida do Governo (impacto fiscal) ou aumento da taxa Selic provoca uma elevação no custo de financiamento dos agentes que não tem acesso ao crédito do BNDES. DE NEGRI *et.al.*, (2018) apresentam o resultado de um estudo apontando que a potência da política monetária foi reduzida de 94% no período 2006-2008, anterior ao aumento de empréstimos do BNDES, para 85% no período 2013-2015. Em termos práticos, na ausência de estreitamento dos canais de

transmissão uma taxa Selic de 8,5% tem o mesmo efeito que uma taxa de 10% com estreitamento.

Em terceiro lugar, os autores enunciam que o crédito subsidiado pode levar a problemas de fiscalização, seleção de clientes e má alocação de recursos. Estes problemas ocorrem, pois, com o fácil acesso ao crédito subsidiado, alguns agentes econômicos podem desviar a finalidade destes empréstimos. Em outras palavras, os agentes podem tomar estes empréstimos para substituir recursos da empresa que seriam utilizados para investimentos (que agora podem ser distribuídos como dividendos, por exemplo) e/ou apenas aumentarem o nível endividamento pelo fato de o crédito ser barato e disponível sem justificativas econômicas consistentes (bons investimentos). Desta forma, o ganho de produtividade das decisões de investimento pode estar limitado.

Com o diagnóstico e críticas à política de operação do BNDES, principalmente em relação a efetividade do crédito subsidiado, a seleção de clientes (muito dos quais tem acesso a outras fontes de financiamento) e o efeito *crowding out* do mercado de capital, o ano de 2017 trouxe mudanças importantes para o BNDES e, conseqüentemente, para o mercado de crédito no Brasil. Destacam-se a substituição da TJLP pela Taxa de Longo Prazo (TLP) e as mudanças na política operacional do BNDES.

A Medida Provisória nº 777 de 26 de abril de 2017 (BRASIL, 2017a), convertida na Lei nº 13.483 de 21 de setembro de 2017 (BRASIL, 2017b), instituiu a TLP em substituição a TJLP em contratos de financiamento assinados a partir de 1º de janeiro de 2018. A TJLP foi mantida para os contratos assinados até esta data. A TLP é uma taxa com variação mensal e composta por 2 parcelas: Juros Reais Pré-fixados (TLP-Pré) e Inflação (IPCA) e é calculada de acordo com a seguinte **Erro! Fonte de referência não encontrada.:**

$$TLP = (1 + IPCA) * (1 + \alpha * TLP - Pré) - 1 \quad \text{Equação 4-1}$$

Onde:

$\alpha$  representa o fator de ajuste.

A TLP-Pré é divulgada mensalmente pelo Banco Central no último dia útil do mês anterior a sua vigência. Esta taxa corresponde à média aritmética simples diária da remuneração da NTN-B dos três últimos meses (BRASIL, 2017a). Para realizar uma transição mais suave, ficou estabelecido um prazo de 5 anos onde serão aplicados

fatores de ajustes<sup>54</sup> com aumento gradual até que em 2023 a TLP-Pré represente os juros integrais da remuneração da NTNb (fator 1). A TLP-Pré na data de assinatura do contrato se mantém constante para todo o horizonte do mesmo. Já em relação a parcela referente a inflação, utiliza-se o IPCA divulgado pelo IBGE.

De forma objetiva, a convergência do custo de financiamento do BNDES para taxas de mercado vai eliminar as distorções supracitadas e pode fomentar a competição e maior participação do financiamento privado (bancos privados e mercados de capitais, por exemplo) como apontado por RAISER *et. al.*, (2017). Por outro lado, DE NEGRI *et.al.*, (2018) alertam que o sucesso da TLP em melhorar a questão do financiamento no Brasil depende fundamentalmente da consistência da política fiscal. Em outras palavras, em um cenário de crise fiscal e, conseqüentemente, aumento na Taxa básica de Juros (Selic), o custo do financiamento expresso pela TLP aumentará de forma proibitiva, podendo gerar um subinvestimento na economia brasileira.

Por sua vez, a política operacional de BNDES dita os critérios adotados pelo banco e as condições de aprovação de futuros financiamentos. No início de 2017 o banco implementou sua nova política operacional, que foi revista no final deste mesmo ano para incorporar as mudanças no custo do financiamento trazidas pela adoção da TLP e outros ajustes. Dentre as principais alterações destacam-se (BNDES, 2018):

- i. Limite de até 80% de financiamento em TLP para projetos considerados prioritários (desenvolvimento sustentável), calculados com base no investimento total do projeto, e não apenas sobre os itens financiáveis. Para as outras linhas o limite máximo ficou em 60%;
- ii. Financiamento de até 100% de máquinas e equipamentos adquiridos por micro, pequenas e médias empresas através do produto BNDES Finame;
- iii. Ampliação do prazo total de financiamento de projetos de infraestrutura de 20 para 34 anos (no caso específico das energias renováveis, onde se encaixa o setor eólico, o prazo foi alongado em 4 anos passando para até 24 anos); e
- iv. Redução do *spread* básico (remuneração do BNDES) saindo de 1,7% para 0,9% para setores considerados prioritários. Para os demais setores, os *spreads* podem chegar a até 2,1% a.a., com faixas intermediárias de 1,3% a.a. e 1,7% a.a.

Além destas medidas, o BNDES implementou em 2018 o PLD de suporte para a energia eólica. De forma a se adequar o financiamento da fonte eólica a expansão da comercialização da fonte no ACL, realidade do mercado nos últimos anos, o BNDES passou a adotar em 2018 o PLD de suporte de R\$ 90,00/MWh para a parcela da garantia física dos empreendimentos eólicos que não estejam lastreadas em contratos. Desta

---

<sup>54</sup> 0,57 para 2018, 0,66 para 2019, 0,74 para 2020, 0,83 para 2021, 0,91 para 2022



forma, o banco buscou reduzir as barreiras da fonte no ACL. Antes desta mudança, esta energia era valorada ao PLD mínimo, que para o ano de 2018 foi estabelecido pela ANEEL (2017) em R\$ 40,16/MWh. Desta forma, esta nova política possibilita maior alavancagem financeira dos projetos eólicos sob a modalidade *project finance*.

Em suma, pelo exposto até aqui, há evidências da importância do BNDES para o financiamento do setor eólico no Brasil. O banco foi o principal financiador dos projetos eólicos oriundos do PROINFA, bem como dos leilões de energia. Durante os anos de 2011 e 2016, devido a ausência do BNB, o banco financiou quase a totalidade dos novos projetos. O custo histórico do financiamento, baseado na TJLP, além dos prazos e outras condições aumentavam a competitividade do BNDES no financiamento dos projetos. Permitindo maior alavancagem dos projetos através da estruturação de financiamentos na modalidade *project finance*, o banco aumentava o retorno financeiro dos projetos, bem como sua competitividade.

A partir de 2018, a introdução da TLP (BRASIL, 2017a) elevou os custos de financiamento do BNDES. No entanto, a gradual introdução da TLP e a mudança nas políticas operacionais do banco podem reduzir o impacto imediato deste aumento de custo. O atual nível da Taxa Selic também contribui para que o aumento de custo não seja repentino. Desta forma, embora tenha perdido competitividade, o BNDES ainda continua com um papel protagonista no financiamento do setor eólico, segundo entrevistas realizadas. Porém, vislumbra-se no médio e longo prazo o aumento da competitividade de outras fontes de financiamento.

#### 4.1.2 O Banco Nacional do Nordeste (BNB)

Criado em 1952 através da Lei Nº 1.649 (BRASIL, 1952), de 19 de julho, sancionada pelo então presidente Getúlio Vargas, o Banco do Nordeste do Brasil S/A (BNB) constitui-se como um organismo financeiro para estruturar a economia do Nordeste que, historicamente, é afetada pela escassez de recursos e constantes secas. A região Nordeste é marcada pela forte desigualdade econômica e social interna à região e em termos comparativos com as regiões mais dinâmicas do país. O BNB tem como principal objetivo fomentar o desenvolvimento da região Nordeste através do financiamento ao setor produtivo e de infraestrutura regional. Assim, no papel de banco de desenvolvimento regional, o BNB seria responsável por acelerar o desenvolvimento da região alinhado a estratégia desenvolvimentista do Governo Federal.

Desta forma, além do papel clássico de financiador, o banco assumiu a responsabilidade de ser o promotor de políticas públicas visando uma maior integração e desenvolvimento dos estados do Nordeste brasileiro. Neste sentido, destacam-se alguns dos principais eixos norteadores das ações do BNB como, por exemplo, a maior integração regional diminuindo as disparidades com outras regiões; redução da concentração de renda; promover a inclusão social e econômica; valorização das demandas da sociedade; melhorar a eficiência das políticas públicas, dentre outras. (BNB, 2006).

Os recursos disponíveis do BNB para contratação do financiamento são majoritariamente oriundos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste (FNE). Juntamente com o Fundo Constitucional de Financiamento do Norte (FNO) e o Fundo Constitucional de Financiamento do Centro-oeste (FCO), o FNE foi regulamentado pela Lei nº 7.827, de setembro de 1989, atendendo ao art. 159, inciso I, alínea c, da Constituição federal de 1988. Tais fundo tem por objetivo o desenvolvimento econômico destas regiões através de planos de financiamento aos setores produtivos. A administração do FNE é de responsabilidade do BNB, juntamente com o Ministério da Integração e o Conselho Deliberativo da Sudene (Condell/Sudene) (BRASIL 1988 e 1989).

Os Fundos Constitucionais têm como beneficiários pessoas físicas e jurídicas, cooperativas de produção com aplicação nos setores produtivos (agropecuário, mineral, industrial, agroindustrial, de empreendimentos comerciais e de serviços), além de estudantes matriculados em cursos superiores e de educação profissional. Em relação a infraestrutura, a legislação permite que os recursos dos Fundos sejam aplicados a projetos de infraestrutura econômica considerados prioritários pelo conselho deliberativo administrador do Fundo (BNB, 2018).

Os Fundos Constitucionais são alimentados com repasse do Tesouro Nacional da arrecadação referente a 3% do imposto sobre a renda e proventos de qualquer natureza e do imposto sobre produtos industrializados. Deste total, é repassado ao FNE uma fatia correspondente a 1,8% (60% do total). Acrescenta-se a este montante o retorno e resultados das aplicações do BNB em empréstimos anteriores, a remuneração dos recursos não aplicados e o saldo dos anos anteriores. Desta forma, no longo prazo, a tendência é que o patrimônio e recursos disponíveis do BNB cresçam, possibilitando apoio financeiro às atividades prioritárias para o desenvolvimento da região Nordeste e norte dos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. É importante destacar que, comparativamente a disponibilidade de recursos do BNDES, a disponibilidade do BNB

é significativamente inferior. No entanto, a área de atuação do banco é mais restrita, englobando o Nordeste do Brasil e o norte dos estados de Minas Gerais e Espírito Santo. A Tabela 4-4 apresenta a disponibilidade de recursos do FNE nos últimos 14 anos.

**Tabela 4-4 - Disponibilidade de recursos FNE 2005-2018 (R\$ bilhões)**

2005	5
2006	3,9
2007	5,4
2008	6,3
2009	7,5
2010	8
2011	10,6
2012	11,5
2013	11,5
2014	13,1
2015	13,3
2016	18,5
2017	26,1
2018	30

Fonte: Elaboração própria com dados de BNB (2018)

Em relação ao financiamento da expansão eólica, o início da participação do BNB se deu no âmbito do PROINFA. Como descrito anteriormente, juntamente com outros bancos públicos e privados, o BNB tinha disponível um programa de financiamento para os empreendimentos contemplados no programa. De acordo com dados fornecidos por um dos entrevistados, até setembro de 2009 o banco havia apoiado 12 projetos eólicos que totalizavam 462 MW de capacidade instalada. O valor total dos investimentos (CAPEX) nesses projetos era da ordem de R\$ 2.203.264,00, dos quais o BNB, através do FNE, financiou R\$ 826.332,29 (38%).

Após apoiar diversos projetos no âmbito do PROINFA, o BNB foi vetado de conceder créditos para projetos de geração, transmissão e distribuição de eletricidade por determinação governamental em 2011 (BRASIL, 2011). De acordo com um entrevistado, na visão do Governo, o BNB deveria focar suas atividades aos projetos de micro e pequeno por, deixando para o BNDES o papel de financiador dos projetos de grande porte.

No entanto, a Portaria nº 271, de agosto de 2016 (BRASIL, 2016), revogou a proibição, permitindo que o BNB voltasse a financiar empreendimentos no setor elétrico, inicialmente os projetos de geração e posteriormente os de transmissão e distribuição. As contratações de financiamento dos projetos eólicos são realizadas no âmbito dos

programas FNE PROINFRA (Programa de Financiamento à Infraestrutura Complementar da Região Nordeste) e FNE VERDE (Programa de Financiamento à Sustentabilidade Ambiental), sendo mais comum a utilização do primeiro programa (BNB, 2019).

De acordo com dados fornecidos por um entrevistado, é possível observar que os empreendimentos eólicos receberam um montante de recursos consideráveis nos últimos dois anos. Para o ano de 2017, dos R\$ 26,1 bilhões de recursos do FNE, R\$ 11,4 foram destinados ao setor de infraestrutura, sendo R\$ 1,4 bilhões (12,3%) destinados a projetos eólicos. É importante observar que a fonte eólica representa a maior demanda de recursos de infraestrutura do BNB este ano<sup>55</sup>(BNB, 2018). A mesma tendência pode ser observada para o ano de 2018, onde dos R\$ 30 bilhões de recursos do FNE, R\$ 14,4 bilhões foram alocados para infraestrutura, sendo contratados R\$ 3,1 bilhões (21,5%) em empreendimentos eólicos.

Desta forma, fica evidente que, após a liberação Governamental, o BNB voltou a ser um agente de destaque no financiamento dos parques eólicos na região Nordeste, que são financiados tanto na modalidade *corporate finance* quanto *Project finance*, onde os procedimentos utilizados são similares ao do BNDES.

O principal fator que torna o financiamento do BNB atrativo para os empreendimentos eólicos se refere as taxas e condições dos empréstimos. Em relação as taxas de contratação do BNB, estas foram modificadas através da regulamentação da Medida Provisória nº 812 (BRASIL, 2017), de dezembro de 2017, convertida na Lei nº 13.682, de junho de 2018, que alteram diversos artigos estabelecidos na regulamentação dos Fundos Constitucionais. A motivação central para as alterações está relacionada à necessidade de que as taxas de juros estejam adequadas às condições de renda das regiões, de forma que os recursos dos Fundos Setoriais possam ser aplicados na implementação de políticas públicas com objetivos de reduzir a desigualdade regional. É importante salientar que a regulamentação preserva a regra vigente para os financiamentos já concedidos (BRASIL, 2017).

A fórmula de cálculo dos encargos financeiros estabelecidos pela Lei nº 13.682/2018 (BRASIL, 2018) passa a ser referenciado à TLP. Esta medida faz com que as taxas de juros se tornem mais atrativas ao investidor sem dissociá-la das tendências

---

<sup>55</sup> Em relação ao setor elétrico como um todo, o BNB contratou em 2017 R\$ 1.534.989,00 em projetos fotovoltaicos e R\$ 158.420.280,8 em projetos de transmissão. Até setembro de 2018 foram contratados R\$ 2.222.249,1 em projetos fotovoltaicos, R\$ 2.570.155,4 em transmissão e R\$ 1.723.849,1 em distribuição.

de juros praticadas no restante da economia. A Taxa de Juros dos Fundos Constitucionais é calculada de acordo com a Equação 4-2:

#### Equação 4-2

$$TFC = FAM \times [1 + (BA \times CDR \times FP \times FL \times \text{Juros Prefixados da TLP})]^{(DU/252)} - 1$$
onde:

TFC = Taxa de Juros dos Fundos Constitucionais;

FAM = Fator de Atualização Monetária, que é composto pela variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA);

BA = Bônus de Adimplência de 15% caso a parcela da dívida seja paga até a data de vencimento;

CDR = Coeficiente de Desequilíbrio Regional, representado pela razão entre o rendimento domiciliar *per capita* da região de abrangência do Fundo e o rendimento domiciliar *per capita* do país;

FP = Fator de Programa, calculado de acordo com o tipo de operação ou finalidade do projeto, variando de 0,7 a 2,0.

FL = Fator de Localização, sendo 0,9 para projetos localizados em municípios considerados prioritários e 1,1 para os demais casos;

O cálculo dos encargos financeiros e do bônus de adimplência podem ainda ser influenciados por fatores como a tipologia e localização do projeto e porte da empresa. Em relação a tipologia, o projeto pode ser classificado como prioritário ou não. Para ser classificado na modalidade prioritário, o empreendimento deve estar localizado no semiárido ou em município de renda baixa ou estagnada, tipologia estabelecida pelo ministério da integração (BNB, 2019). A Tabela 4-5 apresenta as taxas de juros do FNE PROINFRA em dezembro de 2018:

**Tabela 4-5 - Taxa de Juros FNE PROINFRA (dezembro de 2018)<sup>56</sup>**

Infraestrutura (inclui Solar e Eólica)		Empresas de médio porte (Receita Operacional Bruta Anual acima de R\$ 16.000.000,00 até R\$ 90.000.000,00)	Empresas de grande porte (Receita Operacional Bruta Anual acima de R\$ 90.000.000,00)
		Tipologia PNDR Prioritária	Tipologia PNDR Não Prioritária
		IPCA + 1,5154%a.a.	IPCA + 2,2730%a.a.
		IPCA + 1,8521%a.a.	IPCA + 2,7782%a.a.

Nota: bônus de adimplência de 15% sobre a taxa pré-fixada; PNDR = Política Nacional de Desenvolvimento Regional.

Fonte: BNB (2019)

Em relação as condições de empréstimos, BNB (2019) define o prazo de carência e financiamento, limite máximo de financiamento, a finalidade do crédito e as garantias. Os empreendimentos eólicos são classificados pelo BNB como casos excepcionais, desta forma o prazo de carência considerado pelo banco é de até quatro anos, o que é adequado visto que estes empreendimentos são comercializados, principalmente, nos leilões de energia do tipo A-4. No entanto, a carência vai depender do cronograma previsto para o projeto começar a gerar receitas. Já o prazo total do financiamento é estabelecido como, no máximo, vinte anos, estando adequado a duração dos contratos assinados pelos empreendedores após a realização do leilão. Por sua vez, o limite máximo de crédito do banco varia de acordo com o porte do empreendedor, sendo possível que empresas de grande porte financiem de 70 a 90%, de médio porte 80 a 95%, pequeno-médio 90 a 100, pequeno e micro 100% (BNB, 2019).

As garantias para os contratos de financiamento do BNB variam caso a caso a depender da modalidade de financiamento, *Project finance* ou *corporate finance*, e as características do empreendedor. No geral, fazem parte das garantias os contratos de longo prazo, tanto os assinados nos leilões de energia quanto os do mercado livre, os

<sup>56</sup> Aplica-se as mesmas taxas de empresas de médio porte para as empresas de porte micro (receita anual bruta inferior a R\$ 360.000,00), pequena (receita anual bruta superior a R\$ 360.000,00 e inferior a R\$ 4.800.000,00) e Pequeno-Médio (receita anual bruta superior a R\$ 4.800.000,00 e inferior a R\$ 16.000.000,00)

ativos dos projetos, garantias reais, fiança bancária, seguro prestamista, e etc. Assim como as outra fonte de *funding*, as garantias podem alterar a competitividade da taxa de juros dos empréstimos do BNB.

Com o exposto até aqui, há evidências concretas que o BNB, assim como o BNDES, é uma importante fonte de financiamento para os projetos eólicos. Da mesma forma que o BNDES, o BNB financiou projetos do PROINFA e dos leilões de energia. No entanto, no período entre 2011 e 2017 o BNB ficou impossibilitado de realizar financiamentos para o setor elétrico, focando sua atuação em outras áreas. Contudo, em 2017 o banco voltou a financiar empreendimentos eólicos e se mostrou a fonte mais competitiva do mercado, como confirmado por diversos entrevistados. Relevante para este fato é a metodologia de cálculo da taxa de financiamento que apresenta um desconto em relação a taxa do BNDES.

No entanto, apesar de ser a fonte mais competitiva na atualidade, de acordo com alguns entrevistados o BNB apresenta duas principais limitações. A primeira delas se refere ao orçamento anual do banco que é bastante limitado quando comparado ao BNDES (principal financiador). Em 2018 o orçamento do BNB representou 43% do orçamento do BNDES para o mesmo ano. A segunda limitação diz respeito ao limite de crédito para empresas e grupos econômicos. O limite máximo de crédito para empresas é de 1% do patrimônio líquido do banco (PL), enquanto o limite para grupos econômicos é de 1,5% do PL. O PL de 2018 foi de 78,7 bilhões de reais (BNB, 2019).

#### 4.1.3 O Mercado de Capitais: Debêntures e Debêntures Incentivadas

Nesta seção serão analisadas as características e o panorama da emissão de debêntures no Brasil. A emissão destes títulos representa uma das principais fontes de financiamento das empresas e da infraestrutura no Brasil. Desta forma, o desenvolvimento robusto do mercado de capitais pode originar fluxos de capital constante para a infraestrutura (BRAGANÇA *et. al.*, 2015). Em especial, para o caso do financiamento da energia eólica, será analisado o mercado das debêntures incentivadas que, nos últimos anos, tem apresentado crescimento expressivo, principalmente pelos incentivos concedidos pelo BNDES e o movimento da taxa Selic.

No entanto, faz-se necessário analisar o mercado de debêntures como um todo visto que empresas de maior porte que investem no setor eólico (CPFL Renováveis, por exemplo) emitem debêntures não incentivadas devido a vantagens proporcionadas pelo

tamanho da empresa (garantia corporativa e a possibilidade de emitir uma única debêntures com maior volume para financiar diversos projetos de diversas fontes de geração – Eólica, PCH e solar, por exemplo). Além disso, em relação às características básicas do ativo, as debêntures de infraestrutura pouco diferem das debêntures tradicionais.

#### 4.1.3.1 Debêntures

Uma das formas que as empresas têm para captar recurso é através da emissão de debêntures no mercado de capitais pelas instruções 400 ou 476 da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). De acordo com a definição ANDIMA (2008) as debêntures são valores mobiliários representativos de dívida, geralmente de longo prazo, que asseguram a seus detentores (debenturistas) direito de crédito contra a companhia emissora. Em outras palavras, debêntures são títulos privados de renda fixa que representam uma maneira que a empresa tem de financiar de forma flexível as suas operações. A flexibilidade deste instrumento é oriunda da engenharia financeira que possibilita que o fluxo de pagamentos aos debenturistas seja aderente à geração de caixa da empresa em diversas possibilidades de engenharia financeira (FORTUNA, 2012).

Estes títulos de créditos possuem características bem específicas em relação à forma, classe, espécie, remuneração, vencimento e amortização que constam na escritura de inscrição. Este documento torna público os termos e condições na qual a debênture será emitida, especificando direitos e deveres da empresa emissora e dos debenturistas. Desta forma, o investidor tem a promessa de receber o principal investido, acrescido de remuneração, no prazo contratado.

O valor nominal da debênture, único para uma mesma série, representa o principal e deve ser expresso em moeda nacional e fixado a critério da emissora. Quanto à forma, as debêntures podem ser normativas, na qual o nome do titular consta no certificado e a transferência é realizada pela emissora através de livro próprio, ou escriturais, que também são nominativas (sem certificados) e ficam mantidas em conta depósito em instituições financeiras.

Em relação à classe, as debêntures podem ser simples, quando não existe o direito de conversão do título em ações da empresa, ou conversíveis, onde existe esta possibilidade dentro das condições estabelecidas na escritura. É possível ainda que as



debêntures sejam trocadas por outros ativos ou por ações de emissão de terceiros quando existir cláusula de permutabilidade.

Outra característica fundamental das debêntures está relacionada a espécie/garantia destes títulos. Tais garantias podem ser cumulativas ou substituídas (a critério da escritura) e asseguram (direta ou indiretamente) ao debenturista o recebimento do principal. A garantia pode ser real, flutuante, quirografária ou subordinada. A real é garantida pelos bens do ativo da emissora, de seu conglomerado ou por terceiros, dados sob a forma de hipoteca, penhor, alienação, cessão fiduciária ou anticrise. A flutuante também representa um privilégio sobre o ativo da companhia emissora, mas sem impedir a negociação dos mesmos. A quirografária, por sua vez, não oferece nenhuma garantia real do ativo da emissora, equiparando o debenturista aos demais credores quirografários da emissora. Por fim, a subordinada coloca o debenturista em situação privilegiada somente sobre os acionistas.

Além destas garantias, é comum a utilização de garantias acessórias como: fidejussória, onde, geralmente, acionistas controladores ou empresas da *holding* da emissora prestam aval ou fiança; privilégios e preferências, que decorrem da posição creditícia de subordinação do título em relação ao ativo da empresa; e *covenants*, que são obrigações contratuais assumidas pela emissora, direta ou indiretamente, para assegurar o pagamento do principal ao debenturista.

A oferta de garantias por parte da emissora da debênture reduz o risco do investimento para os debenturistas, tornando estes títulos mais atrativos. No entanto, estas garantias representam custos para as empresas emissoras que se refletem nas condições de emissões destes títulos.

Existem diversas formas de remuneração<sup>57</sup> das debêntures, sendo a mais comum a utilização de juros remuneratórios. Nesta modalidade, os juros podem ser fixos, flutuantes ou uma combinação destes (juros flutuantes + *spread* fixo). Pela ótica da emissora, a remuneração das debêntures representa o custo de captação no mercado de capitais.

Em relação à amortização, a debênture confere flexibilidade ao emissor visto que existem diversas formas de realiza-la. A emissora pode optar pelo resgate facultativo, resgate programado, amortização programada, amortização extraordinária, fundo de amortização ou fundo de reserva. Por fim, a data de vencimento deve constar na

---

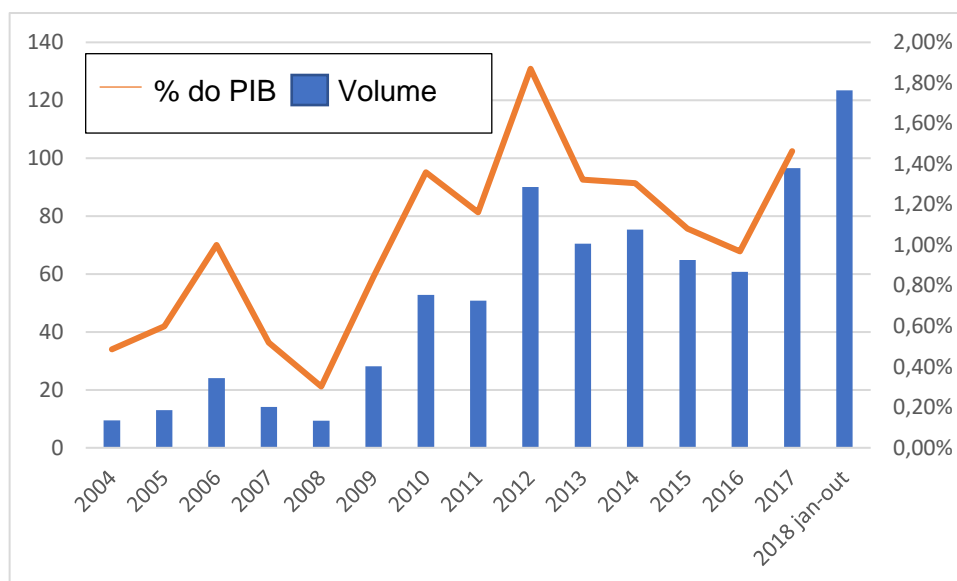
<sup>57</sup> Prêmio, prêmio de continuidade, prêmio de resgate, participação nos lucros, repactuação, deságio e atualização do valor nominal. Para maiores detalhes ver ANDIMA (2008).

escritura, podendo a debênture ter prazo determinado ou indeterminado (debênture perpétua, com vencimento condicionado a situações de inadimplência de pagamentos de juros, dissolução da empresa e demais eventos previstos na escritura).

As debêntures são regulamentadas pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conhecida como Lei das S.A. (Sociedade por Ações), que dispõe em seu artigo 52 que “A companhia poderá emitir debêntures que conferirão aos seus titulares direito de crédito contra ela, nas condições constantes da escritura de emissão e, se houver, do certificado”. Além disso, a Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, contribuiu para a formação da base legal do mercado de debêntures com a criação da CVM, cujo objetivo é fiscalizar, normatizar, disciplinar e desenvolver o mercado de valores mobiliários no Brasil (GIACOMONI, 2013).

No entanto, somente quase 30 anos após o ato jurídico foi que o mercado de debêntures começou a apresentar um desenvolvimento robusto (CARVALHO, 2017). Contribuiu para este movimento a conjunção das reformas financeiras e institucionais implementadas entre 1994 e 2002 (reforma bancária, reforma do mercado de dívida pública, tripé macroeconômico – câmbio flutuante, superávit primário e meta de inflação -, por exemplo) com a recuperação das contas do balanço de pagamento e a melhora do cenário internacional. Desta forma, com a redução dos riscos financeiros de natureza macroeconômica e o aumento da estabilidade institucional, o mercado de debêntures cresceu de forma considerável a partir de 2004 (CARVALHO, 2017).

O Gráfico 4-7 apresenta o volume emitido de debêntures desde 2004 até outubro de 2018. Além disso, é possível observar o comportamento da relação percentual entre o volume de emissões e o Produto Interno Bruto (PIB) do Brasil.



**Gráfico 4-7 - Volume Total das Emissões de Debêntures 2004 – 2018 em Valor Corrente e Porcentagem do PIB**

Fonte: Elaboração própria com dados de AMBIMA (2018) e IBGE (2018)

A análise do gráfico permite observar que a emissão de debêntures apresentou trajetória ascendente ao longo do período analisado. No entanto, observa-se também que mesmo em anos com maior percentual do volume emitido em relação ao PIB esta relação não chega a 2%, tendo o percentual máximo ocorrido em 2012. Ao comparar esta estatística com a de outras economias emergentes, BRAGANÇA *et. al.*, (2015) conclui que o mercado de títulos apresenta bastante espaço para crescer e se consolidar como uma fonte de financiamento para as empresas no Brasil.

Outra análise relevante deste instrumento de financiamento se refere a instrução pela qual estas debêntures são emitidas, quais sejam a 400 e 476 da CVM. A instrução 400, de dezembro de 2003, dispõe da oferta pública de debênture, exigindo que as emissoras registrem a operação na CVM e elaborem o prospecto da emissão com diversas informações referentes ao produto e a própria empresa com o objetivo de resguardar o investidor ao disponibilizar informações para sua análise de risco (CARVALHO, 2017).

Por outro lado, a instrução 476, de janeiro de 2009, teve por objetivo reduzir a burocracia e dar celeridade ao processo de emissão, permitindo que a empresa emissora não perdesse janelas de oportunidades no mercado. Para isto, este mecanismo de esforços restritos de distribuição não exige registro prévio na CVM nem elaboração de prospecto com informações da emissão. No entanto, embora tenha reduzido o prazo e o custo das emissões, a aquisição destas debêntures só pode ser

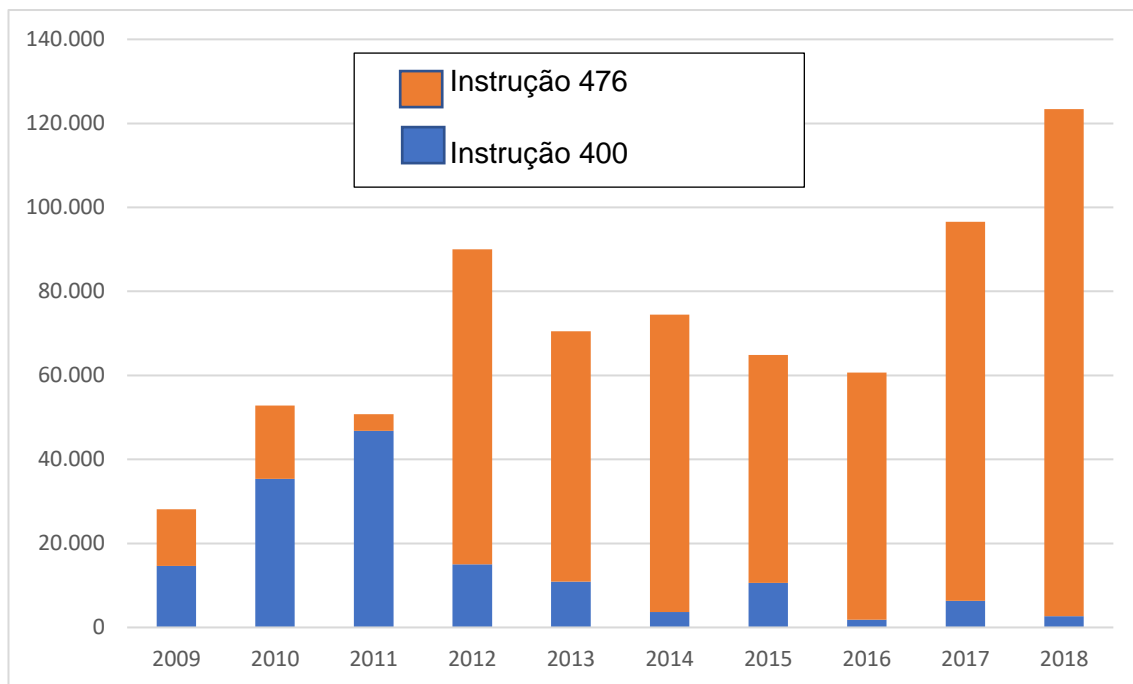
realizada por um grupo restrito de investidores, os chamados qualificados. Encaixam-se nesta classificação os investidores profissionais, pessoas naturais ou jurídicas com investimentos financeiros superiores a 1 milhão de reais, clubes de investimento e pessoas naturais com qualificação técnica ou certificações aprovadas pela CVM. A emissora pode consultar no máximo 75 destes investidores dos quais apenas 50 podem adquirir (CVM, 2009).

De acordo com CARVALHO (2017), outro importante benefício trazido pela instrução 476 foi a possibilidade de empresas de capital fechado realizarem emissões, possibilitando o acesso destas empresas ao mercado de capitais<sup>58</sup>. Para isto, as empresas de capital fechado são obrigadas a publicar anualmente seu balanço com informações financeiras.

É possível constatar pelo Gráfico 4-8 que desde a sua instituição em 2009, a emissão restrita através da instrução CVM 476 é muito mais utilizada pelas emissoras. TORRES E MACAHYBA (2015) afirmam que a preferência das empresas pela instrução 476 está relacionada ao menor custo de transação e prazo de emissão quando comparada a instrução 400.

---

<sup>58</sup> Até 2009 a emissão de debêntures era restrita a empresas de capital aberto.



**Gráfico 4-8 - Volume de emissões através das Instruções 400 e 476**

Fonte: Elaboração própria com dados de AMBIMA (2018)

CARVALHO (2017) analisou as características das debêntures emitidas entre os anos de 2004 e 2014. A Tabela 4-6 sintetiza os principais resultados encontrados pela autora.

**Tabela 4-6 – Resumo das características das debêntures emitidas**

Prazo médio (anos)	5,5
Principal indexador	DI
Destinação dos recursos	Refinanciamento de passivo
Espécie	Quirografia
Principais emissores	Empresas de infraestrutura
Principais investidores	Bancos e investidores institucionais
Mercado secundário	Baixa liquidez

Fonte: Elaboração própria com dados de CARVALHO (2017)

#### 4.1.3.2 Debêntures de Infraestrutura

Até a crise financeira iniciada em 2008, o BNDES e o lucro retido pelas empresas representavam as principais fontes de crédito de longo prazo para os projetos de infraestrutura, enquanto o mercado de debêntures apresentava um fraco desempenho (CARVALHO, 2017). Nesta época, o Governo federal expandiu a concessão de crédito de longo prazo através do BNDES e outros bancos públicos como forma de sustentar o investimento e permitir a implementação de uma gama de projetos de infraestruturas necessárias ao desenvolvimento do país. No entanto, o diagnóstico a época levantava dúvidas quanto à capacidade do BNDES em fomentar o crédito de longo prazo para estes projetos dadas as limitações fiscais de suas operações e indicava a necessidade de desenvolvimento de inovações regulatórias que incentivassem mercado de dívida privada de longo prazo (WAJNBERG, 2014, 2015).

Neste sentido, após debates entre os agentes econômicos (representantes do governo, do mercado financeiro e da indústria) o Governo Federal editou a Lei n 12.431 criando as debêntures de infraestrutura, ou debêntures incentivadas, e eliminando, de certa forma, as desvantagens competitivas dos títulos privados em relação aos títulos públicos. Desta forma seria possível atrair os investidores nacionais e estrangeiros de forma a tornar o mercado de capitais uma fonte mais ativa no financiamento do investimento privado (TORRES e MACAHYBA, 2012).

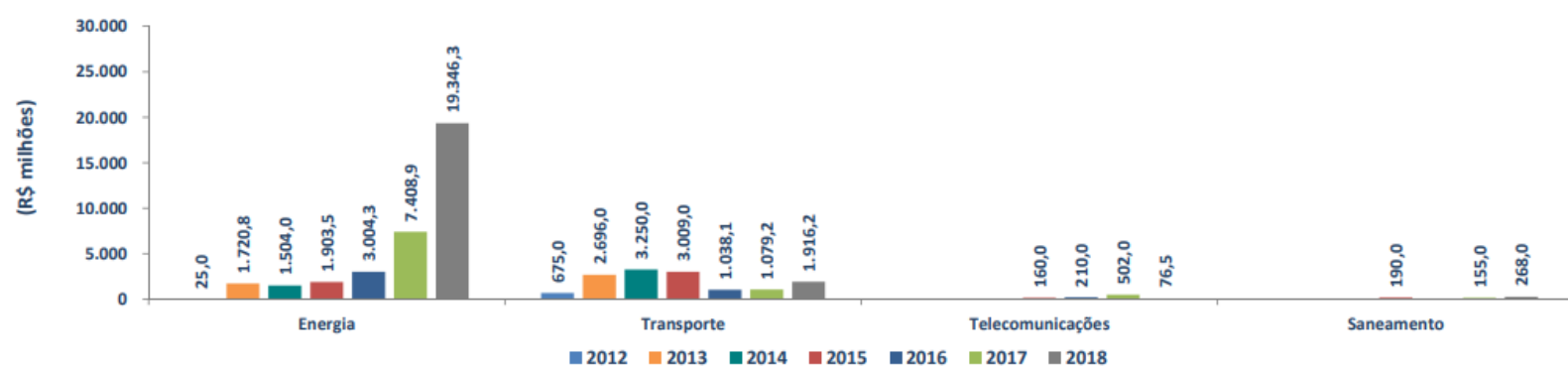
As debêntures de infraestrutura são divididas em dois tipos. O primeiro se refere a debêntures simples emitidas com o objetivo de financiar investimentos em geral. Neste caso, a Lei concede incentivos fiscais (isenção de imposto de renda) para investidores não residentes que adquirem esses títulos (Artigo 1º). Já o segundo tipo se refere a debêntures emitidas por Sociedades de Propósito específico (SPE) que captam recursos para investirem em projetos considerados prioritários pelo Poder Executivo Federal na área de infraestrutura, produção econômica intensiva em pesquisa desenvolvimento e inovação. Nesta modalidade é concedida isenção de imposto de renda para as pessoas físicas residentes e redução para alíquota de 15% sobre os rendimentos para pessoas jurídicas que adquirem estes papéis (Artigo 2º). Com estes incentivos a Lei tinha como objetivo aumentar a base de investidores na oferta primária e no mercado secundário destas debêntures (BRASIL, 2011a).

Para que as debêntures sejam classificadas como incentivadas ou infraestrutura e permitam o benefício fiscal ao investidor, estas devem apresentar as seguintes características básicas (BRASIL, 2011a):

- i. remuneração por taxa de juros pré-fixada, atrelada à índice de preço ou à Taxa Referencial (TR);
- ii. distribuída por oferta pública via instrução 400 ou 476;
- iii. Ser emitida nos setores de logística e transporte, mobilidade urbana, energia, telecomunicações, radiodifusão, saneamento básico e irrigação;
- iv. prazo médio ponderado superior a quatro anos;
- v. vedação à recompra do título por parte do emissor nos primeiros dois anos;
- vi. vedação à liquidação antecipada do título por meio de resgate ou pré-pagamento; e
- vii. Prazo de pagamento periódico de rendimentos, se existente, com intervalos de, no mínimo, 180 dias.

O Gráfico 4-9 apresenta o total de debêntures incentivadas de infraestrutura, emitidas entre 2012 e dezembro de 2018. Como é possível observar, o volume emitido totalizou R\$ 50.137,8 bilhões neste período. Além do volume emitido, o gráfico permite constatar a evolução das emissões desde o início das emissões em 2012, quando foram emitidos R\$ 700 milhões através de 4 emissões, até 2018, R\$ 21.607 bilhões por meio de 76 emissões (BRASIL, 2018c).

Comparando o volume emitido de debêntures incentivadas de infraestrutura com as emissões de debêntures convencionais, as primeiras representaram 1,2%, 5,7%, 6,7%, 7,3%, 7,3% e 10,28% do total volume de debêntures não incentivadas emitidas entre 2012 e 2017, respectivamente (RAMOS, 2018). Desta forma, considerando que se trata de um instrumento novo, que demanda aprendizado do mercado, há evidências de que a Lei nº 12.431 vem produzindo resultados consideráveis.



**Gráfico 4-9 – Debêntures de infraestrutura emitidas por setor 2012-2018 (R\$ milhões)**

Fonte: BRASIL (2018c)

Desagregando o volume emitido para infraestrutura observa-se uma predominância de títulos no setor de energia, que foi responsável pela emissão de R\$ 34.912,7 milhões (70%), seguido pelos setores de transporte com R\$ 13.663,5 milhões

(27%), telecomunicações com R\$ 948,5 milhões (2%) e saneamento com R\$ 613 milhões (1%) no período entre 2012 e 2018. A análise do gráfico também chama atenção para o crescimento das emissões no setor de energia nos últimos 2 anos. De 2016 para 2017 o crescimento foi de 147%, enquanto o crescimento de 2017 para 2018 foi de 161%, demonstrando o aumento de competitividade deste instrumento no financiamento da infraestrutura no Brasil.

Considerando todas as emissões realizadas, o prazo médio de vencimento destes papéis foi de 9 anos (moda em 7 anos e mediana em 9 anos), quase o dobro do prazo médio de vencimento das debêntures não incentivadas. No que se refere a distribuição destes títulos entre os investidores, percebe-se uma alteração em relação ao padrão das debêntures simples, pois a presença dos investidores pessoas físicas representa mais de um terço do mercado primário (AMBIMA, 2018). No entanto, ainda é considerável a subscrição por intermediários e demais participantes ligados à oferta (bancos, principalmente) e investidores institucionais o que, de acordo com WAJNBERG (2014), pode ser explicada por 3 razões: I) a predominância da distribuição através da instrução 476 com oferta limitada e baixo esforço de distribuição; II) os investidores estrangeiros exigem maiores retornos sobre os ativos; e III) é difícil competir com investidores institucionais.

A maior pulverização das debêntures de infraestrutura representa uma desvantagem para as emissoras no que diz respeito a renegociações. Em certas ocasiões, alguns imprevistos podem ocorrer (atraso no cronograma de obras, atraso na geração de fluxo de caixa, dentre outros) e os emissores serem obrigados a renegociar as condições com os debenturistas. Ao contrário do empréstimo bancário, onde as contrapartes são poucas e conhecidas, negociar com inúmeros debenturistas pode ser mais difícil e custoso para os emissores.

Outro fator de relevância para a análise das debêntures incentivadas está relacionado ao desenvolvimento do mercado secundário para transações deste ativo. A existência de um mercado secundário com alta liquidez representa um grande atrativo para os investidores, pois permite que estes possam desmobilizar seus papéis de acordo com seus interesses. Em outras palavras, retira-se a necessidade de o investidor carregar o ativo até seu vencimento, acarretando um aumento no número de investidores interessados em investir nesta classe de ativo. Pelo lado do emissor, o desenvolvimento do mercado secundário e o aumento do número de investidores (aumento da demanda pelos papéis) pode levar a redução dos custos de emissão e a ampliação do acesso a recursos por parte das empresas (ALMEIDA e BAZÍLIO, 2015)



As Tabela 4-7 e Tabela 4-8 permitem analisar o mercado secundário de debêntures, com foco nas debêntures incentivadas. A análise tem como foco o volume e o número de operações realizadas, respectivamente. O período analisado engloba desde o primeiro ano de emissão de debêntures incentivadas (2012) até o último dado disponível.

É possível observar através da Tabela 4-7 que o volume de negociações envolvendo debêntures incentivadas cresceu nos últimos anos, passando de R\$ 0,75 bilhões em 2012 para R\$ 19,8 bilhões em 2018. Percebe-se que o crescimento do volume de debêntures incentivadas negociado no mercado secundário foi muito superior ao crescimento das debêntures simples que cresceram 184% neste mesmo período. Desta forma, a participação percentual das debêntures incentivadas no volume total negociado no mercado secundário passou de 0,4% em 2012 para 37% em 2018.

**Tabela 4-7 – Volume de negociações no mercado secundário de debêntures incentivadas: 2012-2018**

Ano	Total (R\$ Bilhões)	Incentivadas (R\$ Bilhões)	Em %
2012	18,7	0,75	0,4%
2013	24,4	3,2	13,3%
2014	27,9	5,3	19,1%
2015	-	-	-
2016	-	-	-
2017	41,1	11,1	27%
2018	52,9	19,8	37%

Fonte: AMBIMA, 2018a e ALMEIDA e BAZÍLIO, 2015

A mesma tendência pode ser observada em relação ao número de operações no mercado secundário, expresso na Tabela 4-8. É possível constatar o crescimento do número de operações com debêntures incentivadas que passou de 0,3 mil negociações em 2012 para 105,4 mil em 2018. Por sua vez, o volume de operações com debêntures não incentivadas se manteve estável ao longo do período com cerca de 21 mil negociações anuais. Assim, a participação percentual das debêntures incentivadas no número total de operações passou de 1,2% em 2012 para 82% em 2018.

**Tabela 4-8 – Número de operações no mercado secundário de debêntures: 2012-2018**

Ano	Total (Mil)	Incentivadas (Mil)	%
2012	20,9	0,3	1,2%
2013	36,5	15,6	42,8%
2014	48,2	30,6	63,4
2015	-	-	-
2016	-	-	-
2017	90,1	70,6	78%
2018	128,9	105,4	82%

Fonte: AMBIMA, 2018a e ALMEIDA e BAZÍLIO, 2015

Dentre as razões para o crescimento do mercado secundários de debêntures destacam-se (PAULA, 2017):

- i. criação do Sistema Reune (Registro Único de Negócios) da Ambima em 2012;
- ii. pulverização das debêntures incentivadas; e III) alteração na forma de tributação. A criação do Reune possibilitou uma maior transparência e acesso aos preços do mercado secundário por parte dos investidores. Isto é possível pois as instituições participantes do Reune registram no sistema informações básicas das negociações com debêntures até uma hora após a operação, possibilitando a Ambima de divulgar as informações ao longo do dia.

Por sua vez, a maior pulverização das debêntures incentivadas permite o aumento do número de compradores e vendedores no mercado secundário, aumentando assim a sua liquidez. Por fim, em relação a questão tributárias, TORRES e MACAHYBA (2012) afirmam que:

*a Lei 12.431 também eliminou alguns dos obstáculos existentes ao desenvolvimento do mercado secundário de títulos de dívida. O artigo 5º acabou com uma grave distorção existente na legislação do Imposto Renda incidente no pagamento de cupons. Até então, se o investidor adquirisse no mercado secundário um título que pagasse rendimentos periódicos seria penalizado pela bitributação do rendimento, já que o imposto era recolhido pro rata tempore no momento em que o papel trocava de proprietário e novamente, pelo seu valor integral, na data do pagamento do cupom, em geral realizado semestralmente pelo emissor TORRES e MACAHYBA (2012).*

Em suma, pode-se concluir através dos dados analisados que o mercado secundário de debêntures incentivadas apresenta trajetória consistente de crescimento nos últimos anos, aumentando de forma considerável sua liquidez. Consequentemente, o aumento da base de investidores e da demanda pelas debêntures incentivadas contribui para a consolidação deste instrumento como fonte de recursos de longo prazo para os investimentos em infraestrutura no Brasil.

Como o foco do presente trabalho é o financiamento do setor eólico, será realizada uma análise específica das emissões realizadas por este setor, que representa um dos maiores emissores destes títulos. A Tabela 4-9 apresenta as principais características das debêntures incentivadas vinculadas a projetos de geração eólica. No total foram identificadas 33 emissões entre os anos de 2014, quando ocorreu a primeira emissão, e 2018.

**Tabela 4-9 – Debêntures de infraestrutura - Eólicas**

Emissor	Emissão	Instrução	Prazo (ano)	Volume (R\$ milhões)	Remuneração	Spread NTN-b	% CAPEX	Rating
Santa Vitória do Palmar Holding	2014	476	14	90,00	7,9%	1,92%	8,60 %	AA
Renova Eólica Participações S/A	2014	476	11	73,00	7,6%	1,40%	-	AA-
Renova Eólica Participações S/A	2014	476	11	73,00	7,9%	1,65%	-	AA-
Geradora Eólica Bons Ventos da Serra I S/A	2015	476	12	10,30	9,4%	3,00%	8,00 %	AA
Ventos de São Tome Holding S/A	2015	476	12	89,00	8,8%	1,70%	10,30 %	AA
Chapada do Piauí I Holding S/A	2015	476	14	100,00	9,2%	1,75%	11,30 %	AA
Ventos de São Tito Holding S/A	2015	476	13	111,00	9,2%	1,70%	12,00 %	AA
Centrais Eólicas Caetité S/A	2015	476	13	33,50	9,3%	1,80%	12,00 %	AA-
Voltalia S. M. do Gostoso Participações S/A	2016	476	13	57,00	8,2%	2,00%	11,80 %	A+
Eólica Serra das Vacas Holding S/A	2016	476	12	23,00	8,4%	2,30%	12,79 %	AA-

Eólica Serra das Vacas Holding S/A	2016	476	14	45,00	8,6%	2,50%	12,79 %	AA-
Windepar Holding S/A	2016	476	12	67,50	7,6%	1,40%	14,00 %	AA+
Calango 6 Energia Renovável S/A	2016	476	12	43,50	8,7%	2,50%	9,84 %	AA+
Baraúnas II Energética S/A	2017	476	10	8,75	7,9%	2,00%	-	-
Banda de Couro Energética S/A	2017	476	10	14,50	8,0%	2,00%		-
Ventos de São Clemente Holding S/A	2017	476	14	180,00	8,0%	2,56%	16,00 %	AA
Potami Energia S/A	2017	476	10	42,40	7,4%	2,00%	10,40 %	AA
Ventos de São Jorge Holding S/A	2017	476	11	45,00	9,0%	2,70%	5,5%	-
Itarema Geração de Energia S/A	2017	476	12	111,80	7,8%	2,10%	12,0 %	AA
Ventos de São Vicente Energias Renováveis S/A	2017	476	7	100,0	5,5%	-0,20%	8,3%	AAA
CPFL Energias Renováveis S/A	2017	476	5	250,0	5,6%	0,00%	-	AA
Complexo Morrinhos Energias Renováveis S/A	2017	476	11	102,5	7,1%	1,85%	12,0 %	AA+
Lagoa 1 Energia Renovável S/A	2017	476	12	46,2	7,3%	0,03%	7,6%	AAA
Ventos de Santo Estevão Holding S/A	2017	476	15	160,0	7,0%	2,00%	9,3%	AA+
Omega Energia e Implantação 2 S/A	2017	476	12	220,0	7,1%	2,00%	13,6 %	AA+
Eólica Serra das Vacas Holding II S/A	2017	476	14	48,0	7,3%	2,20%	16,0 %	AA
Enel Green Power Maniçoba Eolica	2017	476	11	10,8	7,6%	2,60%	7,0%	AA-
Enel Green Power Damascena Eólica	2017	476	12	11,3	7,6%	2,60%	7,2%	AA
CEA II Centrais Elétricas Eólicas Assurua II SPE S.A.	2018	476	12	158,0	6,7%	1,90%	16,7 %	Aa2

Centrais Eólicas Assurá I S.A.	2018	476	13	35,0	7,8%	1,90%	7,8%	Ba3
Engie Brasil Energia S/A	2018	400	7	515,4	6,3%	0,92%		AAA
Engie Brasil Energia S/A	2018	400	10	231,3	6,3%	0,28%		AAA
Santa Vitória do Palmar Energias Renováveis S.A.	2018	476	13	105,0	6,0%	0,60%	8,4%	AAA

Fonte: Elaboração própria com dados de BRASIL (2018c)

A análise das emissões realizadas para o financiamento de parque eólicos no Brasil irá contemplar o prazo, remuneração, rating dos ativos, timing de emissão e participação no *funding*. De forma geral, as emissões de debêntures de parque eólicos foram bem-sucedidas. De acordo com dois entrevistados, um dos fatores que garantem o sucesso destas debêntures é a exigência, por parte do emissor, de uma garantia firme de colocação (*firm underwriting*) dada pelo agente coordenador da emissão (normalmente um banco) quando a proposta de emissão vai ao mercado. Através desta garantia, o banco coordenador se compromete a adquirir toda a parcela da emissão que não tiver demanda.

Em relação ao prazo das debêntures de infraestruturas emitidas, todas as emissões se encontram dentro do intervalo de 5 a 15 anos. A média, mediana e moda do prazo das emissões foi de 12 anos. Embora o prazo das debêntures de infraestrutura seja inferior aos do BNDES, por exemplo, são maiores que o das debêntures convencionais, indicando que a Lei 12.431 possibilitou a ampliação do prazo de financiamento dos títulos privados, tornando-os mais adequados ao financiamento de longo prazo dos projetos de infraestrutura.

No que se refere a remuneração, como visto anteriormente, estas debêntures devem apresentar taxa pré-fixada atrelada à índice de preço ou à taxa referencial. Esta inovação regulatória é considerada extremamente adequada ao financiamento de longo prazo, principalmente em economias subdesenvolvidas, pois permite maior previsibilidade no fluxo de pagamento dos ativos. Diferentemente das emissões das debêntures simples, normalmente indexadas a taxa DI (que na prática acompanha as mudanças na Taxa Selic), as debêntures incentivadas não estão sujeitas a mudanças abruptas da taxa de juros.

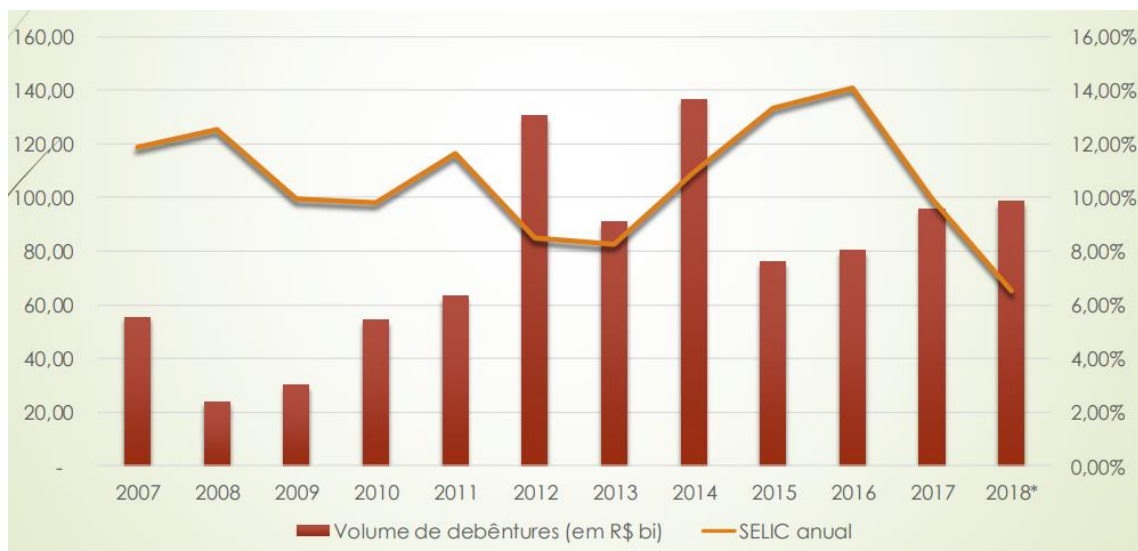
Constatou-se que todas as emissões relacionadas a projetos eólicos estão atreladas ao Índice de Preço ao Consumidor Amplo (IPCA), acrescido de uma taxa fixa, com pagamento de juros semestrais e amortizações customizada em relação ao fluxo de caixa do projeto. É importante ressaltar que a remuneração das debêntures é

influenciada, principalmente pela taxa Selic e pelo risco do agente emissor. No que se refere ao risco do emissor, quanto menor for sua classificação de risco (menor risco de crédito) menor será a taxa de remuneração resultante da oferta. Por sua vez, a taxa Selic baliza a taxa de remuneração dos títulos públicos do Governo, considerados pelos investidores como os papeis com menor risco no mercado (maior segurança e liquidez). Desta forma, para atrair demanda, as debêntures devem oferecer aos investidores um *spread* em relação a estes títulos, o que pode ser observado na Tabela 4-9. Utilizando a NTN<sup>59</sup> como base de comparação, é possível observar que os *spreads* inseridos na remuneração das debêntures eólicas apresentaram média, mediana e moda de 1,75%, 1,92% e 2,0%, respectivamente.

Ainda com relação à taxa Selic e a emissão de debêntures, um dos principais entraves apontados por CARVALHO (2017) apud HERMANN (2011), TORRES e MACAHYBA (2012), FRISCHTAK (2010) e alguns dos entrevistados para o moderado desempenho do mercado de debêntures (incentivadas ou não) é a manutenção da taxa Selic em níveis altos. Neste cenário, a remuneração dos títulos públicos é suficiente para os investidores. No entanto, nos períodos os quais a taxa Selic se reduz, aumenta-se a demanda por debêntures visto que os investidores aumentam o seu apetite por títulos com maior rendimento, como apontado por TORRES e MACAHYBA (2015). O Gráfico 4-10 apresenta a relação entre a taxa Selic e a emissão de debêntures. É possível constatar que em períodos de taxa Selic elevada o volume emitido de debêntures é baixo e vice-versa.

---

<sup>59</sup> Título público do Governo cuja remuneração está associada ao IPCA mais uma taxa pré-fixada.



**Gráfico 4-10 – Volume de debêntures X Taxa Selic anual**

Fonte: Marçal (2018)

\*2018: projeção anualizada das debêntures emitidas no 1TRIM18. SELIC 2018: Relatório Focus de 23/03/18.

No que se refere ao risco das debêntures, um dos custos fixos nas operações é a contratação de agências de classificação de risco de crédito. Estas agências são responsáveis por realizar a análise técnica e atribuir notas aos ativos de acordo com o grau de risco de *default*, ou seja, não honrar os compromissos nos prazos acordados na escritura. É importante destacar que cada agência possui a sua escala de notas e padrões de avaliação. No entanto, observa-se na Tabela 4-9 que a classificação de risco das debêntures eólicas é positiva, variando de A+ a AAA (exceto a emissão das Centrais Eólicas Assuará I S/A). A boa classificação de risco é favorável para aumentar a demanda destes papéis e reduzir a remuneração paga por eles, beneficiando as empresas e projetos que utilizam esta fonte de captação.

Uma variável importante para a classificação de risco e a atratividade das debêntures se refere ao *timing* de emissão em relação ao término das obras de implantação do parque. Este dado torna-se bastante importante visto que o risco de construção é um dos principais riscos da matriz de risco dos parques eólicos. A partir de uma análise das escrituras de todas as debêntures de projetos eólicos, foi possível constatar que a maior parte dos parques eólicos já se encontravam em operação comercial na data de emissão das debêntures. Mesmo no caso mais desfavorável neste quesito, Lagoa I Energia Renovável S/A, 65% do parque já estava construído.

O *timing* de emissão revela, segundo alguns entrevistados, uma característica dos investidores em debêntures de infraestrutura em relação a propensão ao risco. Os investidores, especialmente a pessoa física, não tomam risco de construção dificultando a emissão de debêntures durante o início da fase de construção do projeto para composição do *funding*. Desta forma, o risco de construção dos projetos eólicos deve ser, de certa forma, endereçado pelos bancos, seguradoras ou garantias corporativas.

Por fim, o último critério contemplado na análise é a porcentagem que os recursos obtidos através da emissão de debêntures representam na necessidade de capital para a construção do parque eólico (CAPEX). O total do CAPEX financiado a partir de debêntures de infraestrutura no período analisado foi de 3.211,75 milhões. De acordo com a Tabela 4-9 percebe-se que a porcentagem da captação em relação ao CAPEX varia de 5,0% a 16,5%. De acordo com um dos entrevistados, esta captação através de debêntures incentivadas está relacionada aos incentivos dados pelo BNDES para que o empreendedor utilize fontes complementares de financiamento substituindo parte do *equity* do projeto. Por exemplo, caso o BNDES financie 70% do CAPEX de um empreendimento, ao invés do empreendedor aportar 30% de *equity*, ele pode captar uma parte através de debêntures que, normalmente, representa um custo de capital menor que o capital próprio. De acordo com BNDES (2018) a emissão de debêntures de infraestrutura permite, em média, uma alavancagem adicional de 10% aos projetos.

Além desta anuência, o BNDES implementou a partir de 2012 diversas outras medidas que foram responsáveis por trazer mais segurança aos participantes do mercado de capitais e, conseqüentemente, aumentar o número de emissões de debêntures de infraestrutura atraindo o capital privado para o financiamento de longo prazo. Destaca-se que as medidas buscavam apoiar tanto os emissores quanto os investidores do projeto. Desta forma, segundo um dos entrevistados, pode-se afirmar que o BNDES, dentro do horizonte temporal analisado, é o principal responsável pela diversificação das fontes de financiamento dos projetos eólico (além de ser o principal financiador).

A seguir serão destacadas, baseadas em entrevistas com funcionários do BNDES e agentes de mercado, as ações do banco com vistas a estimular o mercado de debêntures incentivadas.

A primeira destas ações, estabelecida em 2012, foi a inclusão de uma cláusula de *cross-default* (vencimento cruzado) entre as debêntures emitidas e os contratos de financiamento do emissor com o banco, incluindo não apenas o contrato do projeto que emitiu a debêntures, mas qualquer outro contrato do grupo econômico com o banco.



Sendo assim, se por alguma eventualidade o empreendedor ficar inadimplente com a debêntures, o BNDES pode declarar o vencimento antecipado do seu contrato de financiamento. Este mecanismo tem o objetivo de incentivar o emissor a honrar seus compromissos com as debêntures emitidas.

Neste mesmo ano, o BNDES passou a compartilhar com os debenturistas, a seu critério, as garantias dadas pelo projeto no contrato de financiamento com o banco. Desta forma, estende-se ao debenturista o mesmo grau de proteção que o BNDES tem em seus contratos através, principalmente, das garantias reais.

Outra medida implementada pelo BNDES se refere à redução do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD, melhor explicado no próximo capítulo) e a troca do sistema de amortização dos empréstimos para empreendimentos que emitam debêntures. Em relação ao ICSD, o BNDES os projetos que emitam debêntures para compor o *mix* de financiamento tem, em geral, o índice reduzido de 1,3 para 1,2, possibilitando maior alavancagem do projeto e, conseqüentemente, maior retorno ao acionista. Além disso, a emissão de debêntures permite a troca do Sistema de Amortizações Constante (SAC), tradicionalmente utilizado pelo BNDES nas suas operações de financiamento, pelo Sistema de Amortização PRICE. Esta troca reduz o pagamento do serviço da dívida do projeto no período inicial de geração de caixa, abrindo espaço para emissão de debêntures (WAJNBERG, 2014; RAMOS, 2018).

Em 2013, outra medida tomada pelo BNDES foi o aprimoramento do programa “Debêntures Simples em Ofertas Públicas” lançado pelo banco em 2006 com o objetivo de se tornar investidor em debêntures (os ativos selecionados devem ter as características mais condizentes com o financiamento de longo prazo). O BNDES incluiu nesse programa a modalidade intitulada de “Debêntures de Projetos de Infraestrutura”, permitindo o banco atuar como investidor destes ativos em um valor total de até R\$ 300 milhões. A partir destes investimentos seria estruturado um fundo cujas cotas seriam negociadas no mercado posteriormente. Desta forma, o banco estaria estimulando pequenas emissões com custos e prazos favoráveis, mas com dificuldades de acesso ao mercado. Além disso, estaria estimulado a participação dos investidores privados atraídos pelos benefícios fiscais concedidos pela Lei nº 12.431 (WAJNBERG, 2014).

Outra estratégia para tentar incentivar a colocação de debêntures e ao mesmo tempo fomentar a participação do mercado é o bid escalonado de acordo com a participação do BNDES na emissão. Embora o BNDES esteja tentando limitar sua participação até a metade da emissão, em caso de projetos meritórios a nível de país e que não tenham mercado (demanda) para a alocação de suas debêntures, o BNDES

criou um mecanismo para que o banco possa subscrever até 100% dessas debêntures. No entanto, para estimular a participação de outros investidores, a ordem do BNDES possui um *spread* crescente em relação a sua participação na emissão. A efetividade desta iniciativa é analisada pelo BNDES anualmente através da análise de sua carteira de debêntures subscritas (RAMOS, 2018).

Outro produto criado pelo BNDES para estimular as debêntures é a Linha de Suporte à Liquidez (LSL). Em resumo, este mecanismo funciona como um recurso contingente para o emissor que pode solicitar a LSL ao BNDES para pagar os seus credores em caso o emissor fique inadimplente em sua debênture. A partir deste momento o BNDES se torna credor do projeto em condições que possibilite ao mesmo tempo o banco reaver o capital empregado através da LSL e não comprometer a estrutura da debênture.

Por fim, o BNDES criou em 2018 um Fundo de Investimento em Direito Creditório (FIDC), administrado por um gestor escolhido em processo público de seleção, para investimentos em debêntures de infraestrutura com patrimônio de aproximadamente R\$ 500 milhões (o BNDES terá participação minoritária neste fundo com 20% a 25%). O objetivo básico deste fundo é apoiar pequenas e médias empresas que tenham seus projetos e debêntures de infraestrutura (viabilizar emissões de menor porte). Outro diferencial deste fundo é atrair investidores que possuem restrições regulatórias para subscrever debêntures de SPEs com capital fechado como, por exemplo, os fundos de pensão que tem perfil de longo prazo (RAMOS, 2018).

A partir dos dados expostos até aqui, há evidências de que as debêntures (incentivadas ou não) estão ganhando força nos últimos anos. Em especial, é possível observar que parte expressiva deste crescimento está associada ao aumento das emissões de debêntures incentivadas. Desta forma, é possível concluir que a Lei nº 12.431 impulsionou a utilização deste mecanismo de financiamento que representa uma fonte complementar ao BNDES. Além desta Lei, outros fatores estão contribuindo para o crescimento da emissão de debêntures observados nos últimos anos, dos quais se pode destacar: i) a redução da taxa básica de juros (Selic) que estimula o investidor a migrar para ativos de mais riscos buscando maior remuneração; e ii) as mudanças nas condições de financiamento do BNDES, principalmente no que se refere a troca da TJLP pela TLP, aumentando a competitividade do mercado privado de crédito de longo prazo. Desta forma, evidencia-se que as debêntures de infraestrutura estão aumentando a sua importância como fonte privada de financiamento para os projetos eólicos.

#### 4.1.4 Bancos Comerciais

Os bancos comerciais são instituições financeiras, cuja principal função é realizar a intermediação financeira entre os agentes superavitários e os deficitários. Em outras palavras, são instituições cuja principal função é ser depositário da poupança das famílias, das empresas e dos investidores institucionais e conceder empréstimos aos agentes tomadores de recursos (PINHEIRO *et. al.*, 2015). Para isto, utilizam a expertise em obter e avaliar informações (reduzindo a assimetria de informação), analisar e endereçar riscos, monitorar os tomadores de recursos, aproveitando da economia de escala e escopo inerentes a sua atuação.

Estas instituições ocupam uma posição chave na transição de uma economia com baixo nível de atividade para uma economia com alto nível de atividade a partir do financiamento do investimento. Neste ponto, os bancos são responsáveis por direcionarem aos investimentos em ativos de longo prazo parte da poupança agregada da economia, compatibilizando as condições de financiamento (perfil da dívida em relação ao prazo, taxas, etc) com o fluxo de caixa dos investimentos. Em resumo, os bancos são importantes na economia e na questão do financiamento da infraestrutura por proverem crédito e liquidez aos demais agentes econômicos, sendo a fonte de financiamento predominante (externa a empresa) em todos os países (ZENDRON, 2006).

De acordo com alguns autores (SCANNELLA, 2012; EHLERS, 2014) o financiamento bancário se constitui a fonte de recursos de terceiros mais adequada para o financiamento de projetos de infraestrutura, principalmente no que diz respeito a fase de construção. Algumas características desta modalidade, principalmente no que se refere a flexibilidade e expertise dos bancos, fazem com que ela seja mais adequada que outras modalidades como, por exemplo, as debêntures. Esta flexibilidade é essencial dada a natureza dos projetos de infraestrutura, onde os desembolsos de capital ocorrem muito antes da materialização dos fluxos de caixa projetados no desenvolvimento do projeto. Os riscos envolvidos no projeto, principalmente durante a fase de construção, podem implicar em expressiva volatilidade no fluxo de caixa o que pode significar a necessidade de renegociação do perfil da dívida.

De acordo com entrevistas realizadas, a maior flexibilidade do financiamento bancário vem do fato de ser mais fácil e ágil (menores custos de transação) realizar esta renegociação com um banco ou um conjunto de bancos sindicalizado do que em relação a outras modalidades. Em comparação, no caso das debêntures, a renegociação teria

que ser realizada em assembleia envolvendo um número grande de debenturistas, o que, de certa forma, acarreta em mais custos e tempo para encontrar a solução. Além disso, a renegociação com os bancos pode ser mantida em sigilo, enquanto que nas debêntures devem ser documentadas e informada ao mercado. A publicidade destes eventos pode ser demasiadamente prejudicial ao projeto.

Além desta flexibilidade, o financiamento bancário permite impor aos *sponsors* regras mais rígidas de controle que permitam o melhor monitoramento do projeto. Em muitos casos, os bancos financiadores têm garantido contratualmente o poder de realizar fiscalização e o acompanhamento do desenvolvimento físico do projeto, bem como da situação financeira do mesmo. Desta forma, EHLERS (2014) afirma que com o poder de monitoramento os bancos acabam aumentando a eficiência dos investimentos em infraestrutura, bem como acabam por aumentar a segurança dos investidores com menor capacidade de monitoramento.

Uma outra vantagem do financiamento bancário se refere a flexibilidade e agilidade dos desembolsos. Esta característica é bastante adequada ao financiamento da infraestrutura, onde os desembolsos ocorrem de forma gradual nos primeiros anos. No caso das debêntures, por exemplo, existe um longo processo entre a intenção de emissão destes ativos e a efetivação da operação no mercado (EHLERS, 2014).

A atuação dos bancos no financiamento da infraestrutura pode ser realizada de forma individual ou através de um sindicato de bancos. O tamanho do projeto e os riscos associados vão determinar a estratégia de financiamento dos credores. Projetos de maior porte e que envolvam maior riscos normalmente são financiados por sindicatos de bancos com o objetivo de compartilhar os riscos, assim como os retornos, entre diversas instituições. A capacidade de identificar e endereçar os riscos, bem como administrá-los aumenta a importância do financiamento bancário na fase de construção (EHLERS, 2014).

No entanto, a análise dos dados de financiamento de projetos na modalidade *project finance* permite constatar que a participação dos bancos comerciais privados brasileiros no financiamento de longo prazo é muito pequena. Neste ponto, TORRES e MACAHYBA (2012) afirmam que, a semelhança de outros países desenvolvidos e em desenvolvimento, o financiamento de longo prazo no Brasil se constitui em um subsistema de grande porte controlado pelo Governo, com formação de preços, prazo e outras condições de maneira independente do restante do mercado. Este padrão explica o domínio do mercado por parte do BNDES.

Desta forma, a participação dos bancos privados é relativamente pequena. De acordo com os dados de AMBIMA (2018a), foram financiados 18 bilhões de reais em forma de dívida no Brasil no ano de 2017 (27,7 bilhões no total ao considerar os 11,7 bilhões na forma de capital próprio). Os bancos comerciais foram responsáveis apenas por 1,9% do desembolso em financiamentos de longo prazo com *funding* próprio. A maior participação dos bancos foi através de repasse do BNDES (*funding* do BNDES), que em 2017 representaram 13,9% do total dos desembolsos em financiamento de longo prazo. Nesta modalidade os bancos comerciais assumem o risco do financiamento, negociando diretamente com os *sponsors* as condições de financiamento.

Um dos motivos para a baixa participação dos bancos no financiamento de longo prazo está relacionado aos custos do financiamento. Os empréstimos bancários no Brasil são indexados pelos juros CDI que quando comparado aos a taxa de juros do principal financiador da infraestrutura no Brasil, o BNDES, torna os empréstimos dos bancos comerciais muito pouco atrativos. Além disso, dada as condições estruturais da economia brasileira que se traduzem em níveis históricos de altas taxas de juros, poucos projetos alcançariam a viabilidade econômica com empréstimos de bancos comerciais. Além da indexação ao CDI, os empréstimos de bancos comerciais ainda contemplam um *spread*. De acordo com alguns entrevistados, o *spread* para empréstimos de longo prazo (superiores a 10 anos, por exemplo), necessários ao financiamento de projetos de infraestrutura, podem inviabilizar totalmente esta fonte de financiamento.

Outro fator de grande importância para a limitação do financiamento de longo prazo dos bancos comerciais no Brasil está relacionado a implantação das diretrizes do Acordo de Basileia III (SILVA FILHO, 2014). O acordo de Basileia III, lançado em dezembro de 2010, representa uma revisão do primeiro acordo assinado pelo Comitê de Supervisão Bancária de Basileia (*Basel Committee on Banking Supervision – BCBS*) em 1988, com o objetivo de recomendar ao banco centrais medidas prudenciais que garantam a estabilidade do sistema financeiro internacional. Neste sentido, Basileia III representou uma resposta a crise financeira internacional iniciada em 2008 com o objetivo de tornar o sistema financeiro mais resiliente, reduzir os custos das crises bancárias e amparar o crescimento sustentável.

De forma sucinta, para evitar crises no sistema financeiro, que possuem alto poder de contágio em outros setores da economia, Basileia III visa aumentar a qualidade e a quantidade do capital regulatório dos bancos, além da sua liquidez. O aumento da severidade na prudência bancária pode ser identificado pela necessidade de os bancos

manterem um portfólio com alta qualidade de ativos líquidos, mudanças nas definições de capital regulatório e introdução de índice de alavancagem, que visam adequar o capital dos bancos aos riscos incorridos por estes. Em outras palavras, no que se refere ao financiamento de longo prazo, é exigido que os bancos mantenham uma reserva de capital em ativos líquidos superior a exigência em operações de curto prazo, que apresentam menor risco.

Em termos práticos, as redefinições de capital regulatório dos bancos e alteração na ponderação de risco de algumas exposições dos bancos, bem como os indicadores de alavancagem (*Leverage Ratio*), índice de liquidez de curto prazo (*Liquidity Coverage Ratio* – LCR) e Indicador de longo prazo (*Net Stable Funding Ratio* – NSFR) vão limitar de forma significativa a disponibilidade de financiamento de longo prazo (em especial para os superiores a 10 anos). Esta limitação será reflexo da menor capacidade de alavancagem dos bancos e maior provisionamento para empréstimos de longo prazo que resultarão no aumento do custo de oportunidade dos bancos que irá se refletir no aumento do custo de capital dos empréstimos.

O acordo de Basileia III vem sendo implementado no Brasil desde 2013 a partir da edição de resoluções, circulares e carta-circulares pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) e Banco Central do Brasil (BCB). De acordo com o cronograma planejado, a totalidade da vigência das mediadas aplicadas no Brasil será em 2019. O BCB (2018) afirma que mesmo em simulações considerando a plena implementação de Basileia III, o sistema financeiro nacional apresenta folga nos índices de capitalização e razão de alavancagem.

Com as imposições regulatórias e a falta de competitividade nos empréstimos de longo prazo, os bancos comerciais brasileiros concentram sua atuação em outras atividades ligadas ao financiamento dos parques eólicos e infraestrutura como um todo. De forma geral, os bancos comerciais oferecem soluções de apoio aos empreendedores antes e após a realização dos leilões. Antes dos leilões os bancos comerciais prestam assessoria aos empreendedores para a análise econômico-financeira do projeto, identificação das fontes de recursos disponíveis, bem como na definição da estrutura de capital. Além disso, realizam a revisão de toda a documentação exigida para que os projetos estejam aptos a participar dos leilões.

Após os leilões, os bancos comerciais são responsáveis pela assessoria financeira e estruturação das operações para o financiamento dos empreendimentos vencedores. Nesta fase, os bancos comerciais definem o *mix* de financiamento mais adequado ao projeto que maximizem o retorno dos patrocinadores. Os bancos também

assessoram os empreendedores em soluções de capital próprio, além de realizarem consultas aos provedores de *funding*, preparação de memorandos, estruturação para análise de crédito, sindicalização, dentre outras atividades.

Além da assessoria aos empreendedores, os bancos comerciais exercem importante papel na captação de recursos de curto e longo prazo e na prestação de garantias. Em relação aos recursos de longo prazo, os bancos comerciais realizam repasses de recursos do BNDES e dos fundos constitucionais, assumindo os riscos da operação. No que se refere ao recurso de curto prazo, estas instituições oferecem empréstimos ponte (*bridge loan*) aos empreendedores. Estes empréstimos são realizados para atender as necessidades de capital do projeto enquanto ocorre a estruturação e liberação dos recursos do financiamento de longo prazo, agilizando assim a realização dos investimentos.

Em relação a garantias, os bancos comerciais são responsáveis pela emissão de fianças bancárias, exigidas pelo BNDES e fundos constitucionais, como forma de garantir o pagamento da dívida contraída pelos patrocinadores. No geral, essas garantias só são dispensáveis pelo BNDES após atestar o *completion* técnico e financeiro do projeto.

Por fim, outro importante papel dos bancos comerciais brasileiros no financiamento dos projetos eólicos são as soluções de mercado de capitais, com destaque para as debêntures de infraestrutura. Os bancos atuam como estruturadores do papel, sendo responsável por todos os trâmites que envolvem a preparação dos documentos, o relacionamento com a CVM, negociação da escritura com os investidores e a outros credores que possam compartilhar garantias, como é o caso do BNDES. Após a estruturação, os bancos são responsáveis por levar as debêntures ao mercado, acessando os potenciais investidores. Quanto mais eficiente for o banco neste quesito, melhor será o sucesso da colocação das debêntures.

Ainda em relação a emissão das debêntures de infraestrutura, muitas vezes as empresas emissoras solicitam aos bancos comerciais garantia firme de colocação do papel. Nestes casos, o banco responsável pela emissão se compromete a comprar os papéis em caso de a demanda de mercado não seja suficiente. Além da possível retenção por falta de demanda, os bancos comerciais são grandes responsáveis pela aquisição das debêntures, como enunciado anteriormente.

De acordo com TORRES e MACAHYBA (2015), a aquisição de debêntures por parte dos bancos comerciais representa uma forma destas instituições fornecerem aos seus clientes financiamento de longo prazo. Tal estratégia permite que os empréstimos

sejam realizados de forma mais eficiente em relação a custo e regulação, pois este financiamento de longo prazo não fica no balanço do banco. Além disso, um dos entrevistados relatou que a maior liquidez do mercado secundário de debêntures ajuda este tipo de operação dos bancos. A principal razão para isto é que com o aumento da liquidez do ativo, o banco pode aproveitar janelas de oportunidades para venda desses papéis no mercado a preço superior ao de aquisição.

A partir da análise da atuação dos bancos comerciais e das entrevistas realizadas pode-se perceber que os bancos enfrentam restrições regulatórias que impossibilitam a colocação em seus balanços de empréstimos de longo prazo. As limitações impostas pelo Acordo de Basileia resultam em menor disponibilidade de financiamento bancário de longo prazo e o aumento do custo de financiamento. Além de restrições regulatórias, as condições estruturais do país, bem como outros riscos (institucionais, de mercado e legais, por exemplo) impactam no financiamento bancário.

No entanto, como foi apresentado anteriormente, o Governo Federal vem tentando atrair novas fontes de financiamento privadas para a infraestrutura, onde os bancos comerciais podem assumir grande destaque. De acordo com os entrevistados, esse destaque pode se materializar na tendência de que os bancos participem mais efetivamente do financiamento de projetos através de empréstimos com prazo entre 2 e 5 anos. Neste horizonte, segundo um dos entrevistados, o custo de financiamento dos bancos comerciais (em torno de CDI + 3%) poderia ser competitivo em um cenário de queda nas taxas de juros, como vem sendo observado recentemente. No caso dos parques eólicos, este prazo seria o suficiente para suportar o período de construção dos empreendimentos (maior risco). A partir daí a dívida com os bancos comerciais poderia ser rolada durante a fase de operação do parque.

Em outras palavras, a atuação do financiamento bancário estaria migrando para um outro padrão. De acordo com os entrevistados, o atual padrão onde o BNDES fornece financiamento de longo prazo para a maior parte dos projetos eólicos através de *funding* próprio estaria, aos poucos, cedendo espaço para um outro padrão. Neste novo padrão que pode emergir, o BNDES junto a bancos comerciais (com *funding* próprio) seria responsável pelo financiamento dos projetos eólicos durante o período de construção, compartilhando o risco entre as instituições. Nota-se que do ponto de vista dos bancos comerciais isto representaria esticar em poucos anos os empréstimos pontes que já são concedidos por estas instituições. A partir de então, a dívida seria reestruturada. Uma das opções para a rolagem da dívida dos projetos seria aproveitar



janelas de oportunidade para emissão de debêntures de infraestrutura que, como visto anteriormente, apresentam forte crescimento nos últimos anos.

A termo de conclusão deste capítulo, evidenciou-se que o financiamento da energia eólica no Brasil foi historicamente realizado pelos bancos públicos, com destaque para o BNDES e BNB. Desde os primeiros projetos do PROINFA estes bancos possuíam linha de crédito para viabilizar a fonte eólica. O BNDES, inclusive, através da política de conteúdo local, foi de extrema importância para a consolidação da cadeia da indústria eólica no país.

Como fonte complementar ao financiamento, nos últimos anos as debentures de infraestrutura, criadas em 2011, estão aumentando a sua competitividade. Em grande parte, o aumento das emissões das debentures está relacionado a medidas tomadas pelo BNDES com o objetivo de desenvolver este mercado. O capítulo abordou diversas destas medidas a partir de entrevistas realizadas.

Por sua vez, os bancos comerciais privados tradicionalmente dedicam-se a operações de financiamento de curto prazo. No caso do financiamento de projetos eólicos, o financiamento destas instituições está mais concentrado em empréstimos ponte, de curto prazo, enquanto o empréstimo de longo prazo (BNDES e BNB, no geral) ainda não está equalizado ou liberado. Além disso, estes bancos possuem papel importante na assessoria dos empreendedores nas fases pré e pós leilão. Em relação ao financiamento de mais longo prazo, estes bancos atuam como repassadores do *funding* do BNDES, principalmente.

No entanto, as recentes mudanças verificadas no padrão de financiamento podem modificar o papel das fontes de financiamento para projetos eólicos. É possível que, no médio e longo prazo, um novo padrão de financiamento, adequado às mudanças ocorridas, possa ser estabelecido. Neste novo padrão, os bancos públicos e privados ficariam responsáveis pelo financiamento da fase de construção dos projetos eólicos, com financiamento de médio prazo (2 a cinco anos) e, posteriormente, na fase de operação, quando os riscos são menores, ocorreria a emissão de debentures para quitar o financiamento bancário. Nesta modalidade mista, o *funding* seria dividido pelos bancos participantes (não apenas o BNDES) do sindicato na proporção dos riscos assumidos por cada instituição. Além disso, para a emissão das debentures os bancos sindicalizados podem prestar outros serviços como, por exemplo, assessoria na emissão e garantias dos ativos.

Ressalta-se que outras instituições como, por exemplo os organismos multilaterais (o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID e Banco de Desenvolvimento da

América Latina – CAF, por exemplo) e as *Export Credit Agency* (Agências de Crédito a Exportação – ECA) podem participar do financiamento, seja na provisão de *funding* quanto de garantias. No entanto, o risco cambial muitas vezes representa uma grande desvantagem na competitividade destas fontes que, majoritariamente, operam em moeda estrangeira (dólar).

## **5 Estudo de Caso – Avaliação do Impacto da Mudança no Financiamento**

O presente capítulo tem como objetivo central apresentar a análise econômico-financeira de um parque eólico hipotético com vistas a identificar os impactos da variação do custo de capital (financiamento), resultante dos desdobramentos recentes nas condições de financiamento, sobre preço da energia eólica. Também será realizada uma análise de sensibilidade em relação a geração abaixo da garantia física. Para dar subsídios a esta análise, serão levantados dados de empreendimentos eólicos na literatura e através de entrevistas 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. Além disso, são estudados os conceitos de análise de investimentos necessários para o estudo de caso. Após a modelagem são apresentados os principais resultados e realizada a discussão dos mesmos.

### **5.1 Procedimento Metodológico**

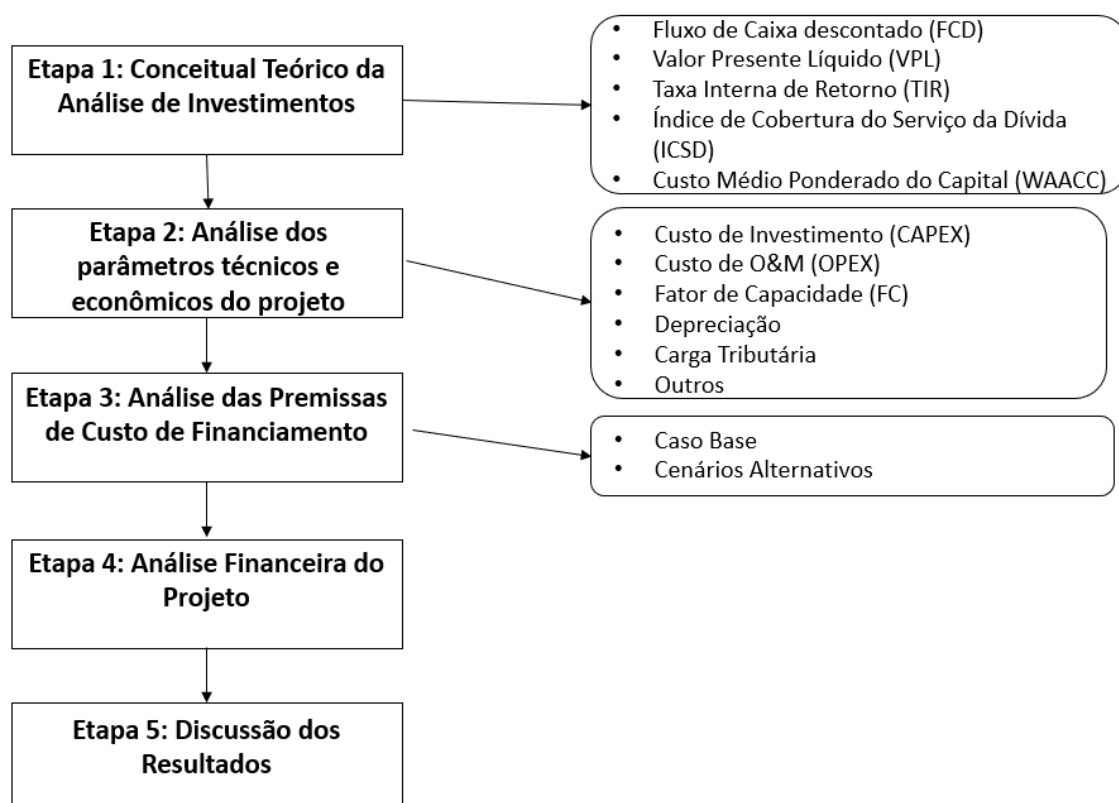
A metodologia utilizada neste trabalho consiste na avaliação econômico-financeira de um projeto eólico hipotético com o objetivo de avaliar o impacto da variação do custo de financiamento no preço da energia eólica. Para tal, utilizado o método de Fluxo de Caixa Descontado para identificar o preço que garante a viabilidade do projeto atendendo a três restrições (Valor Presente Líquido – VPL, Taxa Interna de Retorno – TIR e Índice de Cobertura do Serviço da Dívida – ICSD). Após a modelagem será possível compreender o impacto da variação das condições de financiamento no preço da energia eólica através da comparação dos cenários.

Assim sendo, metodologia consiste em cinco etapas sequenciais, apresentadas na Figura 5-1:

- i. Conceitual teórico da análise financeira de investimentos. A partir da teoria de análise de investimentos, serão definidos os métodos e indicadores que serão utilizados na análise econômico-financeira deste estudo de caso.
- ii. Análise dos parâmetros técnicos e econômicos do projeto. Nesta etapa serão definidas as características técnicas e econômicas do projeto

(exceto o custo de financiamento) do projeto como a sua capacidade instalada, custo de investimento (CAPEX), custo de operação, dentre outras variáveis.

- iii. Análise das premissas do custo de financiamento. Nesta parte serão descritos os cenários de custo de financiamento que serão modelados neste trabalho.
- iv. Análise financeira do projeto eólico. Nesta etapa será realizada a modelagem econômica do projeto a partir das definições apresentadas nas etapas anteriores. Após a modelagem serão apresentados os resultados encontrados.
- v. Discussão dos resultados. Encerrando o estudo de caso, esta etapa apresentará a discussão dos resultados a luz do conceitual teórico apresentado nos capítulos anteriores.



**Figura 5-1 – Fluxograma da metodologia**

Em relação a análise econômico-financeira do parque eólico, a Tabela 5-1 e Tabela 5-2 apresentam o método de fluxo de caixa descontado, baseado em

DAMODARAN (2002), que será utilizado neste trabalho para a análise do preço de venda da energia do parque eólico. O primeiro quadro se refere ao fluxo de caixa do projeto (FCFF), que considera todas as entradas e saídas de recurso, exceto o pagamento do serviço da dívida (juros e amortização). Sendo assim, o fluxo de caixa do projeto é descontado pelo custo médio ponderado do capital, WACC. Já o segundo quadro representa o fluxo de caixa do acionista (FCFE), que leva em consideração o pagamento do serviço da dívida. Este fluxo de caixa representa os recursos que sobram aos acionistas após a consideração de todas as entradas e saídas, devendo ser descontado pelo custo de capital próprio. Os fluxos de caixa foram construídos na ferramenta Excel.

**Tabela 5-1 – Metodologia de construção do fluxo de caixa da empresa (projeto)**

Receitas (venda de energia)
(-) PIS e COFINS
(-) Despesas Operacionais (TFSEE, TUST, O&M)
(-) Depreciação
(=) EBIT (LAJIR - Lucro Antes do Pagamento de Juros e Impostos)
(-) Impostos (IR e CSLL)
(=) Lucro Operacional Líquido de Impostos (NOPAT)
(+) Depreciação
(-) Gastos de Capital (CAPEX)
<b>(=) Fluxo de Caixa da Empresa (FCFF)</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de DAMODARAN (2002)

**Tabela 5-2 – metodologia de construção do fluxo de caixa do acionista**

(=) Lucro Operacional Líquido de Impostos (NOPAT)
(+) Depreciação
(-) Pagamento dos Juros da Dívida
(-) Amortização da Dívida
<b>(=) Fluxo de Caixa do Acionista (FCFE)</b>

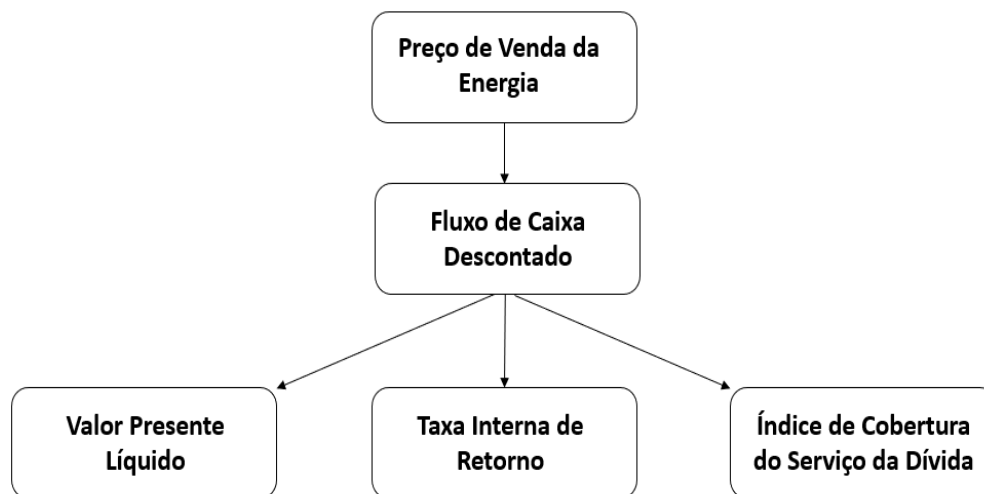
Fonte: Elaboração própria a partir de DAMODARAN (2002)

A partir da construção do fluxo de caixa será possível verificar o preço de venda de energia (*imput* do modelo) que garante a viabilidade econômico-financeira do parque eólico. Para atingir a viabilidade econômico-financeira, é necessário que três restrições sejam atendidas:

- i. VPL do Acionista > 0, que representa a regra de decisão do VPL;

- ii.  $TIR \text{ do Acionista} > \text{Custo de capital do acionista}$ , que representa a regra de decisão da TIR; e
- iii.  $ICSD > 1,3$ , que representa a restrição dos credores em projetos financiados na modalidade *project finance*.

Após a obtenção dos resultados para os cenários estabelecidos neste trabalho, será possível realizar a análise e discussão dos resultados, identificando o impacto do custo de financiamento no preço da energia eólica. A **Erro! Fonte de referência não encontrada.** resume a metodologia da análise.



**Figura 5-2 – Fluxograma da análise econômico-financeira**

Fonte: Elaboração própria

## 5.2 Metodologia Para Análise de Investimentos

A viabilidade econômico-financeira de um projeto pode ser avaliada através da análise do Fluxo de Caixa Descontado (FCD), levando em consideração o fluxo de entradas e saídas de recursos.

A partir da modelagem do fluxo de caixa do projeto é possível a extração de indicadores financeiros de avaliação. Na análise de investimentos existem diversos métodos pelos quais se pode avaliar a atratividade de um projeto dentre os quais se destacam o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o período de recuperação (*Payback*), a taxa de retorno contábil e o Índice de rentabilidade. BREALEY *et. al.*, (2013) e JORY *et. al.*, (2016) afirmam que o método mais utilizado pelas empresas é o VPL, sendo utilizado em mais de 75% dos casos. No entanto, os autores também admitem que, na maioria das vezes, as firmas recorrem a mais de um

método para avaliar a economicidade de um projeto, sendo a TIR o segundo método mais utilizado. Desta forma, serão utilizados neste trabalho para avaliação do projeto eólico o VPL e a TIR, além do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) que é o indicador clássico utilizado nos financiamentos através da modalidade *Project Finance*.

#### 5.2.1 O Fluxo de Caixa Descontado (FCD)

A avaliação econômico-financeira (*valuation*) de projeto (ou de uma empresa) é de extrema importância e interesse, tanto para os patrocinadores quanto para os credores interessados em implementar ou participar de alguma forma do projeto. Os patrocinadores, responsáveis pelo aporte do capital próprio (*equity*), estão interessados em saber a rentabilidade futura de seus investimentos bem como seu valor no presente. O mesmo é válido para os credores, responsáveis pelo aporte do capital de terceiros (*debt*), cuja rentabilidade do projeto é fundamental para que o mesmo honre o pagamento do serviço da dívida (juros e amortizações). Desta forma, o *valuation* busca valorar um ativo econômico (no caso deste trabalho um projeto) gerador de fluxo de benefícios ao seu patrocinador (COSTA *et. al.*, 2010).

Embora existam diversas metodologias para avaliação de projetos, o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) é o método mais utilizado (COSTA *et. al.*, 2010). A análise através do FDC tem algumas vantagens em relações a outros métodos. DAMODARAN (2002) afirma que quando comparado ao método de lucros contábeis, o FDC apresenta resultados mais concretos visto que o outro método pode ser facilmente “manipulado” através de processos de contabilidade criativa, pelo menos por períodos específicos.

Além de levar em consideração diversas variáveis relevantes, o método FCD considera apenas os fluxos de caixa futuros, que são os que realmente importam para a geração de caixa do projeto. Estes fluxos devem ser suficientes para pagar o investimento em imobilizado, os custos da produção, o serviço da dívida, imposto de renda, dentre outros compromissos do projeto. Ao serem descontados a uma taxa que reflita corretamente os riscos envolvidos e o retorno da atividade, os fluxos de caixa formam as bases para a atribuição de valor a um investimento.

Em outras palavras, DAMODARAN (2002) afirma que, apesar da dificuldade da previsão dos fluxos de caixa futuros, a avaliação pelo método de fluxo de caixa reúne as três variáveis fundamentais para determinar o valor de qualquer ativo: quanto ele gera em fluxos de caixa, quando ocorrem tais fluxos de caixa (considerando assim o

valor do dinheiro no tempo); e o nível de incerteza associado a estes fluxos, que é expresso pela taxa de desconto<sup>60</sup>. Assim, ao descontar os valores dos fluxos de caixa futuros pode-se atribuir o valor de qualquer ativo. A fórmula do Fluxo de Caixa Descontado pode ser expressa pela (Equação 5-1:

$$Valor = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad \text{(Equação 5-1)}$$

Onde:

FC = Fluxo de caixa do projeto

n = Número de anos de vida do ativo

r= taxa de desconto

De acordo com DAMODARAN (2002), existem duas maneiras de se calcular o fluxo de caixa descontado: do ponto de vista da firma e do ponto de vista do acionista.

- i. Fluxo de Caixa Livre da Empresa (Projeto) ou Fluxo de Caixa Livre da Firma (tradução do termo inglês *Free Cash Flow to Firm* – FCFF). O FCFF desconta os fluxos de caixa residuais após o pagamento de todas as despesas do projeto, dos investimentos realizados, das obrigações tributárias e do serviço da dívida, porém antes dos pagamentos do serviço da dívida. Este fluxo de caixa é descontado pelo custo médio ponderado do capital (WACC, que será descrito a frente).
- ii. Fluxo de Caixa do Acionista ou Fluxo de Caixa Livre do Capital Próprio (tradução do termo inglês *Free Cash Flow to Equity* - FCFE). O cálculo do FCFE leva em consideração os fluxos de caixa residuais após o pagamento de todas as despesas do projeto, dos investimentos realizados, das obrigações tributárias e do serviço da dívida (juros e principal). Este fluxo de caixa, por sua vez, é descontado pelo custo do capital próprio (Ke).

Em resumo, a modelagem financeira através do FDC permite que os patrocinadores e credores avaliem a sustentabilidade financeira de um projeto de investimento. A partir da projeção do fluxo de caixa do projeto os credores podem entender os eventuais problemas financeiros que possam vir a ocorrer e, desta forma, conseguem tomar suas decisões de concessão de crédito calculando os riscos de

---

<sup>60</sup> Ativos mais arriscados são descontados a taxa maiores, enquanto os ativos mais seguros são descontados a taxa menores.



*default*. No entanto, é preciso levar em conta a volatilidade dos fluxos de caixa devido ao cenário político e econômico do país onde o projeto está sendo implantado. O risco de mercado também pode ser uma grande fonte de incertezas para a projeção de fluxos de caixa. No entanto, para o caso do setor elétrico brasileiro, onde ocorre a contratação de longo prazo através dos leilões de energia, este risco é consideravelmente reduzido.

Em seguida serão apresentados alguns indicadores que podem ser obtidos a partir da modelagem financeira do FCD.

### 5.2.2 O Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é um método utilizado para avaliação de investimentos. O VPL é calculado através da análise do fluxo de caixa gerado pelo projeto ao longo de sua vida útil, descontado no tempo. De acordo com DAMORARAM (2002), existem três razões para descontar um fluxo de caixa futuro (hipótese de que um fluxo de caixa futuro não tem o mesmo valor que este mesmo fluxo no presente). Em primeiro lugar, os indivíduos têm preferência pelo presente, sendo necessário oferecer mais para que eles troquem o consumo presente pelo futuro (o dinheiro recebido hoje pode começar a render imediatamente). Em segundo lugar, na presença de inflação o dinheiro perde valor ao longo do tempo e, por fim, na presença de incertezas é preferível receber um fluxo de caixa no presente do que no futuro.

Desta forma, o VPL representa a soma dos fluxos de caixa, positivos ou negativos, gerados ao longo da vida útil de um projeto, trazidos a valor presente através de uma taxa de desconto. A (Equação 5-2 representa a fórmula geral do VPL.

$$VPL_{(i)} = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_0 \quad \text{(Equação 5-2)}$$

Onde:

$FC_j$  = fluxo de caixa no período j

$i$  = taxa de desconto

$n$  = vida útil do projeto

$I_0$  = investimento inicial

A regra de tomada de decisão a partir do VPL é muito simples: os projetos que apresentam VPL positivo devem ser aceitos, enquanto os projetos que apresentarem VPL negativo devem ser rejeitados. O fato de o VPL de um projeto ser igual a zero

significa que o retorno obtido pelo projeto é idêntico a taxa de desconto aplicada. Desta forma, o VPL positivo significa que o retorno do projeto é superior ao custo de oportunidade do capital, representado pela taxa de desconto. Esta taxa de desconto, também conhecida como Taxa Mínima de Atratividade (TMA), representa o custo de capital do empreendedor considerando a remuneração requerida pelos credores (acionistas) e acionista (capital próprio), bem como os riscos do projeto.

### 5.2.3 A Taxa Interna de Retorno (TIR)

Outra alternativa de análise de investimento baseada no fluxo de caixa descontado do projeto é a Taxa Interna de Retorno (TIR). De acordo com BREALEY *et al.*, (2013) a regra da TIR é muito próxima a do VPL e, sendo assim, oferece a mesma resposta quando utilizada de forma correta. Por definição, a TIR é a taxa de desconto que ao trazer os fluxos de caixa a valor presente iguala o VPL a zero. A

(Equação 5-3 representa a fórmula geral da TIR:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad \text{(Equação 5-3)}$$

A regra de tomada de decisão a partir da TIR é simples como no caso do VPL: deve-se aceitar os projetos cuja TIR for maior que o custo de capital e rejeitar aqueles cuja TIR seja inferior ao custo de capital do empreendedor.

Uma das vantagens deste método de avaliação, apontada por DAMODARAN (2002), é que a TIR pode ser calculada independentemente da taxa de desconto. No entanto, o autor alerta que o simples cálculo da TIR não é suficiente para a decisão de aceitar ou rejeitar um projeto. Para esta decisão é necessário conhecer a taxa de desconto para realizar a comparação que determinará o aceite ou não do projeto.

### 5.2.4 Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital – WACC)

O Custo médio ponderado de capital ou *Weighted Average Cost of Capital*, mais conhecido pela sigla WACC, representa método de ponderação do custo do capital próprio e de terceiros. O WACC é a taxa média de retorno esperada pelos credores e

pelos acionistas da empresa (BREALEY *et. al.*, 2013). Sendo assim, é a taxa de desconto utilizada para a avaliação financeira de projetos de investimento. O cálculo do WACC é realizado através da (Equação 5-4):

$$WACC = w_i * k_i * (1 - T) + w_e * k_e \quad \text{(Equação 5-4)}$$

Onde:

$w_i$  = é a proporção de capital de terceiros dentro da estrutura de financiamento, ou seja, capital de terceiros/capital de terceiros + capital próprio;

$k_i$  = custo do capital de terceiros;

$T$  = alíquota de imposto de renda, de forma que  $(1-T)$  representa o benefício fiscal da dívida; e

$w_e$  = é a proporção do capital próprio dentro da estrutura de financiamento, ou seja, capital próprio/capital de terceiros + capital próprio.

O custo do capital próprio representa o custo de oportunidade dos acionistas, ou seja, o retorno exigido por estes sobre o capital investido (DAMODARAN, 2002). Na teoria de finanças, o custo do capital próprio é, frequentemente, calculado através do modelo *Capital Asset Pricing Model*, mais conhecido pela sigla CAPM. A formulação deste modelo parte da hipótese de eficiência dos mercados e da teoria de utilidade. Desta forma, considerando uma situação de equilíbrio, o custo do capital dos acionistas (expectativa de retorno sobre um ativo) seria igual ao retorno de um ativo livre de risco (normalmente considera-se a letra do Tesouro americano como um investimento livre de risco ou a taxa Selic) mais um *spread* pelo risco assumido (prêmio de risco). Por sua vez, o prêmio de risco representa a diferença entre o retorno esperado da carteira do mercado e o retorno esperado do ativo livre de risco. Este prêmio é ponderado pelo beta, conhecido como coeficiente de risco sistemático, que representa uma medida de sensibilidade de risco da empresa/investidor. A (Equação 5-5 apresenta a fórmula de cálculo deste modelo:

$$k_e = r_f + \beta * (r_M - r_f) \quad \text{(Equação 5-5)}$$

Onde:

$k_e$  = custo do capital próprio, ou seja, a taxa de retorno mínima requerida pelos acionistas;

$r_f$  = é a taxa do ativo livre de risco (risk free);

$\beta$  = é o índice de risco sistemático; e

$r_M$  = retorno esperado da carteira do mercado acionário.

Ou seja, o termo  $\beta * (r_M - r_f)$  da equação acima mede o prêmio de risco, em relação ao risco do mercado, esperado pelo acionista para investir em determinado projeto. Vale destacar que o custo do capital próprio é sempre superior ao custo do capital de terceiros, pois o seu risco é maior visto que o capital de terceiros representa uma demanda sobre o fluxo de caixa da empresa, enquanto o capital próprio representa uma demanda residual deste fluxo de caixa, tendo menos privilégios (BREALEY *et. al.*, 2013).

#### 5.2.5 Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD)

O índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) mensura a adequabilidade entre os fluxos operacionais e financeiros do projeto. GATTI (2008) define o ICSD como a razão entre o fluxo de caixa operacional de um projeto e o serviço da dívida, que inclui o pagamento do principal (amortização) e dos juros. Desta forma, o ICSD indica se a geração de fluxo de caixa de um projeto em determinado ano é suficiente para honrar o serviço da dívida deste mesmo ano. O ICSD é definido pela (Equação 5-6).

$$ICSD = \frac{FCO_t}{K_t + I_t} \quad \text{(Equação 5-6)}$$

Onde:

$FCO_t$ : fluxo de caixa operacional no ano t;

$K_t$ : pagamento do principal no ano t; e

$I_t$ : pagamento dos juros no ano t.

Este indicador visa garantir aos credores que o projeto tem mérito próprio para pagar a dívida contraída. Ao mesmo tempo, o indicador é utilizado para delimitar a alavancagem financeira máxima do projeto que, consequentemente, influencia a TIR do acionista. Teoricamente, o menor valor que o indicador pode assumir é 1. No entanto, dada as incertezas em relação ao fluxo de caixa futuro dos projetos e a aversão ao risco dos credores, o valor assumido pelo ICSD é sempre superior a 1. Alguns fatores como, por exemplo, a existência de um PPA, reduz os riscos em relação ao fluxo de caixa do projeto e podem assim reduzir o ICSD adotado pelos credores. No caso brasileiro de

financiamento através da modalidade *project finance*, é requerido que o projeto alcance um ICSD de 1,3X para obter o *completion* financeiro (COSTA, 2016).

### 5.3 Caracterização do projeto analisado

Nesta seção serão apresentados os dados técnicos e econômicos utilizados para caracterizar o projeto hipotético analisado neste trabalho, bem como a metodologia de obtenção dos dados de forma que estes reflitam a realidade do setor eólico no Brasil.

#### 5.3.1 Custo de Investimento (CAPEX) e Custo de Operação (OPEX)

Para realizar a análise financeira de um parque eólico é necessário determinar os investimentos que serão necessários para a sua implantação (CAPEX) e Operação e Manutenção – O&M (OPEX).

O objetivo do trabalho não é analisar um parque eólico específico (real), mas sim um parque eólico que represente valores médios de acordo com a realidade do setor. Assim, sabendo que o CAPEX varia de forma considerável de um empreendimento para o outro (devido principalmente aos equipamentos utilizados), buscou-se uma metodologia para identificar o custo médio de 1 MW instalado. Para isto, foi realizada uma análise do custo de investimento declarado pelos empreendimentos vencedores dos últimos 4 leilões de energia onde a fonte eólica foi contratada (25º e 26º LEN em 2017 e 27º e 28º LEN em 2018) (CCEE, 2018). A soma dos investimentos declarados (atualizados pelo IPCA) dividida pela capacidade instalada contratada nesses leilões, resultou no preço médio de R\$ 5.603.015,11 por MW instalado. Considerando que a capacidade do parque analisado neste trabalho é de 30 MW<sup>61</sup>, o CAPEX total é de R\$ 168.090.453,30.

Em relação ao custo de O&M do parque eólico, não foi encontrado dados na literatura que expressem de forma adequada o custo médio anual de O&M por MW instalado. A dificuldade de encontrar estes dados pode estar relacionada a diversos fatores: o custo de O&M não é o mesmo para todos os anos de operação do parque

---

<sup>61</sup> Refletindo a realidade dos parques contratados entre 2009-2018. Os parques eólicos de até 30 MW recebem descontos na TUSD e TUST, como será visto adiante.

eólico, apresentando, normalmente, custos crescentes ao longo do horizonte de tempo; os contratos de O&M, fixo ou variável, podem incluir uma série de serviços podendo variar de forma considerável de um empreendimento para o outro; dentre outros fatores.

Desta forma, após a realização de entrevistas com agentes envolvidos no desenvolvimento e operação de parques eólicos e com os financiadores de parques, optou-se por utilizar como custo de O&M um valor cujo resultado do indicador EBITDA / Receita Líquida seja igual a 85% para o cenário de base. De acordo com as entrevistas, é comum a utilização deste valor na modelagem realizada pelos empreendedores e financiadores. Considerando esta hipótese, o custo de O&M utilizado será de R\$ 2.353.266,35 (30 MW), ou seja, 1,4% do CAPEX.

### 1.3.2 Fator de Capacidade, Geração de Energia do Parque Eólico e Receita Anual

Em relação a geração de energia elétrica de um parque eólico, é possível afirmar que esta depende basicamente da qualidade do recurso eólico, que se reflete no fator de capacidade<sup>62</sup> (FC), e da potência instalada do parque. Assim, o cálculo da energia gerada por um parque eólico ao longo de um ano de operação pode ser realizado através da **Erro! Fonte de referência não encontrada.:**

$$G \text{ (MWh/ano)} = FC \times Pot \text{ (MW)} \times 8.760 \text{ (h/ano)} \quad \text{(Equação 5-7)}$$

Onde:

G = Geração

FC = Fator de Capacidade

Pot = Potência Instalada

A potência instalada do parque hipotético utilizado neste trabalho é de 30 MW. Desta forma, para realizar o cálculo da energia gerada pelos aerogeradores do parque ao longo de um ano (8760 horas) faz-se necessário assumir um valor para o fator de capacidade. Para os parques em operação, o fator de capacidade é facilmente obtido

---

<sup>62</sup> O fator de capacidade é definido como a razão entre a energia efetivamente gerada e a energia máxima possível de ser gerada caso o parque opere de forma contínua, em um determinado intervalo de tempo.

através da observação da sua geração anual e sua comparação com a energia máxima que o parque poderia gerar (fator de capacidade igual a 1).

Para este trabalho, o fator de capacidade do parque foi calculado com base na análise dos fatores de capacidades dos empreendimentos contratados nos últimos 4 leilões de energia nova (CCEE, 2018). Entende-se que o fator de capacidade destes projetos representa a atual realidade do setor eólico<sup>63</sup>.

O fator de capacidade pode ser expresso pela (Equação 5-8:

$$FC = \frac{\text{energia gerada ao longo de um ano}}{\text{energia gerada operando de forma contínua ao longo de um ano}} \quad (\text{Equação 5-8})$$

A geração de energia elétrica de um parque eólico pode ser estimada através das métricas P50, cuja produção anual é determinada com uma probabilidade de ocorrência igual ou superior a 50%, ou P90<sup>64</sup>, cuja probabilidade de ocorrência é igual ou superior a 90%. Até o ano de 2013 a garantia física dos empreendimentos eólicos era calculada pela EPE a partir da geração anual P50. No entanto, a partir de 2013 a instituição passou a adotar a geração anual P90 (EPE, 2018), calculando a garantia física a partir da (Equação 5-9.

$$GF = \frac{[P90_{ac} * (1 - TEIF) * (1 - IP) - \Delta P]}{8760} \quad (\text{Equação 5-9})$$

Onde:

*GF*: garantia física de energia, em MW médio;

*P90<sub>ac</sub>*: produção anual de energia certificada, em MWh, referente ao valor de energia anual com uma probabilidade de ocorrência igual ou maior a noventa por cento, constante da Certificação de Medições Anemométricas e de Produção Anual de Energia;

---

<sup>63</sup> No entanto, é preciso ressaltar que não se pode afirmar que os futuros parques necessariamente terão este fator de capacidade. O motivo desta afirmação está relacionado ao fato de que a fronteira eólica caminha do aproveitamento dos melhores recursos para os piores recursos. Desta forma, é possível que os fatores de capacidade sejam reduzidos no futuro, com a instalação de parques em áreas com recursos eólicos inferiores. Contudo, também é necessário observar que o avanço tecnológico das turbinas eólicas pode levar ao aumento dos fatores de capacidade. Não foi encontrado na literatura estudos que indiquem qual fator irá predominar no futuro breve.

<sup>64</sup> A geração anual sob a métrica P90 é calculada levando em consideração a geração P50 e a incerteza padrão, assumindo uma distribuição normal (EPE, 2018).

*TEIF*: taxa equivalente de indisponibilidade forçada, por unidade;

*IP*: indisponibilidade programada, por unidade;

$\Delta P$ : estimativa anual do consumo interno e perdas elétricas até o PMI da usina, em MWh; e

8760: número de horas por ano

Ou seja, a GF representa a energia gerada e entregue pelo parque eólico ao longo de 1 ano. Sendo assim, a GF representa o numerador do cálculo do FC (Equação 5-10). Assim, o cálculo do fator de capacidade dos parques vencedores dos últimos 4 leilões de energia nova pode ser realizado dividindo a GF pela capacidade instalada do parque. Os valores de GF e capacidade instalada foram obtidos em CCEE (2018). A partir destes dados verificou-se que a média e mediana dos fatores de capacidade é 0,54. Com isto, o presente trabalho adotou o fator de capacidade de 54%.

Considerando este fator de capacidade, a geração anual do parque eólico (30 MW) em questão é de 141.912 MWh. É importante destacar que por ser baseada na métrica P90, como descrito acima, a geração do parque é consideravelmente conservadora, reduzindo o risco de produção.

A partir do cálculo da geração anual do parque eólico é possível calcular a receita anual multiplicando esta geração pelo preço de venda da energia. Ressalta-se que o preço de energia, *imput* da modelagem, representa um preço final da energia vendida. Em outras palavras, é indiferente para o cálculo do modelo a estratégia de venda da energia (ACR, ACL ou *spot*).

### 5.3.2 Carga Tributária e Outros Custos

A carga tributária do parque eólico em questão é baseada na modalidade lucro presumido, pois a receita bruta total no ano-calendário é inferior a R\$ 78.000.000,00. Desta forma, será utilizada a alíquota de 0,65% para o Programa de Integração Social (PIS) e 3,00% para a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), que incidem sobre a receita bruta do parque eólico (BRASIL, 2018).

Além do PIS/COFINS, existe a aplicação do Imposto de Renda (IR) e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). No caso do IR, a base de cálculo do imposto corresponde a 8,00% da receita bruta sobre a qual se aplica uma alíquota de



25%. Já a CSLL tem como base de cálculo 12% da receita bruta sobre a qual se aplica uma alíquota de 12% (BRASIL, 2018).

Em relação aos outros custos, destacam-se a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), cuja finalidade é custear as atividades da ANEEL, e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), cujo objetivo é remunerar a distribuidora pelo uso da rede. A TFFE corresponde a 0,4% do benefício econômico do gerador e para o ano de 2018 foi fixada pela ANEEL, através do Despacho nº 4.402 de 29 de dezembro de 2017, em R\$ 2,56 por kW instalado, totalizando R\$ 76.850,40 por ano (30 MW).

No que se refere a TUSD, a Lei nº 10.438 de 2002 estabeleceu que os empreendimentos de geração eólica com potência instalada igual ou inferior a 30 MW seriam beneficiados com o desconto de 50% na TUSD como forma de incentivo para o desenvolvimento da fonte no país. Por sua vez, a Lei nº 13.203 de 8 de dezembro de 2016, estendeu este benefício aos empreendimentos com potência instalada superior a 30 MW e menor ou igual a 300 MW, desde que provenientes de leilões de energia realizados a partir de 2016 ou venham ser autorizados a partir deste mesmo ano. Mesmo após esta alteração, observa-se que os empreendimentos que participam dos leilões normalmente não ultrapassam os 30 MW. Este fato pode indicar a importância do benefício fiscal da tributação pelo lucro presumido.

### 5.3.3 Vida Útil e Depreciação

Outro dado importante para este estudo se refere à taxa de depreciação do parque eólico. De acordo com ANEEL (2015) a depreciação de turbina eólica é realizada separadamente para cada componente (pás, gerador, nacele e torre), como é possível observar na Tabela 5-3.

**Tabela 5-3 – Depreciação dos componentes de uma turbina eólica**

<b>Unidade de cadastro</b>	<b>Tipo de bem</b>		
<b>Descrição</b>	<b>Descrição</b>	<b>Vida Útil</b>	<b>Taxa</b>
Turbina Eólica (Aerogerador)	Unidade de Geração Eólica - Pás	15	6,67%
	Unidade de Geração Eólica - Gerador	20	5,00%
	Unidade de Geração Eólica - Nacele	25	4,00%
	Unidade de Geração Eólica - Torre	30	3,33%

Fonte: ANEEL (2015)

No entanto, não é uma tarefa trivial determinar o peso de cada componente dentro do custo dos aerogeradores. Além disso, trabalhar com vida útil diferente por componente do aerogerador aumentaria a complexidade da modelagem sem ganhos proporcionais na qualidade. Desta forma, considerou-se 18,5 anos a vida útil do projeto, de forma que ao final da duração do contrato (20 anos) todo o investimento depreciable estará depreciado. Para isto, considerou-se o prazo de 1,5 anos para a construção do parque, aderente aos dados apresentados em EPE (2018). Sendo assim, a taxa de depreciação considerada é de 5,4% ao ano, não apresentando muita discrepância em relação as taxas descritas na Tabela 5-3.

#### 5.3.4 Quadro Resumo da caracterização do projeto em análise

A Tabela 5-4 apresenta o resumo das características do parque eólico utilizado na modelagem econômico-financeira deste trabalho.

**Tabela 5-4 – Características do projeto eólico básico**

CAPEX (R\$)	R\$ 168.090.453,30
O&M	R\$ 2.353.266,35
Fator de Capacidade P90	54%
Energia gerado em 1 ano (MWh)	141.912
IR Lucro Presumido	(8%*ROB) * 25%
CSLL Lucro Presumido	(12%*ROB) * 9%
PIS	0,65%
COFINS	3,00%
TUSD (R\$)	R\$ 240.000,00
TFSEE (R\$/kW)	R\$ 76.850,40
Taxa de Depreciação (ao ano)	5,4%
Tempo de contrato	20 anos
Construção	1,5 anos

Fonte: Elaboração própria

#### 5.4 Análise das Premissas do Financiamento e Cenários

Esta seção será dedicada a estabelecer as premissas que serão consideradas na modelagem a ser realizada, bem como definir os cenários a serem modelados. Como o objetivo deste trabalho é analisar o impacto na alteração das condições de financiamento da energia eólica no que diz respeito ao custo de capital, faz-se necessário estabelecer um cenário base, que reflita as condições históricas, e cenários alternativo que expressem as mudanças nas condições. No entanto, antes da definição dos cenários serão definidas premissas válidas para todos os cenários.

O prazo de implantação do parque será de um ano e meio. Este prazo considera o período de construção, assinatura de contratos, dentre outras fases e está de acordo com EPE (2018). O período de carência do financiamento será estabelecido de acordo com as regras do BNDES (2018a), sendo fixado em 6 meses após o mês de entrada em operação do projeto. Desta forma, o empreendimento passa a gerar receita a partir da metade do segundo ano, mas só inicia o pagamento do serviço da dívida a partir do início do terceiro ano. Durante estes dois primeiros anos os juros serão capitalizados (Juros Durante a Construção - JDC).

O prazo de financiamento também é comum a todos os cenários e foi estabelecido de acordo com as regras do BNDES. Sendo assim, o prazo total de financiamento foi fixado em 18 anos (2 de carência e 16 de amortização). Em relação a amortização, será utilizada o sistema PRICE (prestações constantes). Este sistema é utilizado pelo BNDES em grande parte dos financiamentos e tem a vantagem de onerar menos a capacidade de pagamento no início da operação. As prestações no início do período de amortização são menores quando comparadas ao Sistema de Amortizações Constantes (SAC). Por fim, a alavancagem financeira do projeto será de 70% de dívida (*debt*) e 30% de capital próprio (*equity*), o que, segundo SCANNELLA (2012), é típico de projetos de infraestrutura financiados na modalidade *project finance*.

O presente trabalho não se propôs a calcular o custo de capital próprio do acionista devido a complexidade de escolha dos parâmetros e falta de dados necessários para realizar o cálculo através do modelo CAPM. Desta forma, optou-se por se utilizar a base de dados contida em DAMODARAN (2018), onde é possível encontrar, de forma segregada, o custo de capital próprio de empresas que atuam em diversos setores da economia. Sendo assim, foram utilizados os dados de custo de capital próprio encontrados pelo autor para a indústria de energia renovável nos países emergentes.

Considerando a expectativa de inflação utilizada pelo autor, o custo real do capital próprio, que será utilizado para todos os cenários, é 9,51%.

Cabe ressaltar que os valores utilizados são reais, ou seja, descontou-se o efeito da inflação. Para a inflação passada foi utilizado a série histórica de inflação do IBGE (2019) e para a inflação futura utilizou-se o valor de 4% a.a. baseado na previsão dos agentes contida em BCB (2018a). A Tabela 5-5 resume as premissas básicas do financiamento que são válidas para todos os cenários.

**Tabela 5-5 – Resumo das premissas básica de financiamento para todos os cenários**

Prazo de carência	2 anos
Prazo de amortização	16 anos
Sistema de amortização	PRICE
<i>Debt/equity</i>	70% / 30%
Custo do equity	9,51%
Inflação	4% a.a.

Fonte: Elaboração própria

Após a definição das condições básicas do financiamento para todos os cenários, serão estabelecidos os cenários base e alternativos que serão utilizados na modelagem econômico-financeira.

#### 5.4.1 Cenário base

Para o caso base, o presente estudo considerou o financiamento do projeto eólico, na modalidade *project finance*, com o custo de capital de terceiros refletindo as condições históricas do financiamento da energia eólica no Brasil. Entende-se por condições históricas o custo do financiamento entre janeiro de 2011 e dezembro de 2016. Este foi o período de maior contratação e expansão da energia eólica no Brasil. Este corte temporal reflete o período onde a energia eólica era majoritariamente financiada pelo BNDES. Em outras palavras, este corte analítico representa o período onde o custo de financiamento do BNDES, baseado na TJLP, representava ampla vantagem em relação ao custo de mercado.

Desta forma, será considerado como custo do financiamento para o caso base a média da TJLP real entre 2011 e 2016, ou seja, -0,67% (BNDES, 2019b, IBGE, 2019). Como apresentado no capítulo 4, o custo financeiro de empréstimos do BNDES é a soma da TJLP e um spread de remuneração do banco e risco do agente tomador de

recursos. Em BNDES (2019e) encontra-se, de forma agregada, a remuneração básica do BNDES e o *spread* de risco dos agentes para cada contrato de financiamento assinado. A média da soma da remuneração básica com o *spread* de risco encontrada para os contratos de projetos eólicos foi 2,32%. Desta forma, o custo real do financiamento utilizado para o caso base será de 1,65% (-0,67% + 2,32%).

Considerando o custo de capital próprio de 9,51% e a alavancagem financeira de 70%, o WACC do cenário base é 3,97%.

#### 5.4.2 Cenários Alternativos

A elaboração de cenários alternativos tem como objetivo verificar o impacto das alterações nas condições de financiamento da energia eólica no Brasil. Foram criados cinco cenários alternativos sendo:

- i. Cenário BNB: este cenário reflete o custo de financiamento do Banco do Nordeste, que a partir de 2017 voltou a realizar operações de financiamento de empreendimentos eólicos. O custo de financiamento utilizado neste cenário é de 1,51% (BNB, 2019). Este é o custo de financiamento para empresas de pequeno e médio porte<sup>65</sup> que queiram financiar projetos de infraestrutura (inclui eólica), considerados prioritários, no programa FNE Proinfra. O WACC deste cenário é 3,88%.
- ii. Cenário TJLP nos dias atuais: embora a TJLP tenha sido extinta para novos contratos, ela ainda é calculada pelo CMN, pois é referência para os contratos assinados até 31 de dezembro de 2017. Desta forma, este cenário alternativo busca analisar o custo de financiamento caso fosse utilizada a TJLP nos dias atuais. O objetivo aqui é analisar o impacto do aumento do custo de financiamento caso fosse utilizada a TJLP atual visto que a TJLP não acompanhou o movimento de redução observado na Taxa Selic e no IPCA. Desta forma, observou-se um aumento do custo real da TJLP e a sua perda de competitividade em relação a outras fontes de financiamento. A TJLP considerada neste cenário foi 5,10%, referente a outubro de 2018 (BNDES, 2019b). O WACC deste cenário é 6,31%.

---

<sup>65</sup> Receita Operacional Bruta acima de R\$ 16.000.000,00 até 90.000.000,00. Para grandes empresas, ROB acima de R\$ 90.000.000,00 o custo de financiamento é de 2,27%.

- iii. Cenário TLP fator 0,57: Como apresentado no capítulo 4, a TLP substituiu a TJLP como referência dos custos de financiamento do BNDES com o objetivo de convergir este custo para o custo do mercado. No entanto, para não representar uma mudança brusca nas condições de financiamento, o Governo adotou fatores progressivos que farão com que tal convergência seja alcançada em 2023 (fator 1). O fator 0,57 reflete as condições de financiamento em 2018. Desta forma, o custo de financiamento deste cenário é de 5,38% (BNDES, 2019c). O WACC deste cenário é 6,50%.
- iv. Cenário TLP fator 1: Embora este cenário se transforme em realidade apenas em 2023, sua simulação permite antecipar os possíveis impactos no preço da energia eólica. Assim, o custo de financiamento utilizado neste cenário será de 7,72%, refletindo a TLP fator 1. O WACC deste cenário é 8,09%.
- v. Cenário Misto: este cenário busca refletir um possível novo padrão de financiamento para a energia eólica, conforme apresentado no capítulo 4. Tal cenário considera que o período de construção do parque eólico será financiado por um sindicato de bancos, incluindo o BNDES. Além dos bancos, outras fontes de financiamento (ECA e instituições multilaterais, por exemplo) podem participar. Desta forma, cada agente aporta uma parte do *funding* que irá determinar a alocação dos riscos entre estes agentes. Após o *completion* técnico e financeiro do empreendimento a dívida pode ser rodada através da emissão de debêntures. Ou seja, após o *completion* a SPE emite uma debênture para quitar o financiamento recebido pelas instituições sindicalizadas. O custo de financiamento do sindicato foi estabelecido em CDI + 3% a partir das entrevistas realizadas com bancos comerciais e agência multilateral. Desta forma, será considerado o custo financeiro de 9,5% (CDI = 6,5% em outubro de 2018). Este valor será utilizado para a capitalização dos juros durante 2 anos, quando será emitida a debênture. Esta, por sua vez, terá o prazo de 16 anos e custo financeiro considerando 2% de *spread* em relação a NTN-B o que equivale a 7,2% (NTN-B = 5,2 em outubro de 2018). Embora o prazo médio das debêntures eólicas emitidas até o presente momento seja de 12 anos<sup>66</sup>, optou-se por utilizar o prazo de 16 anos para manter as premissas utilizadas nos outros cenários analisados. Além disso, dada a evolução no

---

<sup>66</sup> O maior prazo já registrado para uma debenture eólica foi 15 anos, como pode ser observado na Tabela 4-9.

mercado de debêntures nos últimos anos, no médio prazo este prazo pode se tornar uma realidade. Sendo assim, este cenário irá capitalizar os juros do financiamento bancário por 2 anos (taxa de 9,5% a.a). No terceiro ano será emitido R\$ 141.081.259,04 em debêntures para quitar o financiamento bancário. O WACC deste cenário é 7,74%.

A Tabela 5-6 resume os cenários base e alternativos que serão modelados com o objetivo de identificar o impacto no preço da energia eólica a partir das alterações nas condições de financiamento.

**Tabela 5-6 – Cenários e condições de financiamento para a modelagem econômico-financeira**

Cenário	Base	BNB	TJLP Atual	TLP 0,57	TLP 1	Bancos + Debêntures
<b>Custo Debt</b>	1,65%	1,51%	5,10%	5,38%	7,72%	7,20%
<b>WACC</b>	3,97%	3,88%	6,31%	6,50%	8,09%	7,74%
<b>Alavancagem</b>	30%Equit 70%Debt					
<b>Custo Equity</b>	9,51%					
<b>Amortização</b>	16 anos					
<b>Carência</b>	2 anos					

Fonte: Elaboração própria

#### 1.4.3 Análise de sensibilidade

Após a modelagem dos cenários descritos na seção anterior, será realizada uma análise de sensibilidade em relação a energia gerada pelo parque eólico. Esta análise busca refletir os possíveis impactos da alteração na forma de comercialização da energia eólica nos leilões de energia. Em outras palavras busca-se avaliar o impacto da contratação da energia eólica em contratos de quantidade, a menor janela de contabilização e a maior exposição do gerador. Como apresentado no capítulo 2, neste tipo de contrato o risco de exposição do gerador ao mercado de curto prazo (geração abaixo da garantia física comercializada) é maior.

Assim, esta análise busca refletir as incertezas em relação ao recurso eólico. Pelo fato de a garantia física dos parques eólicos serem conservadoras, estabelecidas a partir fator de geração P90, considerou-se pequenas reduções anuais de 1%, 2,5% e 5% na geração do parque eólico analisado. Cabe ressaltar que tais reduções foram contabilizadas anualmente e a sazonalização considerada *flat* (geração igual para todos os meses e anos), o que representa uma simplificação do exercício. Explica-se: no novo

contrato por quantidade, adotado no último LEN, a sazonalização da geração é estabelecida de acordo com a declaração do gerador e a contabilização é realizada em escala mensal.

Uma outra simplificação adotada é referente ao PLD utilizado para valorar o déficit de geração, pois foi adotado um valor único para o mesmo ao longo de todo o ano. Para transpor, em partes, a simplificação, utilizou-se 3 cenários de PLD chamados de “baixo”, “médio” e “alto”, todos baseados no piso e teto do PLD estipulados por ANEEL (2018a) para o ano de 2019 (piso de R\$ 42,35/MWh e teto de R\$ 513,89/MWh). O PLD “baixo” considera um acréscimo de 25% no PLD piso, ou seja, foi estipulado em R\$ 52,94/MWh. Por sua vez, o PLD “médio” representa a média dos PLD piso e teto, assumindo o valor de R\$ 278,12. Finalmente, o PLD “alto” levou em consideração um desconto de 25% em relação ao PLD teto, sendo estabelecido em R\$ 385,42/MWh. Não foi utilizado o PLD piso e teto de maneira direta visto que é pouco provável que eles reflitam a média anual.

## **5.5 Resultados**

Esta seção é dedicada à exposição dos resultados obtido da análise econômico-financeira do projeto eólico. A Tabela 5-7 resume os resultados encontrados.

Ressalta-se que o objetivo da análise era encontrar o preço de venda da energia eólica (R\$/MWh) necessário para que o projeto seja economicamente viável. Para o projeto ser economicamente viável, foi estabelecido as seguintes restrições: VPL do acionista maior que zero, TIR do acionista maior que o custo do capital próprio e ICSD maior ou igual a 1,3. De maneira geral, o aumento do custo de capital, *ceteris paribus*, levou ao aumento do preço necessário de venda.



**Tabela 5-7 – Resultados da modelagem econômico-financeira do parque eólico**

	<b>TJLP histórica</b>	<b>BNB</b>	<b>TJLP atual</b>	<b>TLP (Fator 0,57)</b>	<b>TLP (Fator 1)</b>	<b>Misto</b>
<b>Tarifa</b>	<b>R\$131,00</b>	<b>R\$130,00</b>	<b>R\$154,00</b>	<b>R\$156,00</b>	<b>R\$176,00</b>	<b>R\$176,00</b>
<b>VPL Acionista (R\$)</b>	389.295,82	213.852,09	506.808,80	424.948,73	1.637.184,81	1.750.531,90
<b>TIR Acionista</b>	9,64%	9,58%	9,68%	9,65%	10,04%	10,08%
<b>VPL Projeto (R\$)</b>	9.238.761,60	8.973.489,23	10.871.277,89	11.028.713,27	15.242.238,20	19.584.195,71
<b>TIR Projeto</b>	4,65%	4,54%	7,22%	7,43%	9,48%	9,48%
<b>ICSD</b>	1,58	1,59	1,39	1,38	1,3	1,3
<b>Custo do Financiamento</b>	<b>1,65%</b>	<b>1,51%</b>	<b>5,10%</b>	<b>5,38%</b>	<b>7,72%</b>	<b>9,5%/7,2%</b>

Fonte: Elaboração própria

O resultado do cenário base (TJLP Histórica) utilizou o custo de financiamento de 1,65% a.a. e resultou em uma tarifa de R\$ 131,00/MWh para que o projeto fosse economicamente viável. Este cenário buscou refletir as condições de financiamento no maior período de expansão da energia eólica no Brasil (janeiro de 2011 e dezembro de 2016). O VPL do projeto e do acionista encontrados foram, respectivamente, R\$ 9.238.761,60 e R\$ 389.295,82. Por sua vez, a TIR do projeto e do acionista foram, respectivamente, 4,65% e 9,64%. O ICSD neste cenário ficou em 1,58.

O primeiro cenário alternativo analisou as condições de financiamento do Banco do Nordeste que, após um período sem financiar o setor elétrico, voltou a financiar de forma competitiva a expansão da geração. Com uma taxa de 1,51%<sup>67</sup> a tarifa necessária para que o projeto fosse viável é de R\$ 130,00/MWh. Neste cenário, o VPL do projeto foi de R\$ 8.973.489,23, enquanto o VPL do acionista foi de R\$ 213.852,09. Em relação a TIR, encontrou-se os valores de 4,54% e 9,58%, respectivamente para a TIR do projeto e TIR do acionista. O ICSD neste cenário ficou em 1,59. Observa-se que o preço deste cenário ficou em 1 R\$/MWh abaixo do preço do cenário base, refletindo a competitividade do custo de financiamento do BNB.

O segundo cenário alternativo considera a TJLP em seus valores atuais, apesar da taxa não ser mais utilizada em novos financiamentos. Os resultados apresentados na Tabela 5-7 expressam que, com um custo de financiamento de 5,10%, o preço da

<sup>67</sup> Custo de financiamento para pequenas e médias empresas.

energia eólica é de R\$ 154,00/MWh. Neste cenário, a TIR do projeto e do acionista resultaram em, respectivamente, 7,22% e 9,68%. Em relação ao VPL, encontrou-se os valores de R\$ 10.871.277,89 para o VPL do projeto e R\$ 506.808,80 para o VPL do acionista. O ICSD neste cenário ficou em 1,39. Em comparação com o resultado do cenário base, observa-se um aumento de 17,6% no preço necessário para a viabilidade do projeto.

O terceiro cenário buscou refletir o custo de financiamento do BNDES para o ano de 2018, primeiro ano de vigor da TLP (com fator 0,57), que acompanha mais de perto o custo de captação de longo prazo do Tesouro Nacional. Neste cenário, o preço de energia que torna o projeto eólico viável é R\$ 156,00, o que representa um aumento de 19,1% em relação ao cenário base. Por sua vez o VPL do acionista foi de R\$ 424.948,73, enquanto o VPL do projeto R\$ 11.028.713,27. A TIR encontrada para o projeto foi de 7,43% e a do projeto 9,65%. O ICSD neste cenário ficou em 1,38.

O quarto cenário testou o custo de financiamento considerando a TLP fator 1, representando um exercício de antecipação do real custo do BNDES a partir de 2023<sup>68</sup>. Para este cenário a tarifa de energia ficou em R\$ 176,00. No que diz respeito ao VPL, os valores encontrados foram R\$ 1.637.184,81 e R\$ 15.242.238,20, respectivamente, para o VPL do acionista e do projeto. Por sua vez, a TIR do acionista resultou em 10,04% enquanto a TIR do projeto foi 9,48%. O ICSD neste cenário ficou em 1,30. Novamente, comparando com o cenário básico, o aumento verificado no preço da energia foi de 34,4%.

Por fim, o último cenário testado, Misto, buscou refletir uma das possibilidades de estruturação do financiamento da energia eólica no médio e longo prazo. Neste cenário, os bancos (incluindo o BNDES) financiariam a fase de construção, assumindo os riscos inerentes a esta etapa, e, posteriormente, seria emitida uma debênture para quitar o financiamento dos bancos. Nota-se que, sendo emitida após o *completion* técnico e econômico do projeto, o nível de risco do ativo é reduzido, possibilitando assim condições favoráveis à sua emissão. A tarifa encontrada neste cenário foi R\$ 176,00, mesmo valor do cenário anterior. O VPL do acionista e do projeto foram, respectivamente, R\$ 1.750.531,90 e R\$ 19.584.195,71. Por sua vez, a TIR do projeto ficou em 9,48%, enquanto a TIR do acionista foi 10,08%. O ICSD neste cenário ficou em 1,30.

---

<sup>68</sup> Ressalta-se que este exercício considera as condições macroeconomias atuais. No entanto, a alteração destas condições pode gerar aumentos ou reduções na TLP em 2023.

Em suma, os resultados obtidos demonstram a magnitude do aumento do preço de comercialização da energia eólica para compensar o aumento do custo do financiamento. Levando em consideração o cenário base e os cenários de TLP fator 1, observou-se a necessidade de um aumento de 34,4% no preço da energia para manter o projeto eólico economicamente viável após o aumento do custo de financiamento. O preço necessário para a viabilidade do projeto passaria de R\$ 131,00 para R\$ 176,00. Já a comparação do cenário base com o cenário de TLP fator 0,57, o aumento necessário no preço de venda é de 19,1%, passando de R\$ 131,00 para R\$ 156,00. Desta forma, evidencia-se que o aumento no custo de financiamento derivada da mudança no padrão histórico de financiamento da energia eólica pode ocasionar um aumento expressivo no preço da energia eólica.

Os Gráfico 5-1, Gráfico 5-2 e Gráfico 5-3 apresentam os resultados da análise de sensibilidade em relação a geração abaixo da garantia comercializada. Em todos os gráficos testou-se o déficit de 1%, 2,5% e 5% em relação a garantia física. A diferença entre os gráficos se refere ao PLD que esse déficit está sendo valorado. No Gráfico 5-1 utilizou-se o PLD de R\$ 52,94/MWh, enquanto que nos Gráfico 5-2 e Gráfico 5-3 utilizou-se, respectivamente, R\$ 78,12/MWh e R\$ 385,42/MWh. O preço encontrado para estes cenários reflete, de certa forma, o prêmio relativo ao aumento de risco da exposição ao mercado de curto prazo dos geradores eólicos. Observa-se que as curvas praticamente se sobrepõem de duas em duas devido à proximidade do custo de financiamento destes cenários.

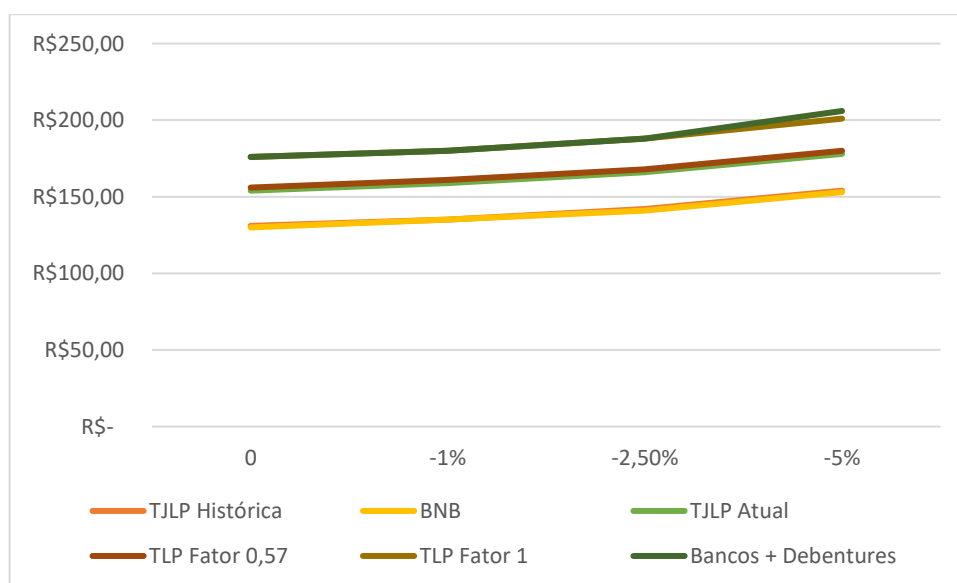
O Gráfico 5-1 apresenta o resultado esperado para o preço da energia eólica levando em consideração o déficit de geração de 1%, 2,5% e 5% valorados ao PLD “baixo” de R\$ 52,94/MWh. Observa-se pela inclinação das curvas que o impacto deste cenário no preço da energia não é alto. A média no aumento do preço para os casos de déficit de 1%, 2,5% e 5% (considerando todos os cenários de custo de financiamento) foram, respectivamente, 1,3%, 3,5% e 7,2%. Respectivamente. No cenário base (TJLP histórica), por exemplo, o preço da energia passaria de R\$ 131,00/MWh para R\$ 133,00/MWh com déficit de geração de 1%, R\$ 136/MWh com déficit de 2,5% e R\$ 141,00/MWh com déficit de 5%.



**Gráfico 5-1 - Resultado da análise de sensibilidade – PLD = R\$ 52,94/MWh**

Fonte: Elaboração própria

O Gráfico 5-2 apresenta os resultados para o segundo cenário de PLD simulado (PLD “médio” = R\$ 78,12/MWh). Nesta simulação, os aumentos médios para os déficits de 1%, 2,5% e 5% foram, respectivamente, 3,0%, 7,7% e 16,2%. Em relação ao cenário base, o preço da energia eólica passaria de R\$ 131,00 no cenário sem déficit de energia para R\$ 135/MWh, R\$ 142,00/MWh e R\$ 154,00/MWh nos cenários de déficit adotados.

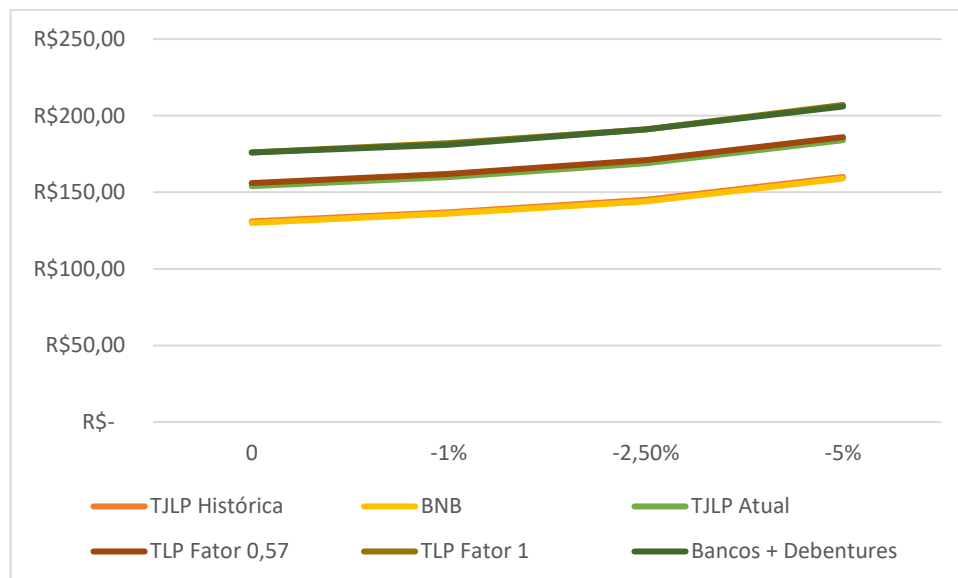


**Gráfico 5-2 - Resultado da análise de sensibilidade – PLD = R\$ 278,12/MWh**

Fonte: Elaboração própria

Por sua vez, o Gráfico 5-3 apresenta o último valor de PLD testado, o PLD “alto” (R\$ 385,42/MWh). A valoração do déficit de energia ao PLD “alto” resultou em aumentos

médios do custo da energia de 3,9% para déficit de 1%, 9,6% para déficits de 2,5% e 17,6% para déficits de 5%. Analisando o cenário base, o preço da energia eólica passaria de R\$ 131,00/MWh para R\$ 137,00, R\$ 145,99 e R\$ 160,00 nos respectivos cenários de déficit, 1%, 2,5% e 5%.



**Gráfico 5-3 – Resultado da análise de sensibilidade – PLD = R\$ 385,42/MWh**

Fonte: Elaboração própria

Após a realização deste exercício, observa-se que o aumento do preço da energia na pior das hipóteses é de 56%. Trata-se da comparação entre o cenário base sem déficit de geração com o cenário Misto, com déficit de 5% valorado ao PLD “alto”. Nesta comparação, o preço de venda da energia que garante a viabilidade do projeto passaria de R\$ 131,00/MWh para R\$ 206,00/MWh.

## 5.6 Discussão dos Resultados

Um primeiro ponto relevante na discussão se refere a modalidade de financiamento dos projetos eólicos, com base na revisão bibliográfica feita no capítulo 3. A princípio pode-se inferir que o *project finance* apresenta diversas vantagens em relação ao *corporate finance*, se mostrando mais adequado para o financiamento da energia eólica no Brasil (e para a infraestrutura como um todo). As principais vantagens

desta modalidade se referem a identificação e endereçamento dos riscos aos agentes que melhor podem suportá-los e a possibilidade de alta alavancagem dos projetos, permitido pela segregação do projeto em uma SPE.

A possibilidade de maior alavancagem, especificamente, aparenta ser um atributo importante para o setor eólico brasileiro, contribuindo para a financiabilidade dos projetos e aumento da competição. De acordo com BAYER *et. al.*, (2018a), a concentração do *market share* no Brasil é pequena quando comparada a outros países. Após analisar 12 leilões realizados no Brasil entre 2010 e 2015 o autor apresenta que o número de vencedores aumentou de 16 para 49 agentes, sendo que 15 destes possuem portfólio inferior a 50 MW. O autor aponta, ainda, que o *market share* dos 5 agentes com maior capacidade instalada é de 37%.

Além da baixa concentração, a oferta de projetos eólicos cadastrados para os leilões é pelo menos 5 vezes superior à capacidade instalada contratada (EPE, 2018). Isto indica que a possibilidade de maior alavancagem financeira permite que um maior número de agentes possa participar dos certames, pois reduz a necessidade de capital próprio. Do contrário, inúmeros agentes não poderiam concorrer nos leilões dada sua incapacidade financeira para suportar em seus balanços empréstimos suficientes para alavancar os seus projetos, aumentando assim a concentração no setor.

Entrevistas realizadas com financiadores constataram que o financiamento dos projetos eólicos deve continuar sendo realizado majoritariamente na modalidade *project finance*. Uma das principais razões para isto é justamente o tamanho dos agentes envolvidos o que, em muitos casos, inviabiliza o financiamento na modalidade *corporate finance*. Um dos entrevistados realizou um paralelo com o setor de transmissão, onde as empresas inicialmente fizeram portfólio na modalidade *project finance* para depois realizarem financiamentos no *corporate finance*, aproveitando os menores custos da segunda modalidade.

Um segundo na discussão diz respeito a fonte de *funding* para o financiamento da expansão de setor eólico. A partir da revisão da literatura, apresentada no capítulo 4, e das entrevistas realizadas com os agentes, percebe-se que a questão central do financiamento do setor eólico não está relacionada a suficiência de *funding*. Ou seja, não vai faltar recursos para o financiamento dos projetos. A principal alteração, com reflexo no preço da energia (e, consequentemente na sociedade), será no preço deste *funding* (custo do financiamento), que passará a ser mais caro do que o custo de financiamento observado no período de maior contratação da fonte eólica (entre 2011 e

2016). Desta forma, os cenários analisados no presente trabalho objetivaram avaliar os impactos da alteração no custo do financiamento.

Em relação ao preço da energia eólica encontrado na modelagem realizada dos cenários (Tabela 5-7), uma primeira abordagem se refere à comparação com os preços médios resultantes dos leilões onde ocorreu contratação da energia eólica. A Tabela 5-8 apresenta o preço médio (atualizados pelo IPCA para janeiro de 2019) da energia eólica nos leilões de energia já realizados.

**Tabela 5-8 – Preço médio da energia eólica nos leilões de energia realizados (valores constantes, IPCA Janeiro 2019)**

<b>Leilão</b>	<b>Preço (R\$/MWh)</b>
LER-2009	R\$ 250,83
LFA-2010	R\$ 219,77
LER-2010	R\$ 201,07
LEN A3-2011	R\$ 152,75
LER-2011	R\$ 152,70
LEN A5-2011	R\$ 157,52
LEN A5-2012	R\$ 124,52
LER-2013	R\$ 151,28
LEN A3-2013	R\$ 167,87
LEN A5-2013	R\$ 159,12
LEN A3-2014	R\$ 167,48
LER-2014	R\$ 181,14
LEN A5-2014	R\$ 172,21
LFA-2015	R\$ 213,23
LEN A3-2015	R\$ 212,56
LER-2015	R\$ 233,18
LEN A4-2017	R\$ 112,05
LEN A6-2017	R\$ 102,27
LEN A4-2018	R\$ 70,13
LEN A-6 2018	R\$ 91,16

Fonte: Elaboração própria com dados de CCEE (2018)

O valor da tarifa que garante a viabilidade econômica do projeto eólico com as características e condições definidas neste capítulo é superior a tarifa dos últimos 4 leilões de energia nova. No entanto, é preciso olhar estes preços com ressalva. Observa-se os preços foram bem abaixo da média dos últimos anos, o que pode ser explicado por fatores, principalmente, conjunturais (conforme exposto no capítulo 2). O principal fator se refere a queda na demanda de energia elétrica derivada da crise econômica instaurada no Brasil nos últimos anos. Esta queda teve reflexo na demanda das distribuidoras e, consequentemente, na necessidade de contratação de energia

através dos leilões de energia. No ano de 2016, por exemplo, não houve a contratação de nenhum projeto eólico nos leilões. Em 2015 a contratação anual representou quase a metade do contratado no ano anterior.

A falta de demanda de energia no ACR, de acordo com entrevistas realizadas, levou a uma sobre oferta de equipamentos. De acordo com ABDI (2018), a capacidade produtiva das montadoras instaladas no Brasil é de 1.500 aerogeradores por ano, aproximadamente, 3.500 MW. Desta forma, o descasamento entre a oferta e a demanda de máquinas pode ter ocasionado a redução no preço das mesmas como forma de evitar a paralização ou fechamento das fábricas, possibilitando assim maiores deságios nos leilões.

Por fim, a alta competitividade e estratégia dos agentes pode ter influenciado no preço dos últimos leilões. Em relação a competitividade, no último certame (A-6 de 2018) foram cadastrados 926 projetos eólicos totalizando mais de 27.000 MW de potência instalada. Além disso, percebeu-se nos últimos leilões uma tendência de maior destinação da garantia física para o ACL como forma de driblar o baixo nível de contratação no ACR e a busca por melhores preços no ACL.

A partir dos argumentos apresentados, pode-se concluir que a probabilidade de os preços da energia eólica permanecer abaixo de R\$ 100,00/MWh é baixa em um cenário de retomada do crescimento econômico e da contratação no ACR.

Assim, a análise desconsiderando os preços dos últimos leilões se mostra mais adequada à realidade do setor eólico. Mesmo desconsiderando os últimos resultados, é possível observar que o aumento do custo de financiamento expresso nos cenários de TLP fator 1 e Misto (bancos + debêntures) resulta em um preço de energia (R\$ 176,00) superior ao preço praticado em quase todos (exceto o LER 2014) os 10 leilões realizados entre 2011 e 2014<sup>69</sup>. Isso indica um possível aumento do preço da energia eólica, revertendo a tendência de redução do preço observada desde o primeiro leilão de energia com participação da fonte.

Percebe-se assim que a alteração realizada nas condições de financiamento (substituição da TJLP pela TLP) com o objetivo de atrair o mercado privado para esta atividade, pode ter um impacto significativo no preço da energia eólica. O resultado da modelagem aponta que o possível aumento pode chegar a 34,4%, ao se considerar a passagem do cenário TJLP histórica (custo de financiamento de 1,65%) para os

---

<sup>69</sup> No ano de 2015 o aumento dos preços teve como causa, principalmente, a desvalorização cambial.



cenários TJLP fator 1 (custo de financiamento de 7,72%) ou cenário Misto (bancos financiando o período de construção ao longo de 2 anos com custo de 9,5% a.a. e posterior emissão de debêntures ao custo de 7,72%).

Um outro ponto importante se refere a atual TJLP, que baliza os contratos assinados no BNDES antes de 1º de janeiro de 2018, e que, atualmente, apresenta um custo real mais elevado. O aumento do custo real pode ser explicado pelo fato de que a TJLP, fixada trimestralmente pelo CMN, não acompanhou o movimento de queda da Taxa Selic e do IPCA. Este efeito pode ser observado no Gráfico 4-5. Desta forma, embora não se possa fazer a comparação direta entre os cenários base e TJLP atual, os resultados dos cenários mostram, em partes, o efeito do aumento do custo financeiro da TJLP. O resultado prático deste fato pode ser observado ao longo de 2018, onde diversas empresas buscaram outras fontes de captação de recursos de forma a pré-pagar financiamentos do BNDES (VALOR, 2018a).

Em suma, o aumento do custo do financiamento para os parques eólicos, provocado pela alteração das condições de financiamento, terão como consequência o aumento do preço da energia eólica que garante a viabilidade econômico-financeira do projeto. Tais mudanças, em grande parte, foram causadas pela substituição da TJLP pela TLP, aumentando o custo de financiamento do principal financiador dos projetos eólicos (e de toda a infraestrutura do país), o BNDES. No entanto, o aumento progressivo dos fatores para a introdução da TLP dará com que o impacto da alteração nas condições de financiamento seja mais suave, sendo observado integralmente apenas em 2023.

Em termos práticos, enquanto os custos do BNDES não convergirem para o mercado, a demanda por financiamentos do banco provavelmente continuará alta devido ao próprio custo e o longo prazo (16 anos de amortização) do financiamento. O mesmo é válido para o BNB, que apresenta vantagem competitiva no custo do financiamento dada as taxas aplicadas aos fundos constitucionais. No entanto, a demanda por financiamento do BNB apresenta restrições dado o menor volume de desembolsos do banco (comparado ao BNDES) e a limitação de endividamento máximo imposta aos grupos empresariais.

Com a perda de competitividade do financiamento do BNDES e limitações do BNB, um novo padrão de financiamento pode emergir. Neste padrão, um consórcio de bancos (com a possibilidade de envolvimento do BNDES, BNB, bancos comerciais e outras fontes) financiaria a fase de maior risco do projeto, a construção, e durante a fase de construção os patrocinadores (*sponsors*) emitiriam debêntures de infraestrutura para

pagar o financiamento dos bancos. Tal cenário, chamado de Misto, gerou os mesmos resultados em termos de preço de energia que o cenário do financiamento do BNDES com TLP fator 1, o que mostra evidências de sua factibilidade.

Duas possíveis vantagens deste padrão, apontadas por alguns entrevistados, seria a redução no prazo de aprovação e liberação do financiamento de longo prazo<sup>70</sup> e a possibilidade de redução dos custos de financiamento dada a evolução recente no mercado de debêntures de infraestrutura (redução no custo das emissões). O maior desenvolvimento do mercado pode resultar em alongamento do prazo dos ativos e redução do *spread* em relação a NTN-B.

Do ponto de vista do BNDES, o banco poderia assumir novos papéis para impulsionar e melhorar as condições do financiamento no Brasil. O banco poderia utilizar sua expertise no desenvolvimento de projetos e operações para coordenar de forma eficiente o sindicato de bancos a ser formado em cada projeto financiado. Desta forma, o m

Além disso, o banco poderia usar sua experiência e carteira de crédito para reduzir os riscos da operação, aprofundando a sua atuação por meio de garantias (FRISCHTAK *et. al.*, 2017; ALBUQUERQUE *et. al.*, 2018). Esta atuação pode se concretizar a partir do produto BNDES Fianças e Avals criado recentemente<sup>71</sup> com o objetivo de fornecer garantias para emissões de debêntures e operações bancárias, podendo chegar a até 100% do financiamento.

Por fim, alocando uma parcela menor de recursos próprios no financiamento de cada projeto, o BNDES reduziria sua exposição individual de risco e liberaria recursos para financiamento de outros projetos ou áreas da economia. Esta afirmativa está em linha com ALBUQUERQUE *et. al.*, (2018) que apontam a importância da continuidade de uma tendência iniciada no passado que é a maior desconcentração do crédito do BNDES.

Cabe ressaltar que os impactos do aumento do custo de financiamento analisados neste trabalho, levaram em consideração custos de financiamento de diversas fontes baseados no atual nível da Taxa Selic (atualmente a Selic está em 6,5%, nível baixo para o histórico da economia brasileira). Desta forma, é preciso deixar claro que o

---

<sup>70</sup> Como visto no capítulo anterior, a liberação do financiamento pelo BNDES pode levar tempo considerável. Em alguns casos, como revelaram algumas entrevistas, a liberação dos recursos pelo BNDES aconteceu no final da fase de construção dos projetos eólicos.

<sup>71</sup> O produto ainda se encontra no formato projeto-piloto.

impacto das alterações já ocorridas (substituição da TLP pela TJLP), em curso (desenvolvimento recente do mercado de debêntures de infraestrutura) e futuras (novo padrão de financiamento e novo papel e formas de atuar do BNDES) podem ser reduzidos ou amplificados de acordo com o movimento futuro da Taxa Selic.

Por exemplo, o aumento da Taxa Selic no futuro pode amplificar os impactos da alteração no padrão de financiamento. Um aumento dos juros básico da economia teria reflexos direto na TLP e no custo das outras fontes de financiamento. Em especial no que se refere ao mercado de debêntures de infraestrutura, o aumento da Selic levaria ao aumento da rentabilidade dos títulos públicos o que, dado o nível de risco destes ativos em comparação as debêntures, pode significar aumento da demanda por títulos públicos e retração do mercado de capitais como fonte de recursos para o financiamento.

Analogamente, a redução da taxa Selic no futuro pode reduzir os impactos do novo padrão de financiamento dos projetos eólicos. No entanto, para que ocorra a redução da taxa Selic faz-se necessário reformas macroeconômicas que, alinhadas com a retomada da economia, tornem estas reduções compatíveis com o regime de metas de inflação adotado pelo Brasil.

Sendo assim, embora não seja possível prever a trajetória futura da Selic, Gráfico 4-5 permite observar a volatilidade da Selic. Desta forma, é possível afirmar que a utilização da TLP como custo financeiro do BNDES aumenta a volatilidade dos custos de financiamento do banco (característica intrínseca as fontes de financiamento privadas).

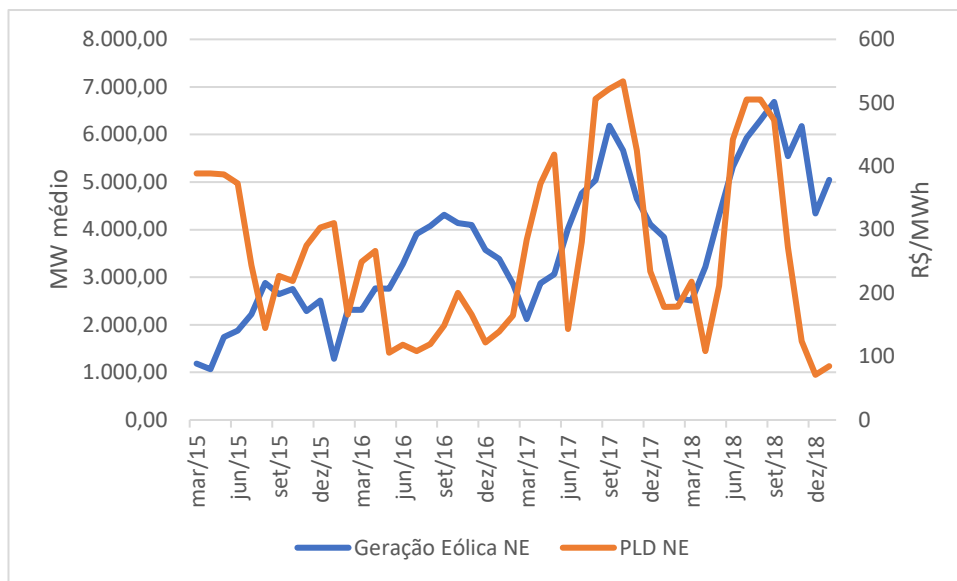
Em relação à análise de sensibilidade ao déficit de geração, os resultados encontrados apontam que o maior risco de exposição das usinas eólicas pode levar ao aumento do preço exigido pelos empreendedores. Foi possível observar que em todos os cenários de déficit (1%, 2,5% e 5%) e PLD (baixo, médio e alto) impactam no preço da energia eólica. No pior cenário (déficit de 5% e PLD alto), observou-se o aumento de 22,1% no preço da energia do cenário TJLP histórica, passando de R\$ 131,00/MWh para R\$ 160,00/MWh. No cenário Misto de financiamento, o preço da energia apresentou aumento de 17,1%, saindo de R\$ 176,00/MWh para R\$ 206,00.

Desta forma, a modelagem realizada que o preço da energia eólica é mais sensível ao custo do financiamento do que ao déficit de geração em relação a garantia física. O aumento do custo do financiamento gerou um aumento de 34,4% no preço da energia, enquanto o déficit de 5%, valorado ao “PLD alto”, gerou um aumento de 22,1%.

Faz-se necessário esclarecer que a análise de sensibilidade buscou avaliar um eventual efeito negativo no preço da energia eólica derivado do aumento da exposição ao risco dos geradores devido a comercialização da energia em contratos por quantidade. Este efeito negativo se refere à possibilidade de geração abaixo da garantia física dos projetos.

No entanto, também é necessário ressaltar que é mais provável que a exposição dos geradores ao mercado de curto prazo represente uma receita para estes ou invés de despesa. Duas são as principais razões: em primeiro lugar, a adoção da geração P90, a partir de 2013, para a definição da garantia física dos projetos eólicos faz com que a geração realizada, provavelmente, seja maior que a garantia física (mais próxima a P50). Em segundo lugar, o contrato por quantidade permite que o gerador altere a cada ano sazonalização da sua garantia física dentro de um limite entre 80% e 100%, o que reduz o risco de sazonalidade inerente as usinas eólicas. Desta forma, é mais provável que o gerador declare maior índice de garantia física em períodos onde o PLD esteja favorável a ele (alto), extraíndo renda dos consumidores. Desta forma, na média anual, é mais provável que a exposição do gerador represente receitas para o mesmo, aumentando a rentabilidade do projeto (TIR do acionista).

O Gráfico 5-4 representa o perfil de geração das usinas eólicas do Nordeste, bem como o PLD deste subsistema. Observa-se que a geração do conjunto de eólicas instaladas na região Nordeste é maior durante o período seco do ano (maio-novembro), com pico em setembro e outubro, época do ano em que o PLD tende a estar em patamares mais elevados (embora o PLD apresente alta volatilidade dado o risco hidrológico). Desta forma, a hipótese de que a exposição ao mercado de curto prazo represente receitas e não despesas ao gerador é fortalecida.



**Gráfico 5-4 – Geração eólica no Nordeste e PLD subsistema Nordeste**

Fonte: elaboração própria com dados de ONS (2019a) e CCEE (2019a)

No entanto, deve-se ressaltar que mesmo sendo mais provável que o gerador obtenha receitas e não despesas com a exposição ao mercado de curto prazo, a exposição momentânea pode afetar de forma considerável o fluxo de caixa do projeto. Um cenário de déficit de geração por alguns meses consecutivos pode representar uma saída de caixa grande para o empreendedor, caso o PLD se encontre em patamares elevados. Desta forma, mesmo com certa liberdade para declarar a sazonalização, ainda existe o risco de exposição, o que demanda uma eficiente gestão de risco por parte do gerador.

No que se refere a relação entre a sazonalização e o financiamento, é possível afirmar que a redução do risco de exposição do gerador, possibilitada pela declaração do índice de sazonalização<sup>72</sup>, torna mais estável (menos ariscadas) as receitas do parque eólico. A maior estabilidade e volume de receitas permite uma menor precificação de risco, implicando em juros de financiamento mais módicos. Além disso, permite maior alavancagem financeira, como apresentado no capítulo 3 (a capacidade de pagamento do projeto que define sua alavancagem). Observa-se que caso a sazonalização e modulação fosse de acordo com a carga do comprador e o risco fosse precificado, o aumento no custo de financiamento e redução da alavancagem máxima

<sup>72</sup> É importante mencionar que, além da sazonalização, o mecanismo de modulação segue a curva de do gerador e não a curva de carga da demanda, contribuindo para a redução dos riscos.

iria representar perda de competitividade da fonte eólica perante as outras fontes nos leilões.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação teve como objetivo central avaliar o impacto das alterações das condições de financiamento sobre o preço e a competitividade da fonte eólica. Além das alterações relativas ao financiamento, investigou-se os impactos da alteração na modalidade de contratação dos projetos eólicos nos leilões de energia.

Para alcançar estes objetivos, foi realizada uma revisão bibliográfica das principais características do setor elétrico brasileiro, bem como da evolução da capacidade instalada da fonte eólica. O Brasil é um exemplo internacional no que diz respeito a inserção de fontes renováveis na matriz elétrica. Dos mais de 160.000 MW de capacidade instalada, 83% são de fontes renováveis, com predominância da fonte hidrelétrica, que corresponde a 64% da matriz elétrica (ANEEL, 2019). A fonte eólica, por sua vez, possui a terceira maior capacidade instalada, praticamente empatada com o segundo lugar (biomassa).

A primeira fase da expansão da energia eólica foi resultado de uma política pública bem estruturada, o PROINFA em 2004. Nesta época, fazia pouco tempo que o país tinha passado pelo racionamento de energia, tendo a necessidade de diversificar a matriz elétrica. Neste mesmo tempo, o Brasil não tinha conhecimento sobre a energia eólica e os preços da tecnologia inviabilizavam seu desenvolvimento. Desta forma, através de um modelo híbrido que definia o preço e a quantidade a ser contratada, o PROINFA foi responsável pela contratação de mais de 1.400 MW da fonte eólica, superando os 1.300 MW planejados (DUTRA, 2007).

Posteriormente, com o amadurecimento da tecnologia e a redução de custos observada, a expansão da eólica passou a ser realizada de forma competitiva através dos leilões de energia. No total a energia eólica já foi comercializada em 20 leilões, sendo contratados quase 18.000 MW (CCEE, 2018). Respeitando o desenvolvimento da fonte, os contratos e a contabilização foram evoluindo ao longo do tempo, transitando entre o contrato de disponibilidade com janela de apuração da entrega de energia quadrienal e o contrato por quantidade com apuração mensal.

Uma questão central para o desenvolvimento da fonte eólica sempre foi o seu financiamento. Dada a intensidade de capital e o longo prazo de maturação dos investimentos, faz-se necessário que a operação de financiamento seja bem estruturada. Para entender este ponto, foi realizada uma revisão bibliográfica a respeito da modalidade *project finance* e do papel do BNDES no financiamento da energia eólica. Como visto, dada suas características, o *project finance* apresenta diversas vantagens

sobre o *corporate finance*, com destaque para a alta alavancagem e melhor monitoramento dos projetos.

Por sua vez, o BNDES representa o principal agente no financiamento de longo prazo dos projetos eólicos. A principal vantagem do financiamento do BNDES diz respeito a utilização da TJLP, cujo custo financeiro era consideravelmente inferior aos custos de mercado. Além disto, o prazo dos financiamentos tornava ainda mais atrativos o financiamento do BNDES que, segundo algumas entrevistas, já financiou mais de 90% dos projetos eólicos no Brasil. Outros bancos públicos, como o banco do Nordeste, por exemplo, também são importantes fontes de financiamento de longo prazo.

Contudo, a partir de janeiro de 2018 a TJLP foi substituída pela TLP, cujos objetivos principais eram atrair fontes privadas para o financiamento e reduzir o custo fiscal dos empréstimos do BNDES com a TJLP. Desta forma, até 2023 o custo de financiamento do BNDES irá convergir para custos de mercado. Além disso, a partir de 2015 observa-se uma forte redução dos desembolsos realizados pelo BNDES para o financiamento dos diversos setores da economia.

A partir da redução dos desembolsos do BNDES e da necessidade de investimentos que o Brasil terá que fazer para modernizar sua infraestrutura, o presente trabalho analisou as fontes de financiamento que podem aumentar sua participação no financiamento dos projetos eólicos. Constatou-se assim o rápido desenvolvimento do mercado de capitais nos últimos anos, em especial no que diz respeito às debêntures de infraestrutura. Até o presente momento já foram emitidas 33 debêntures de infraestrutura em projetos eólicos. Embora ainda tenha um papel complementar, é possível que estes ativos ganhem importância no financiamento da fonte eólica.

Outra fonte que pode aumentar a sua participação são os bancos comerciais. Embora seja difícil a concessão de financiamento de longo prazo por estes agentes, os bancos podem se aproveitar de sua experiência e empréstimos de mais curto prazo (até cinco anos) para financiar a fase de construção dos projetos através de consórcios.

Após a revisão bibliográfica, foi realizado um estudo de caso com o objetivo de identificar o impacto do custo de financiamento no preço da fonte eólica. Foram estabelecidos cinco cenários alternativos, além do cenário base que buscou refletir o custo de financiamento do BNDES entre os anos de 2011 e 2016 (período de grande contratação da fonte eólica). A análise econômico-financeira foi realizada através do fluxo de caixa descontado de um projeto básico, cujas características buscaram refletir a realidade do setor eólico. A modelagem buscou revelar o preço necessário para a viabilidade do projeto a partir de 3 restrições pré-estabelecidas: VPL maior que zero;



TIR maior que o custo de capital próprio; e ICSD maior ou igual a 1,3. Os resultados obtidos foram:

- i. Para o caso base, o custo de financiamento foi fixado em 1,65% ao ano. Neste cenário, o preço encontrado para viabilidade do projeto eólico foi de R\$ 131,00/MWh;
- ii. O custo de financiamento do primeiro cenário alternativo foi de 1,51%, refletindo o custo do Banco do Nordeste. O resultado encontrado foi R\$ 130,00/MWh;
- iii. O segundo cenário alternativo buscou refletir o custo atual da TJLP, caso não tivesse sido substituída pela TLP. Sendo assim, o custo de financiamento foi fixado em 5,10% e o resultado encontrado foi de R\$ 154,00/MWh;
- iv. O terceiro cenário alternativo é referente ao custo da TLP fator 0,57 (válida para o ano de 2018), estipulado em 5,38%. O resultado encontrado foi R\$176,00/MWh;
- v. Por fim, o último cenário (Misto) buscou simular a hipótese de que o financiamento do projeto eólico possa ser realizado por um sindicato (envolvendo o BNDES, bancos comerciais e outras fontes) durante a construção e posteriormente ocorrer a emissão de debêntures para quitar este financiamento inicial. Neste cenário o custo de financiamento do sindicato foi estabelecido em 9,5% e o custo das debêntures em 7,2%. O resultado encontrado foi de R\$ 176/MWh.

A partir dos resultados encontrados, conclui-se que o preço da energia eólica é consideravelmente sensível ao custo do financiamento. A comparação entre o cenário base e os cenários de TLP fator 1 e Misto aponta para um aumento de 34,4%. Outra conclusão é que dada a diferença nos custos de financiamento, o BNDES e o BNB ainda continuarão sendo a fonte principal de financiamento, pelo menos enquanto os custos do BNDES não se igualam ao do mercado e os empreendedores não alcancem os limites máximo de financiamento por grupo empresarial do BNB.

Ressalta-se, ainda, que os resultados encontrados refletem o nível atual da Taxa Selic. Atualmente, a Taxa Selic encontra-se em um nível historicamente baixo (6,5%). Desta forma, é preciso deixar claro que, caso as condições macroeconômicas impliquem na necessidade de aumento da taxa Selic no contexto da política de metas de inflação, os resultados encontrados podem ser amplificados.

Após a modelagem do custo de financiamento, realizou-se uma análise de sensibilidade com o objetivo de verificar o efeito da exposição dos geradores eólicos ao mercado de curto prazo. Para tal, foram testados três cenários de geração abaixo da garantia física: 1%, 2,5% e 3%. Cada um dos cenários foi valorado por 3 valores de PLD: “baixo” = R\$52,94/MWh; “médio” = R\$ 278,12/MWh e “alto” = 385,42. Os resultados apontaram que no pior dos casos (déficit de 5% valorados ao PLD “alto”) o efeito médio é de 20% de aumento no preço de viabilidade do projeto eólico. Desta

forma, pode-se concluir que o preço de viabilidade do projeto eólico é mais sensível ao custo de financiamento do que a exposição ao mercado de curto prazo. No entanto, é preciso esclarecer que a exposição ao mercado de curto prazo por alguns meses consecutivos pode impactar de maneira significativa o fluxo de caixa do projeto eólico, podendo quebrar financeiramente o projeto.

Sendo assim, conclui-se que as mudanças no padrão de financiamento podem implicar em aumento considerável no preço da energia eólica, revertendo a tendência de queda observada nos últimos anos. Os novos contratos por quantidade, por sua vez, também podem impactar no preço da fonte eólica devido ao aumento de risco de exposição assumido pelos geradores.

Por fim, chama-se atenção que a modelagem realizada possui algumas limitações. A principal delas está relacionada ao fato de a modelagem realizada ter adotado o fluxo de caixa anual do projeto. Dada a maior exposição dos agentes ao mercado de curto prazo e a volatilidade do PLD ao longo do ano, uma modelagem com maior nível de detalhe agregaria mais consistência aos resultados encontrados. Outra limitação deve-se ao fato de não ter sido realizada a modelagem para diversas estratégias de venda da energia pelos geradores eólicos. Em outras palavras, o estudo buscou identificar o preço da energia eólica independentemente se esta estava sendo vendida no ACR, ACL ou liquidada no mercado de curto prazo. Além disso, considerou-se a geração flat do parque eólico ao longo do ano (fator de capacidade fixo), não levando em consideração a sazonalidade da energia eólica, bem como as possíveis estratégias de declaração de índice de sazonalização dos geradores eólicos, possibilitada no contrato na modalidade quantidade.

Desta forma, pode-se citar algumas sugestões para trabalhos futuros:

- i. Maior detalhamento na modelagem econômico-financeira, a fim de tornar a modelagem mais adequada a avaliação financeira dos projetos;
- ii. Avaliar diferentes estratégias de venda da energia por parte dos geradores eólicos, avaliando os riscos e o impacto destas estratégias no preço da energia;
- iii. Avaliar a sazonalidade da energia eólica ao longo do ano, variando o fator de capacidade do projeto ao longo dos meses;
- iv. Avaliar o impacto das estratégias de declaração da sazonalização por parte dos geradores;
- v. Avaliar o impacto do movimento da taxa Selic no custo de financiamento das diversas fontes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDI, Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2018. Atualização do mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil. Disponível em: [http://inteligencia.abdi.com.br/wp-content/uploads/2017/08/2018-08-07\\_ABDI\\_relatorio\\_6-1\\_atualizacao-do-mapeamento-da-cadeia-produtiva-da-industria-eolica-no-brasil-WEB.pdf](http://inteligencia.abdi.com.br/wp-content/uploads/2017/08/2018-08-07_ABDI_relatorio_6-1_atualizacao-do-mapeamento-da-cadeia-produtiva-da-industria-eolica-no-brasil-WEB.pdf). Acesso em: dezembro de 2018.

ABEEOLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica, 2017. Cartilha do Empreendedor. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/>. Acesso em: janeiro de 2018.

ABEEOLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica, 2018. Anual Wind Report. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/>. Acesso em: janeiro de 2018.

ABEEOLICA, Associação Brasileira de Energia Eólica, 2019. Dados Mensais fevereiro de 2019. Disponível em: <http://www.portalabeeolica.org.br/>. Acesso em: março de 2019.

ALBUQUERQUE, B. E., GRIMALDI, D. D. S., GIAMBIAGI, F., & BARBOZA, R. D. M., 2018. Os bancos de desenvolvimento e o papel do BNDES. 2018. Texto para discussão 133. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/15920>. Acesso em: fevereiro de 2019.

ALMEIDA, C. A.; BAZILIO, J. K., 2015. Liquidez do mercado secundário de debêntures s: dinâmica recente, fatores determinantes e iniciativas.

AMANN, E., BAER, W., TREBAT, T., & VILLA LORA, J., 2014. The role of infrastructure in Brazil's development process. IRIBA Working Paper 10. Disponível em: [http://www.brazil4africa.org/wpcontent/uploads/publications/working\\_papers/IRIBA\\_WP10\\_Infrastructure\\_and\\_its\\_Role\\_in\\_Brazil's\\_Development\\_Process.pdf](http://www.brazil4africa.org/wpcontent/uploads/publications/working_papers/IRIBA_WP10_Infrastructure_and_its_Role_in_Brazil's_Development_Process.pdf). Acesso em fevereiro de 2019.

AMBIMA, Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais, 2018. Boletim mercado de capitais Ambima outubro. Disponível em [http://www.anbima.com.br/pt\\_br/pagina-inicial.htm](http://www.anbima.com.br/pt_br/pagina-inicial.htm). Acesso em dezembro de 2018.

AMBIMA, Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais, 2018a. Boletim de financiamento de projetos. Disponível em: [http://www.anbima.com.br/pt\\_br/informar/relatorios/mercado-de-capitais/boletim-de-](http://www.anbima.com.br/pt_br/informar/relatorios/mercado-de-capitais/boletim-de-)

[financiamento-de-projetos/boletim-de-financiamento-de-projetos.htm](http://financiamento-de-projetos/boletim-de-financiamento-de-projetos.htm). Acesso em: janeiro de 2019.

ANDIMA, 2008. Debêntures s. Estudos especiais: Produtos de captação. Rio de Janeiro.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005. Cadernos Temáticos ANEEL Energia Assegurada. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>. Acesso em: outubro de 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015. Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b>. Acesso em: janeiro de 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018. Nota Técnica nº 084/2018-SRG-SEM/ANEEL. Disponível em: [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais\\_geracao/documentos\\_editais.cfm?IdProgramaEdital=174](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos_editais.cfm?IdProgramaEdital=174). Acesso em: março de 2019.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, 2018a. Resolução Homologatória nº 2.498, de 18 de dezembro de 2018. Disponível em: [http://www.in.gov.br/materia/-/asset\\_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57218452](http://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/57218452). Acesso em: janeiro de 2019.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, 2019. Banco de Informações de Geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: fevereiro de 2019.

AZEREDO, A. R., 1999. Financiamento de longo prazo no Brasil: project finance como alternativa para a infra-estrutura. Dissertação de mestrado, COPPEAD/UFRJ.

AZUELA, G. E.; BARROSO, L.; KHANNA, A.; WANG, X.; WU, Y.; CUNHA, G., 2014. Performance of renewable energy auctions: Experience in Brazil, China and India. World Bank.

BAYER, B.; BERTHOLD, L.; DE FREITAS, B. M. R., 2018. The Brazilian experience with auctions for wind power: An assessment of project delays and potential mitigation measures. Energy policy, v. 122, p. 97-117, 2018.

BAYER, B.; SCHÄUBLE, D.; FERRARI, M., 2018a. International experiences with tender procedures for renewable energy—A comparison of current developments in

Brazil, France, Italy and South Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 95, p. 305-327, 2018.

BAYER, B., 2018b. Experience with auctions for wind power in Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, p. 2644-2658, 2018.

BANCO MUNDIAL, 2017. Para Entender os Efeitos da Reforma da TLP Sobre o Mercado de Crédito no Brasil – World Bank Staff Note. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/pt/894891502429039796/pdf/117812-PORTUGUESE-PUBLIC-BR-TLP-Reform-Brief-Final-Portuguese.pdf>. Acesso em: janeiro de 2019.

BCB, Banco Central do Brasil, 2018. Relatório de Estabilidade Financeira, Volume 17, Número 2. Disponível em: [https://www.bcb.gov.br/htms/estabilidade/2018\\_10/refPub.pdf](https://www.bcb.gov.br/htms/estabilidade/2018_10/refPub.pdf). Acesso em: fevereiro de 2019.

BCB, Banco Central do Brasil, 2018a. Focus – Relatório de Mercado. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/publicacoes/focus>. Acesso em: janeiro de 2019.

BCB, Banco Central do Brasil, 2019. Estatísticas Sobre Câmbio. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/estatisticas/estatisticascambio>. Acesso em: janeiro de 2019.

BCB, Banco Central do Brasil, 2019a. Recomendações de Basiléia. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/acessoinformacao/legado?url=https:%2F%2Fwww.bcb.gov.br%2Ffis%2Fsupervisao%2Fbasileia.asp>. Acesso em: março de 2019.

BNB, Banco do Nordeste do Brasil, 2006. FNE – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste, Programação para 2006. Brasil.

BNB, Banco do Nordeste do Brasil, 2018. FNE – Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste, Programação para 2018. Brasil.

BNB, Banco do Nordeste do Brasil, 2019. FNE Proinfra. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/fne-proinfra>. Acesso em: fevereiro de 2019.

BONOMI, C.; MALVESSI, O, 2002. Project Finance no Brasil. Fundamenntos e Estudos de Casos. 3ª edição. São Paulo: Editora Atlas.

BORGES, L. F. X., 2005. Aplicabilidade das técnicas de project finance para financiamento da infra-estrutura no brasil - caso da implantação da telefonia celular banda b de 1997 a 2001. Tese de doutorado UFRJ.

BORGES, L. F. X., FARIA, V. C. S., 2002. Project Finance: Considerações sobre a Aplicação em Infra-Estrutura no Brasil. Rio de Janeiro: Rev. BNDES, dez/2002, V. 9, N. 18, P. 241-280.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, 2018. Relatório Anual Integrado 2017. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/centraldedownloads>. Acesso em fevereiro de 2019.

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

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, 2019. BNDES Finem. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/bndes-finem>. Acesso em: janeiro de 2019.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, 2019a. Evolução dos Desembolsos. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/estatisticas-desempenho/desembolsos>. Acesso em: fevereiro de 2019.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, 2019b. Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/taxa-juros-longo-prazo-tjlp>. Acesso em: fevereiro de 2019.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, 2019c. Taxa de Longo Prazo - TLP. Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/custos-financeiros/tlp-taxa-de-longo-prazo>. Acesso em: fevereiro de 2019.

BNDES, Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social, 2019e. Operações contratadas na forma direta e indireta não automática (2002 a janeiro de 2019). Disponível em: <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/centraldedownloads>. Acesso em: fevereiro de 2019.

BRAGANÇA, G. G. F.; PESSOA, M. S.; SOUZA, G. M., 2015. Evolução recente do mercado de debêntures no Brasil: As debêntures incentivadas. Texto para discussão 2158. IPEA. Brasília, DF.

BRASIL, 1952. Lei Nº 1.649, de 19 de julho de 1952. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/1950-1969/L1649.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/1950-1969/L1649.htm). Acesso em: janeiro de 2018.

BRASIL, 1988. Constituição Federal de 1988. Brasília, DF. Disponível em: <http://www2.planalto.gov.br/conheca-a-presidencia/acervo/constituicao-federal>. Acesso em: novembro de 2018.

BRASIL, 1989. Lei nº 7.827, de setembro de 1989. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L7827.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L7827.htm). Acesso em: dezembro de 2018.

BRASIL, 1996. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/L9427cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427cons.htm). Acesso em: dezembro de 2018

BRASIL, 2001. Resolução nº 24, de 5 de julho de 2001. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/Resolu%C3%A7%C3%A3o/RES24-01.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Resolu%C3%A7%C3%A3o/RES24-01.htm). Acesso em: janeiro de 2019.

BRASIL, 2001a. Lei nº 10.183, de 12 de fevereiro de 2001. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/LEIS/LEIS\\_2001/L10183.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/LEIS_2001/L10183.htm). Acesso em: outubro de 2018.

BRASIL, 2004. Portaria nº 45, de 30 de março de 2004. Brasília, DF. Disponível em: [https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfra/Portaria\\_MME\\_n\\_45-2004.pdf](https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/programas/proinfra/Portaria_MME_n_45-2004.pdf). Acesso em: dezembro de 2018.

BRASIL, 2011. Portaria nº 823, de 17 de novembro de 2011. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.lex.com.br/doc\\_22289842\\_PORTARIA\\_N\\_823\\_DE\\_17\\_DE\\_NOVEMBRO\\_DE\\_2011.aspx](http://www.lex.com.br/doc_22289842_PORTARIA_N_823_DE_17_DE_NOVEMBRO_DE_2011.aspx). Acesso em: janeiro de 2019

BRASIL, 2011a. Lei nº 12.431, de 24 de junho de 2011. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2011-2014/2011/lei/l12431.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2011/lei/l12431.htm) Acesso em: janeiro de 2019

BRASIL, Medida Provisória nº 271, de 14 de dezembro de 2016. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2017/Mpv/mpv812.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Mpv/mpv812.htm). Acesso em: outubro 2018

BRASIL, 2017. Medida Provisória nº 812, de 27 de dezembro de 2017. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2017/Mpv/mpv812.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Mpv/mpv812.htm). Acesso em: outubro 2018

BRASIL, 2017a. Medida Provisória nº 777, de 26 de abril de 2017. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2017/Mpv/mpv777.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Mpv/mpv777.htm). Acesso em: fevereiro de 2019.

BRASIL, 2017b. Lei 13.483 de 21 de setembro de 2017. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2017/Lei/L13483.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Lei/L13483.htm). Acesso em: janeiro de 2019.

BRASIL, 2018 – Lei nº 13.682, de 19 de junho de 2018. Brasília, DF. Disponível em: [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2018/Lei/L13682.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2018/Lei/L13682.htm). Acesso em: janeiro de 2019.

BRASIL, 2018b. 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](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9580.htm). Acesso em: setembro de 2018.

BRASIL, 2018c. Boletim das debêntures. Brasília, DF. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/publicacoes/boletim-de-debentures-incentivadas>. Acesso em: fevereiro de 2019.

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C.; ALLEN, F., 2013. Princípios de Finanças Corporativas. 10ª edição. AMGH, 2018, 2013.

BRITO, M. C. T., 2016. Análise da repactuação do risco hidrológico das usinas hidrelétricas participantes do mecanismo de realocação de energia. Dissertação de mestrado Programa de Planejamento Energético COPPE/UFRJ.

CARVALHO, P. S., 2017. Perfil e Determinantes do Mercado de Debêntures s no Brasil no Período 2004-2014. 2017. Tese de Doutorado IE/UFRJ.

CASTRO, N. J.; DANTAS, G. A.; LEITE, A. L. S.; BRANDÃO, R., Bioeletricidade: a indústria de álcool e açúcar; possibilidades e limites. Synergia.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R., 2009. Problemas no cálculo das Garantias Físicas para os Leilões de Energia Nova. Rio de Janeiro. Brasil

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A., 2010. Considerações sobre a ampliação da geração complementar ao parque hídrico brasileiro. Rio de Janeiro. Brasil.



CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R; ÁVILA, P., 2010a. O Equilíbrio Dinâmico e as Condições de Demanda e Oferta do Setor Elétrico Brasileiro. Rio de Janeiro. Brasil.

CASTRO, N. J.; NETO, P. B.; BRANDÃO, R., DANTAS, G. A., 2012. Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica. Rio de Janeiro. Brasil.

CATERMOL, Fabrício. Agências de crédito à exportação: o papel de instituições oficiais no apoio à inserção internacional de empresas. 2008.

CATERMOL, Fabrício; CRUZ, Luiz Eduardo Miranda. Lógica de atuação e efetividade das agências de crédito à exportação. 2017.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2018. Leilões – Resultados Consolidado dos Leilões. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/leiloes?contentid%3DCCEE\\_546234%26=&\\_afLoop=497675405185429&\\_adf.ctrl-state=7ft84lksr\\_46#!%40%40%3F\\_afLoop%3D497675405185429%26contentid%253DCCEE\\_546234%2526%3D%26\\_adf.ctrl-state%3D7ft84lksr\\_50](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/leiloes?contentid%3DCCEE_546234%26=&_afLoop=497675405185429&_adf.ctrl-state=7ft84lksr_46#!%40%40%3F_afLoop%3D497675405185429%26contentid%253DCCEE_546234%2526%3D%26_adf.ctrl-state%3D7ft84lksr_50). Acesso em: dezembro de 2018.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019. InforMercado dezembro de 2018. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/infomercado?\\_afLoop=498137763019704&\\_adf.ctrl-state=7ft84lksr\\_124#!%40%40%3F\\_afLoop%3D498137763019704%26\\_adf.ctrl-state%3D7ft84lksr\\_128](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/infomercado?_afLoop=498137763019704&_adf.ctrl-state=7ft84lksr_124#!%40%40%3F_afLoop%3D498137763019704%26_adf.ctrl-state%3D7ft84lksr_128). Acesso em: março de 2019.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, 2019a. Preço de Liquidação das Diferenças. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/precos?\\_afLoop=498225769794522&\\_adf.ctrl-state=7ft84lksr\\_193#!%40%40%3F\\_afLoop%3D498225769794522%26\\_adf.ctrl-state%3D7ft84lksr\\_197](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_afLoop=498225769794522&_adf.ctrl-state=7ft84lksr_193#!%40%40%3F_afLoop%3D498225769794522%26_adf.ctrl-state%3D7ft84lksr_197). Acesso em março de 2019.

CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, 2001. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Rio de Janeiro. Brasil.

COMER, B., 1996. “Project Finance Teaching Note: FNCE 208/731 Fall 1996 Professor Gordon M. Bodnar.” The Wharton School. Disponível em:

<http://finance.wharton.upenn.edu/~bodnarg/ml/proifinance.pdf>. Acesso em: janeiro de 2019.

COSTA, L. G. T. A.; COSTA, L. R. T. A.; ALVIM, Marcelo Arantes. Valuation: manual de avaliação e reestruturação econômica de empresas. São Paulo: Atlas, 2010.

COSTA, R. V., 2016. Project finance no Brasil: um estudo de caso dos processos e mecanismos que tornaram viável o financiamento de dois portos privados em um banco brasileiro. 2016. Tese de Doutorado.

CUNHA G, Barroso L, PORRUA F, BEZERRA B. Fostering wind power through auctions: the Brazilian experience; 2012.

CVM, Comissão de Valores Mobiliários, 2009. Instrução CVM 476. Disponível em: <http://www.cvm.gov.br/legislacao/instrucoes/inst476.html>. Acesso em: fevereiro de 2019.

DAMODARAN, A., 2002. Finanças corporativas aplicadas: manual do usuário. Bookman, 2002.

DAMODARAN, A., 2018. Base de dados. Disponível em: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>. Acesso: janeiro de 2019.

D'ARAÚJO, R. P., 2009. Setor Elétrico Brasileiro: Uma Aventura Mercantil. Brasília, Confea/Crea.

DE NEGRI, J. A.; ARAÚJO, B. C.; BACALET, R., 2018. Financiamento do Desenvolvimento no Brasil. IPEA. 2018.

DINIZ, A. N. BNDES: de agente desenvolvimentista a gestor da privatização – 1952-2002. 2004. Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), Campinas, 2004.

DUTRA, R. M.; SZKLO, A. S., 2006 A energia eólica no Brasil: Proinfa e o Novo Modelo do Setor Elétrico. In: XI Congresso Brasileiro de Energia, 2006, Rio de Janeiro. Anais do XI Congresso Brasileiro de Energia. Rio de Janeiro: Chivas, p. 855-868. 2006.

DUTRA, R. M.; SKLO, A. S., 2008. Incentive policies for promoting wind Power production in Brazil: scenarios for the Alternative Energy Sources Incentive Program (PROINFA) under the new Brazilian electric power sector regulation. Renewable Energy, 33, p.65-76, 2008

DUTRA, R. M., 2007. Propostas de políticas específicas para energia eólica no Brasil após a primeira fase do PROINFA. Rio de Janeiro. Tese de doutorado Programa de Planejamento Energético COPPE/UFRJ.

EHLERS, L., 2014. Understanding the challenges for infrastructure finance. BIS working papers No 454. Disponível em: <https://www.bis.org/publ/work454.htm>. Acesso em: janeiro de 2019.

ELETROBRAS, 2018. Plano Anual do Proinfa 2018. PAP 2018. Disponível em: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em: janeiro de 2019.

ELLERY JÚNIOR, R.; NASCIMENTO JUNIOR, A.; SACHSIDA, A., 2018. Avaliando o impacto do Programa de Sustentação do Investimento na taxa de investimento da economia brasileira. 2018.

ENEI, J. V. L., 2007. Project finance, financiamento com foco em empreendimentos (Parcerias público-privadas, leveraged, buy-outs e outras figuras afins). Saraiva.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética, 2018. Nota Técnica 041/2018. Participação de empreendimentos eólicos nos leilões de energia no Brasil – evolução dos projetos cadastrados e suas características técnicas. Brasília: EPE/MME, 2018.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2027 (PDE 2027). Brasília: EPE/MME, 2018.

FARIA, V. C. S., 2003. O papel do project finance no financiamento de projetos de energia elétrica: caso da UHE Cana Brava. Dissertação de mestrado Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

FILHA, D. C. M., A, 1995 Contribuição do BNDES para a Formação da Estrutura Setorial da Indústria Brasileira no Período 1952/89. Revista do BNDES. V. 2. N. 3. P 151-166.

FINNERTY, J. D., 1999. Project Finance: engenharia financeira baseada em ativos. Qualitymark.

FORTUNA, E., 2012. Mercado financeiro: produtos e serviços. Qualitymark Editora Ltda.

FRISCHTAK, C., 2010 Financiamento voluntário de longo prazo no Brasil: análise e recomendações. 2010.

FRISCHTAK, C.; NORONHA, J., 2016. O financiamento do investimento em infraestrutura no Brasil: uma agenda para sua expansão sustentada. CNI.

FRISCHTAK, C., PAZARBASIOGLU, C., BYSKOV, S., HERNANDEZ PEREZ, A., & CARNEIRO, I. A., 2017. Towards a more effective BNDES. World Bank.

FRISCHTAK, C. R.; MOURÃO, J.; ASSISTÊNCIA DE BERNARDO FERNANDES, Com. O Estoque de Capital de Infraestrutura no Brasil: Uma abordagem setorial. DESAFIOS DA NAÇÃO, p. 133, 2017.

GATTI, S., 2018. Project finance in theory and practice: designing, structuring, and financing private and public projects. Elsevier.

GIACOMONI, B. H.; SHENG, H. H., 2013 O impacto da liquidez nos retornos esperados das debêntures s brasileiras. Revista de Administração, v. 48, n. 1, p. 80-97, 2013.

GWEC – Global Wind Energy Council, 2018. Global Wind Report 2017. Disponível em: <https://gwec.net/members-area-market-intelligence/reports/> Acesso em março de 2019.

GWEC – Global Wind Energy Council, 2019. Global Wind Report 2018. Disponível em: <https://gwec.net/members-area-market-intelligence/reports/> Acesso em março de 2019.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2018 – Séries Históricas Produto Interno Bruto. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/> . Acesso em dezembro de 2018.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 2019 – Preços e Custos: IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/estatisticas-novoportal/economicas/precos-e-custos.html>. Acesso em: março de 2019.

IEA, International Energy Agency, 2015. Projected Cost of Generating Electricity. IEA.France.

IEA, International Energy Agency, 2018. World Energy Outlook 2018. IEA. France.

IRENA, International Renewable Energy Agency, Renewable Energy Statistics 2018.

IRENA, International Renewable Energy Agency, 2019. A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation. 2019.

LEITE, A. D., 2007. A Energia do Brasil. 2ª ed., Rio de Janeiro, Elsevier

MACHADO, Raphael Amorim; GOMIDE, Alexandre de Ávila; PIRES, Roberto Rocha Coelho. Arranjos, instrumentos e ambiente político-institucional na reconfiguração da ação estatal em políticas de infraestrutura no Brasil. 2018.

MAURER, L.; BARROSO, L., 2011. Electricity auctions: an overview of efficient practices. The World Bank.

MARÇAL, H. V., 2018. Apresentação em evento.

MELO, E.; SANTOS, R.; YAMAMOTO, S., 2012. The energy policies and legal framework regulation of Brazilian market for renewable energy. ESTUDOS E PESQUISAS, n. 452, 2012.

NETO, C. A. S. C.; CONCEIÇÃO, J. C. P. R.; ROMMINGER, A. E., 2015. Impacto Da Infraestrutura De Transportes Sobre O Desenvolvimento E A Produtividade No Brasil. IPEA.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017. Apresentação do engenheiro Marcelo Prais no Programa de Planejamento Energético, COPPE, UFRJ.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2018. Reservatórios. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/energia-agora/reservatorios>. Acesso em: outubro de 2018.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019. Mapa do SIN. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: outubro de 2018.]

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2019a. Histórico da Operação, energia natural afluenta e geração de energia. Disponível em: <http://ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>. Acesso em: fevereiro de 2019.

PAULA, A. L. P., 2017. O efeito da transparência sobre a liquidez do mercado secundário de debêntures no Brasil. Dissertação de mestrado FGV/SP.

PIMENTA, F. M., ASSIREU, A. T.; Simulating reservoir storage for a wind-hydro hydrid system. Renewable Energy, v. 76, p. 757-767, 2015.

PINHEIRO, F. A. P.; SAVÓIA, J. R. F.; SECURATO, J. R., 2015. Basileia III: impacto para os bancos no Brasil. Revista Contabilidade & Finanças, v. 26, n. 69, p. 345-361, 2015.

PORRUA F, Bezerra B, BARROSO L, FRANCISCO RALSTON PL, PEREIRA M., 2010. Wind power insertion through energy auctions in Brazil.

PRIMAVERA, C. G., 2018. Apresentação realizada no VIII Seminário sobre matriz e segurança energética brasileira e 14º Brazil Energy and Power. FGV/RJ.

PROCHNIK, M.; PEREIRA, V. M. S. C., 2008. Fontes de recursos do BNDES 1995-2007.

PSR, 2018. Energy Report edição julho de 2018. Contrato Eólico, Parte 2: Sai a Rainha Vitória, Entra o Atirador do Texas. Rio de Janeiro.

RAISER, M.; ROLAND, C.; PAUL, P.; BRINCEÑO-GARMENDIA, C.; KIKONI, E.; KIZITO, J.; VIÑUELA, L., 2017. Back to Planning: How to Close Brazil's Infrastructure Gap in Times of Austerity. World Bank. Disponível em: <http://documents.worldbank.org/curated/en/386151499876913758/pdf/117392-REVISED-PUBLIC-Back-to-Planning-How-to-Close-Brazil-s-Infrastructure-Gap-in-Times-of-Austerity-with-cover-page.pdf>. Acesso em: janeiro de 2019.

RAMOS, R., 2018. Debêntures de infraestrutura – evolução do mercado e participação do BNDES. Apresentação no GT de debêntures da câmara dos deputados. 2018.

REGO, E. E., 2012. Proposta de aperfeiçoamento da metodologia dos leilões de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado: aspectos conceituais, metodológicos e suas aplicações. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

ROMEIRO, D. L., 2014. Escolha de Tecnologias de Geração Elétrica: o Índice Custo Benefício e a Competitividade de Termelétricas a Gás Natural no Brasil. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia da UFRJ.

SAES, R. M, 2016. Contrato de suporte de acionistas. 2016. Dissertação de mestrado, FGV/SP.

SCANNELLA, E., 2012. Project finance in the energy industry: new debt-based financing models. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/228120528\\_Project\\_Finance\\_in\\_the\\_Energy\\_Industry\\_New\\_Debt-Based\\_Financing\\_Models](https://www.researchgate.net/publication/228120528_Project_Finance_in_the_Energy_Industry_New_Debt-Based_Financing_Models). Acesso em: janeiro de 2019.

SAPORTA, L. A. C., 2017. O Papel dos Reservatórios de Hidroelétricas na Integração da Geração Eólica no Sistema Interligado Nacional. Tese de doutorado. Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ.

SIFFERT FILHO, N. F.; ALONSO, L. A.; CHAGAS, E. B.; SZUSTER, F. R.; SUSSEKIND, C. S., 2009. O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de project finance. BNDES setorial, Rio de Janeiro, nº 29, p. 3-36, 2009.

SILVA FILHO, E. B., 2014. Financiamento da infraestrutura no Brasil: limites dos mecanismos convencionais e alternativas a partir do investimento estrangeiro e do mercado de capitais. In Brasil em desenvolvimento 2014, Estado, planejamento e políticas públicas. IPEA.

STN, Secretaria do Tesouro Nacional, 2018. Boletim de subsídios do Tesouro Nacional no âmbito do PSI e nos empréstimos ao BNDES: 2o bimestre – versão retificada. STN, 2018. Disponível em: <https://www.tesourotransparente.gov.br/>. Acesso em janeiro de 2019.

TINSLEY, R., 2000. Advanced project fi nancing. Londres: Euromoney Books.

TOLMASQUIM, M. T., 2011. Novo modelo do setor elétrico brasileiro. Synergia,

TORRES FILHO, E. T.; MACAHYBA, L. O elo perdido: o mercado de títulos de dívida corporativa no Brasil: avaliação e propostas. São Paulo: IEDI, 2012.

TORRES FILHO, E. T.; DA COSTA, F. N., 2013. Financiamento de longo prazo no Brasil: um mercado em transformação. Texto para Discussão, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA), 2013.

TORRES FILHO, E.; MACAHYBA, L., 2015. Long Term Corporate Financing in Brazil: Is Brazil Becoming'Normal'?. MINDS Discussion Papers, n. 02, 2015.

VALOR, 2018. Echoenergia cresce no mercado livre. Valor Econômico, 19 de novembro de 2018. Disponível em: <https://www.valor.com.br/empresas/5988059/echoenergia-cresce-no-mercado-livre>. Acesso em: fevereiro de 2019.

VALOR, 2019. Casa dos Ventos e Vale fecham parceria. Valor Econômico, 17 de janeiro de 2019. Disponível em: <https://www.valor.com.br/empresas/6067877/casa-dos-ventos-e-vale-fecham-parceria>. Acesso em: fevereiro de 2019.

VAZQUEZ, M.; HALLACK, M.; QUEIROZ, R., 2018 Financiamento de longo prazo no setor de infraestrutura. In Governança da Política de Infraestrutura, condicionantes institucionais ao investimento, IPEA 2018.

VIANA, A. G., 2017. Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil. 2017. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo.

WACHSMANN, U.; TOLMASQUIM, M. T., 2003. Wind power in Brazil—transition using German experience. *Renewable Energy*, v. 28, n. 7, p. 1029-1038, 2003.

WAJNBERG, D., 2014. Debêntures de infraestrutura: emissões realizadas e perspectivas. 2014

WAJNBERG, D., 2015. Cinco anos de debêntures de infraestrutura: uma avaliação de efetividade do instrumento.

YESCOMBE, E. R., 2007. Project finance: wybrane elementy finansowania strukturalnego. Oficyna a Wolters Kluwer Business, 2007.

ZENDRON, P., 2006. Instituições bancárias, concessão de créditos e preferência pela liquidez: três ensaios na perspectiva pós-keynesiana. Tese de doutorado IE/UFRJ.