



**UNIVERSIDADE FEDERAL DA BAHIA  
FACULDADE DE ECONOMIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA  
MESTRADO E DOUTORADO EM ECONOMIA**

**LAISE STEFANY SANTOS COSTA**

**NA CONTRAMÃO DA “TEORIA DOS PREÇOS”: OS DESAFIOS  
PARA O FINANCIAMENTO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO  
BRASIL**

Salvador  
2025

**LAISE STEFANY SANTOS COSTA**

**NA CONTRAMÃO DA “TEORIA DOS PREÇOS”: OS DESAFIOS  
PARA O FINANCIAMENTO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO  
BRASIL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Economia da Universidade Federal da Bahia como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Economia.

Área de concentração: Desenvolvimento Econômico.

Orientador: Prof. Dr. Nuno Jorge Teles Rodrigues Sampaio.

Salvador  
2025

Ficha catalográfica elaborada por Valdinea Veloso CRB 5/1092

Costa, Laise Stefany Santos

C837      Na contramão da “teoria dos preços”: os desafios para o  
financiamento de empreendimentos eólicos no Brasil / Laise  
Stefany Santos Costa. - Salvador, 2025

93f. tab.; fig.; graf.

Dissertação (Mestrado em Economia) -  
Faculdade de Economia, Universidade Federal da Bahia, 2025

Orientador: Prof. Dr. Jorge Teles Rodrigues Sampaio

1. Desenvolvimento econômico 2. Energia eólica 3. Geração de  
energia 3. BNDES I. Sampaio, Jorge Teles Rodrigues II. Título  
III. Universidade Federal da Bahia

CDD 338.0981



**TERMO DE APROVAÇÃO**

**LAISE STEFANY SANTOS COSTA**

**"NA CONTRAMÃO DA 'TEORIA DOS PREÇOS': OS DESAFIOS PARA O FINANCIAMENTO DE EMPREENDIMENTOS EÓLICOS NO BRASIL"**

Dissertação de Mestrado aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Economia no Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Economia da Universidade Federal da Bahia, pela seguinte banca examinadora:

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** NUNO JORGE RODRIGUES TELES SAMPAIO  
Data: 21/03/2025 09:49:06-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Nuno Jorge Rodrigues Teles Sampaio  
(Orientador – UFBA)

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** DANIEL LEMOS JEZIORMY  
Data: 21/03/2025 09:57:37-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Daniel Lemos Jeziorny  
(UFRGS)

Documento assinado digitalmente  
**gov.br** LUCAS TRENTIN RECH  
Data: 21/03/2025 15:49:15-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Prof. Dr. Lucas Trentin Rech  
(UFBA)

Aprovada em 20 de março de 2025.

*Dedico esta dissertação à Ti Senhor, pois, fostes meu fiel sustento em todo tempo, aos meus pais, Raimundo César e Joelma, à minha irmã Luana e ao meu noivo Luan.*

## **AGRADECIMENTOS**

Antes de tudo e de todos, deixo aqui registrado a minha imensa gratidão à Deus. O processo não foi fácil, em alguns momentos a força e o ânimo se esvaíram, porém, em todo tempo, mesmo quando parecia que não iria conseguir, o Senhor me susteve e me trouxe à tona um cenário novo e de esperança com o qual pude chegar até aqui.

Ao meu orientador, professor Nuno Jorge Teles Rodrigues Sampaio, o meu muito obrigada. Obrigada por confiar na minha capacidade, por dispensar todo apoio e dedicação na realização deste trabalho que a cada reunião ganhava uma expressão mais clara daquilo que viria a se tornar. Agradeço também pela vossa condução com paciência, pelos *insights* fornecidos sempre com o cuidado de perguntar se estava fazendo sentido para mim. Obrigada, professor, o senhor é uma referência que carrego com admiração.

Agradeço também à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia (FAPESB) pelo suporte financeiro prestado em uma fase tão crucial para a manutenção não apenas desta pesquisa, como desta pesquisadora em tempos de pandemia.

Aos meus pais, por todo o amor e cuidado com a minha vida e com os meus estudos, dedicando sempre o melhor para que eu pudesse chegar até aqui. Vocês expressam a minha alegria em encerrar esse ciclo com a certeza de que valeu a pena todo esforço, por vocês e para vocês, minha eterna gratidão. À minha querida irmãzinha, Luana, obrigada por ser leveza em dias de caos e por emprestar o seu “precioso monumento gamer” nos últimos dias para que eu pudesse concluir o meu trabalho, obrigada.

Ao meu amado noivo, Luan, com quem celebro juntamente mais essa vitória, obrigada por todo apoio, puxões de orelha e lembretes diários de que iria conseguir, “falta só mais um pouco”, “engata a marcha”, suas palavras de incentivo e o seu cuidado nos detalhes fizeram toda diferença.

E à toda a minha família e amigos que participaram direta ou indiretamente, contribuindo com o seu apoio, seja através de uma palavra de ânimo ou mesmo no silêncio de uma oração que alcançou os seus propósitos. Obrigada de coração.

## **RESUMO**

A partir da substituição dos combustíveis fósseis por fontes renováveis como a eólica, o setor de geração de energia tem ganhado destaque como uma das respostas principais ao processo de descarbonização da matriz energética global. Por sua vez, ao se observar o ritmo lento com que os países e, notadamente o Brasil, têm caminhado nessa direção, mesmo diante da urgência apontada pelos impactos das alterações climáticas, surge o questionamento sobre quais estariam sendo os seus principais motivos. Tendo em vista o elevado nível de investimento necessário para colocar em prática esse objetivo e as características inerentes as fontes renováveis, o presente trabalho busca destacar, a partir do exemplo do setor eólico brasileiro, a relevância não apenas do cenário macroeconômico atual como também a relevância dos aspectos estruturais da economia brasileira, sobretudo no quesito monetário/financeiro, que influenciam direta ou indiretamente a decisão para os investimentos em geração de energia renovável no país. Discutindo a teoria tradicional que coloca o peso sobre os ombros dos “preços certos”, em particular sobre os preços dos custos envolvidos na implementação dessas tecnologias, o trabalho foca nas questões concernentes ao ambiente de financiamento no Brasil, trazendo à tona uma importante figura desse cenário, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Assim, a fim de contribuir para o desenvolvimento de políticas públicas mais assertivas na geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis no país, chega-se à conclusão de que, apesar da teoria convencional tentar sobrar os motivos pela ótica do preço dessas tecnologias e das respostas que o mercado pode oferecer, existem outros motivos de cunho estrutural que traçam limites ao potencial gerador renovável que o Brasil apresenta ter.

Palavras-chave: geração de energia; fontes renováveis; energia eólica; financiamento; BNDES.

## **ABSTRACT**

With the replacement of fossil fuels by renewable sources such as wind power, the power generation sector has gained prominence as one of the main responses to the process of decarbonizing the global energy matrix. In turn, when observing the slow pace at which countries, and notably Brazil, have moved in this direction, even in the face of the urgency indicated by the impacts of climate change, the question arises as to what are the main reasons for this. Given the high level of investment required to implement this objective and the characteristics inherent to renewable sources, this paper seeks to highlight, based on the example of the Brazilian wind power sector, the relevance not only of the current macroeconomic scenario but also of the structural aspects of the Brazilian economy, especially in the monetary/financial aspect, which directly or indirectly influence the decision to invest in renewable energy generation in the country. Discussing the traditional theory that places the burden on the shoulders of “right prices”, particularly on the prices of costs involved in implementing these technologies, the paper focuses on issues concerning the financing environment in Brazil, bringing to light an important figure in this scenario, the National Bank for Economic and Social Development (BNDES). Thus, in order to contribute to the development of more assertive public policies in the generation of electricity through renewable sources in the country, it is concluded that, although the conventional theory tries to overstate the reasons from the perspective of the price of these technologies and the responses that the market can offer, there are other reasons of a structural nature that set limits to the renewable generation potential that Brazil has.

Keywords: energy generation; renewable sources; wind energy; financing; BNDES.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Composição da Matriz Elétrica Brasileira	55
Gráfico 1 - Geração Total de Energia Elétrica no Brasil, fontes selecionadas (2012-2023)	56
Figura 2 - Comparativo do Fator Capacidade Médio Horário por Usina Eólica	60
Gráfico 2 - Financiamento de projetos na modalidade <i>Project Finance</i>	63
Gráfico 3: Desembolsos por fontes de financiamento de longo prazo	64
Gráfico 4: Volume de concessões de financiamento por setores selecionados (%)	65
Gráfico 5: Evolução Meta Selic (2010-2024)	66
Gráfico 6: Total de Desembolsos do BNDES para Empreendimentos Eólicos (2005-2024)	71
Gráfico 7: Histórico da parcela fixa da TLP <i>versus</i> Evolução da Selic	71
Gráfico 8: Desembolsos do BNDES – acumulado últimos 12 meses (R\$ trilhões constantes)	72
Gráfico 9: Desembolsos do BNDES por setor – Infraestrutura e Energia Elétrica (acumulado últimos 12 meses)	73

## **LISTA DE SIGLAS**

ABEÉOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica  
ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica  
ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulado  
BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social  
BNB – Banco do Nordeste Brasileiro  
CBEE – Centro Brasileiro de Energia Eólica  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CCG's – Contratos de Constituição de Garantias  
CMN – Conselho Monetário Nacional  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
ENF – Empresas não financeiras  
GEE – Gases de Efeito Estufa  
GOWA – Global Offshore Wind Alliance  
GWEC – Global Wind Energy Council  
IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística  
IEA – International Energy Agency  
IPCC – Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas  
IRENA – Agência Internacional de Energia Renovável  
ISES – International Solar Energy Society  
LCOE – Levelized Cost of Energy  
MAE – Mercado Atacadista de Energia  
OIS – Operador Independente do Sistema Elétrico  
ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico  
PLD – Preço da Liquidação das Diferenças  
SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica  
SMI – Sistema Monetário Internacional

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	13
<b>2</b>	<b>A TEORIA DOS PREÇOS E O CAMPO DE INFLUÊNCIA MONETÁRIA NO FINANCIAMENTO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS: O CASO PARTICULAR DO BRASIL</b>	19
2.1	A “ECONOMIA DOS PREÇOS”: TEORIA VERSUS REALIDADE	19
2.2	O CAMPO DE INFLUÊNCIA DA HIERARQUIA MONETÁRIA INTERNACIONAL	28
<b>3</b>	<b>A ENERGIA EÓLICA NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UM BREVE RELATO</b>	34
3.1	CARACTERÍSTICAS E POTENCIALIDADES PARA A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DOS VENTOS	34
3.2	REESTRUTURAÇÃO E FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	37
3.2.1	<b>O contexto da política do setor elétrico pré-reestruturação</b>	37
3.2.2	<b>Reestruturação setorial pós-1990</b>	38
3.2.3	<b>Uma visão geral da formação de preços do setor de energia elétrica no Brasil</b>	40
3.2.4	<b>Políticas públicas de fomento à expansão da geração de energia eólica e suas repercussões</b>	46
3.3	DESAFIOS SUBJACENTES PARA A EXPANSÃO DA FONTE EÓLICA NO BRASIL	49

<b>3.3.1</b>	<b>Socioambiental</b>	49
3.3.1.1	Fauna	49
3.3.1.2	Solo	50
3.3.1.3	Interferência Eletromagnética (IEM)	51
3.3.1.4	Efeito Paisagístico	51
3.3.1.5	Ruído	52
<b>3.3.2</b>	<b>Territorial</b>	53
<b>3.3.3</b>	<b>Infraestrutura</b>	54
<b>3.3.4</b>	<b>A crise dos investimentos na cadeia de geração eólica no Brasil</b>	55
<b>4</b>	<b>FINANCIANDO A ENERGIA RENOVÁVEL: OS DESAFIOS</b>	59
	<b>FINANCEIROS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL</b>	
4.1	<b>A PROBLEMÁTICA DOS PREÇOS PARA ALÉM DOS CUSTOS</b>	59
	<b>DE PRODUÇÃO</b>	
4.2	<b>O AMBIENTE DE FINANCIAMENTO RENOVÁVEL NO BRASIL</b>	62
<b>4.2.1</b>	<b>O que revela a taxa de juros?</b>	62
<b>4.2.2</b>	<b>O papel do BNDES no cenário de financiamento renovável no Brasil</b>	69
<b>4.2.3</b>	<b>O papel do Estado brasileiro na mitigação dos riscos</b>	73
<b>5</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	79
	<b>REFERÊNCIAS</b>	82

## 1. INTRODUÇÃO

Em boa parte do mundo, onde o investimento em energias renováveis é desproporcionalmente dispendioso, o motivo está, em grande medida, atrelado ao custo do financiamento que é bastante elevado.

Com um amplo mercado de consumo de energia em ascensão e riquezas em termos de recursos naturais disponíveis, o Brasil apresenta as premissas básicas para se tornar uma potência energética no futuro. Por outro lado, para concretizar tal feito é preciso oferecer mecanismos financeiros capazes de impulsionar o desenvolvimento do setor. E, tendo em vista que, empreendimentos em energia renovável como a solar e eólica geralmente exigem um custo inicial maior, o financiamento passa a ser um dos principais aspectos considerados no processo de tomada de decisão.

Na COP28, realizada em dezembro de 2023, por exemplo, os governos concordaram em triplicar a implantação global de capacidade de energia renovável, colocando o princípio da eficiência energética no centro da formulação de políticas públicas (IEA, 2024). Por sua vez, o cenário das economias emergentes, dentre elas o Brasil, demonstra que sem o contributo do financiamento público dificilmente se chegará a tais resultados.

Como parte integrante da infraestrutura, a geração de energia possui uma importância crucial no desenho das políticas de crescimento e desenvolvimento econômico de um país. Assumindo a forma de eletricidade, especificamente, ela se torna indispensável para a execução de uma série de atividades básicas do nosso cotidiano, incorporando áreas que vão desde a saúde até questões de segurança. Para além disso, ao adentrar o nível de um estado-nação, a geração de energia acaba revelando também um ponto central de luta política no século XXI (Huber; Stafford, 2023).

Essa luta advém não apenas por se tratar de um setor estratégico para a economia nacional, mas ainda por este apresentar características fundamentais para um dos principais temas e desafios da atualidade, o combate às alterações climáticas. Os extremos climáticos estão cada vez mais frequentes no mundo e seus impactos, muitas vezes irreversíveis e de longo alcance, não se restringem apenas aos danos dos recursos naturais e ao meio ambiente, mas também em desafios socioeconômicos de magnitudes imprevisíveis. A divulgação dos riscos globais,

realizada na reunião anual do Fórum Econômico Mundial em Davos, na Suíça, em janeiro deste ano, por exemplo, reflete a relevância desse desafio. Em entrevista com aproximadamente 900 especialistas ao redor do mundo oriundos de diversos setores da sociedade civil, academia, setor privado e governo, os eventos climáticos apareceram no topo da lista dos principais riscos em termos de severidade.

De acordo com o relatório do *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Lee et. al, 2023), os impactos climáticos na infraestrutura essencial estão levando a perdas e danos através dos sistemas de água e alimentos, afetando a atividade econômica, a saúde das pessoas e o nível de vulnerabilidade de diferentes regiões, com repercussões que vão além da área diretamente impactada pela ameaça climática. Ainda segundo o relatório, a emissão de gases de efeito estufa (GEE) provenientes de atividades humanas configura o principal causador do “aquecimento global” e, por consequência, de boa parte dos eventos mencionados.

Assim, tendo em vista que a maior parte das emissões antropogênicas deriva da queima de combustíveis fósseis – a exemplo do carvão, petróleo e gás natural – e que uma das atividades que mais faz uso dessa queima é a produção de eletricidade, o setor elétrico desponta como eixo fundamental na luta pela mitigação das mudanças climáticas. Paralelo a isso, a adoção de fontes renováveis de energia ganha destaque como resposta ao processo de descarbonização da matriz energética global.

Um levantamento feito pela ISES (Sociedade Internacional de Energia Solar, na sigla em inglês), apontou que as duas fontes renováveis que mais crescem atualmente, a solar e a eólica, registraram entre 2011 e 2021 um crescimento anual médio de 2,7% – percentual que seria três vezes maior que a soma de todas as demais fontes na comparação com o mesmo período (Portal Energia Limpa, 2023). Diante desse cenário, acompanhando o processo de mudança na estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, a geração de energia por fontes renováveis, dentre elas a fonte eólica, despertou o interesse em desenvolver uma matriz elétrica mais limpa e segura do ponto de vista da garantia energética abalada fortemente pela crise no setor sobretudo no início da década de 2000.

De acordo com o Global Wind Report 2024, a indústria eólica global instalou 117 GW de nova capacidade em 2023, um aumento de 50% em relação ao ano anterior. Este foi o melhor ano para a energia eólica, e o GWEC prevê que o crescimento continue entre 2024 e 2030. No

Brasil, o cenário não é muito diferente. Dispondo de uma matriz elétrica de origem predominantemente renovável, com destaque para a fonte hídrica, o país alcançou no ano de 2023 a marca de mais de 90% da sua capacidade adicionada por meio de usinas solares e eólicas, conforme levantamento feito pelo Ministério de Minas e Energia (MME). Além disso, o Brasil se tornou o segundo país em crescimento de energia eólica em 2023, permanecendo com a 6<sup>a</sup> posição no Ranking de Capacidade Total Instalada de Energia Eólica Onshore no mundo (ABEEÓLICA, 2024).

Esses resultados remetem primordialmente às características dos ventos no Brasil que, por serem mais constantes durante todo o ano, proporciona um melhor aproveitamento dos aerogeradores. Enquanto na Europa o regime dos ventos gera 20% da capacidade instalada, o fator de capacidade brasileiro gira em torno de 40%, o que significa que o Brasil gera mais energia e aproveita melhor o potencial dos seus ventos. Além disso, os ventos brasileiros possuem ainda o fator de complementariedade e substituição à matriz hidrelétrica que confere uma boa alternativa na promoção da segurança do sistema.

Por outro lado, apesar dessas tendências positivas em termos de geração de energia limpa, o caminho para concretizar de fato a transição energética com a superação do uso de combustíveis fósseis está longe de ser simples. E um dos principais motivos é justamente a disponibilidade de recursos necessários para tal empreendimento. A acessibilidade de financiamento de baixo custo continua sendo uma barreira crítica para a implantação do projeto de transição da matriz energética global para fontes renováveis sobretudo em muitos países em desenvolvimento.

Segundo estudos recentes do Climate Policy Initiative (2023), se os aumentos médios de temperatura global se limitarem ao previsto pelo Acordo de Paris de 2015, o financiamento climático global necessitará aumentar para cerca de US\$ 9 trilhões por ano até 2030. Considerando a realidade de muitos países em desenvolvimento, a conta é bastante elevada. Boa parte dessas economias têm de lidar com um mix de políticas macroeconômicas restritivas, lutando com orçamentos apertados na medida em que a retórica convencional invoca constantemente a necessidade de se manter a dívida pública sob controle.

Quando se compara o Brasil a outros países, por exemplo, fica evidente que um dos aspectos que penaliza o nosso desenvolvimento é justamente o estado das condições de crédito disponíveis para a implementação de tais políticas. Com um histórico persistente de elevadas

taxas de juros e uma bagagem financeira de valorização de retornos de curto prazo, os investimentos em geração de energia elétrica renovável no Brasil acabam sofrendo com a escassez de capitais de longo prazo e o alto custo de manutenção das dívidas contraídas para a sua execução.

Atrelado a isso, questões envolvendo o papel e a forma como a moeda nacional se insere no sistema monetário e financeiro internacional, oferecem alguns pontos relevantes para compreender a estrutura de financiamento disponível a economias com características semelhantes à do Brasil. Em que pese o comportamento dos principais agentes envolvidos nessa dinâmica, observa-se ainda uma mudança ao longo das últimas décadas no trato das suas relações com a moeda e com as formas de valorização do capital disponíveis, demonstrando uma crescente relevância dos retornos de curto prazo em suas carteiras de investimentos e de soluções mercadológicas para os desafios impostos a retomada do crescimento e do desenvolvimento em bases sustentáveis sobretudo em países de economia emergente.

Por muito tempo, a visão difundida partiu da consideração da estrutura de preços ou ainda da estrutura dos custos inerentes a essa “empreitada verde”. Munidos de uma base ideológica neoliberal com crescente influência da esfera financeira, governos e estudiosos tradicionais se voltavam cada vez mais para as “soluções mercadológicas”, onde o principal sustentáculo era o mecanismo de preços e a via resolutiva, a iniciativa privada. Ou seja, a alternativa para conseguir avançar no projeto de desenvolvimento sustentável de suas economias, nos mais diversos setores, passava por movimentar e garantir os “atrativos certos” aos olhos da iniciativa privada.

Contudo, ao longo da história das nações, é possível perceber que tal estratégia não foi muito além. Em muitos casos de projetos de investimentos de tamanha magnitude, a participação do Estado não foi apenas fundamental como também decisiva. Após os impactos gerados pela pandemia da Covid-19, por exemplo, esse aspecto mais uma vez veio à tona. Para enfrentar os desafios do desenvolvimento pós-pandemia, governos ao redor do mundo assumiram uma postura de “retomada econômica verde” colocando a figura do Estado na liderança dos processos de recuperação e a emergência de políticas resilientes capazes de fomentar crescimento econômico social e ambientalmente sustentável a longo prazo. Economias desenvolvidas, por exemplo, abriram mão de pacotes bilionários de investimentos com ênfase

na transição para uma economia de baixo carbono, como o caso dos EUA com o Inflation Reduction Act (IRA) e de países da União Europeia através do European Green Deal Policies and Sustainability.

Assim, considerando não apenas o cenário macroeconômico atual como também a relevância dos aspectos estruturais da economia brasileira, sobretudo no quesito monetário/financeiro, o presente trabalho busca desenvolver uma análise crítica sobre o ponto de partida da tomada de decisão para os investimentos em geração de energia renovável, discutindo a teoria tradicional que coloca o peso sobre os ombros dos “preços certos”, em particular sobre os preços dos custos envolvidos na implementação dessas tecnologias, a fim de contribuir para o desenvolvimento de políticas públicas mais assertivas na geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis no país.

Paralelamente, os sinais recentes de uma iminente crise no setor de renováveis no Brasil, realça os questionamentos a respeito dos principais motivos que têm levado a essa baixa histórica, haja vista o discurso recorrente de custos relativamente mais competitivos das renováveis em relação as demais fontes de energia proveniente de combustíveis fósseis, por exemplo. Tomando como base o desenvolvimento da indústria eólica para o processo de transição energética no Brasil, parte-se então do entendimento de que os mecanismos usuais de mercado com ampla participação do capital financeiro não são capazes de dar conta dos desafios impostos ao fomento de novos investimentos nesse setor. Ao contrário, a complexidade da dinâmica de produzir energia elétrica por fontes renováveis, reforça a importância de colocar o Estado no centro das discussões, ressaltando os perigos de uma estratégia contraditória que defende a ausência direta deste ao mesmo tempo em que o recruta para assumir riscos consideráveis relacionados a tais projetos de investimento.

Para tanto, a metodologia de pesquisa utilizada consistiu em uma revisão sistemática da literatura, a qual consiste em identificar e avaliar toda a literatura relevante sobre um determinado tópico para então derivar conclusões sobre a questão em consideração. A partir da busca realizada principalmente em bases de dados de literatura eletrônica (como Google Acadêmico, Business Source Complete ou Web of Science) como também buscas manuais (através de revisões de listas de referências em fontes relevantes), foram efetuadas leituras de trabalhos, revistas científicas e debates sobre o tema em sites de órgãos governamentais e de notícias relacionadas com a problemática. Ademais, este estudo também utilizou a análise de

dados abertos provenientes dos principais órgãos governamentais e instituições relacionadas ao mercado de energia e sistema financeiro nacional.

Por fim, o presente trabalho está organizado em cinco capítulos, sendo o primeiro esta parte introdutória sobre o tema a ser abordado, apresentando a relevância do tema, o objetivo e os procedimentos metodológicos utilizados. O segundo capítulo apresenta o referencial teórico, partindo da abordagem trazida na obra de Christophers (2024) sobre o papel que os preços dos custos das energias renováveis desempenham na tomada de decisão dos investidores, problematizando o caráter dessa visão para a realidade de economias emergentes como a brasileira que sofrem forte influência da sua estrutura monetária e financeira forjada no seio da economia internacional. O capítulo 03 traz uma contextualização da participação da geração de energia eólica no âmbito do setor elétrico nacional, tratando das suas principais características e potencialidades, da formação dos preços da energia no SEB e de alguns desafios subjacentes à sua expansão no Brasil. O capítulo 04 apresenta uma análise sobre os principais desafios financeiros associados à geração de energia renovável no Brasil, focando no comportamento de algumas variáveis que são essenciais no trato dessas fontes e, em particular, para a fonte eólica, destacando o papel do mercado de financiamento nacional de longo prazo com a figura do BNDES, o qual traz implicações para o desenvolvimento e expansão do projeto nacional de transição energética do país como um todo. Por fim, no capítulo 05 realizam-se as considerações finais do presente trabalho.

## **2. A TEORIA DOS PREÇOS E O CAMPO DE INFLUÊNCIA MONETÁRIA NO FINANCIAMENTO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS: O CASO PARTICULAR DO BRASIL**

### **2.1 A “ECONOMIA DOS PREÇOS”: TEORIA VERSUS REALIDADE**

Haja vista a urgência das alterações climáticas e seus impactos crescentes na vida social e econômica bem como o aumento das projeções de consumo de energia elétrica ao redor do mundo, pensar que o processo de transição da matriz energética está progredindo muito mais lentamente do que o necessário, suscita questionamentos a respeito do por que isso acontece.

Durante muito tempo, o sucesso das energias renováveis foi atribuído quase que exclusivamente a um único fator, o seu custo. Para ser mais exato, o custo relacionado às suas tecnologias tornou-se o padrão a ser difundido quando o assunto era a expansão da matriz energética renovável. A máxima era a de que comparado a produção de eletricidade baseada em fontes de combustíveis fósseis, a geração por fontes renováveis possuía um custo muito maior.

Entretanto, ao final da década de 2000, o cenário começou a mudar. À medida que o investimento crescia e as tecnologias avançavam, os preços da geração renovável convergiam e se tornavam cada vez mais competitivos em relação aos preços da energia gerada por combustíveis fósseis. A teoria até então convencional, erguida sob o prisma do preço, celebrava o momento considerando ter ultrapassado os entraves para o deslanche da transição energética. A ideia por trás desse argumento considera que a redução dos custos das tecnologias de energias renováveis atrairia mais capitais privados para o setor, porém, conforme analisa Christophers (2024), olhar predominantemente para este preço é se basear no lugar errado.

Quando se observa o grande desenvolvimento das energias renováveis ao longo da última década, a característica que mais se destaca é a participação dos governos em todo o mundo por meio de uma série de subsídios e outros mecanismos de apoio. Ou seja, apenas a redução nos custos de geração não simbolizou o parâmetro apropriado para a avaliação das perspectivas atuais e futuras de investir nas fontes renováveis. Existia outra categoria mais significativa a comandar a tomada de decisão por parte do investidor privado que, por outro lado, sem o apoio público ainda assim não se sustentava sozinho.

A realidade demonstrou, portanto, que os preços em queda não geravam por si a atração necessária para o investimento dos capitais privados ao passo em que os créditos fiscais além de impulsionarem o barateamento das tecnologias renováveis, fomentava a expansão da matriz energética como um todo. Para além disso, existia um paradoxo apontado por Christophers (2024) diante do qual os adeptos da defesa do “poder dos preços” ao mesmo tempo em que defendiam a eliminação do apoio governamental, no menor sinal de sua ausência tornavam-se os primeiros a reivindicarem a necessidade do mesmo.

Assim, segundo Christophers (2024), o parâmetro mais significativo para se levar em conta não está associado propriamente ao custo ou “preço de custo” das energias renováveis, mas sim a outro fator economicamente decisivo, o lucro. Muito embora estejam correlacionados, esses dois parâmetros propõem análises bem distintas. Enquanto olhar apenas pela ótica do preço de custo dessas tecnologias pode sugerir a solução dos problemas, visto que estes têm se reduzido ao longo dos anos, confrontar com a realidade dos investimentos no setor de energia para geração de renováveis oferece a principal característica do capitalismo, a capacidade de transformar capital em mais capital.

Ao observarmos o desenvolvimento da indústria renovável, mesmo após o período de reestruturação dos setores de energia direcionados sobretudo às reformas de mercado das décadas de 1980 e 1990, o ritmo do investimento em energia limpa não conseguiu acompanhar as projeções para o cumprimento das metas climáticas e tão pouco corresponder ao apetite de valorização do capital. Alguns estudos considerando a variabilidade das fontes renováveis como a solar e eólica, por exemplo, têm analisado os mecanismos de suporte dado aos produtores de eletricidade renovável diante da perspectiva da queda do valor da energia produzida em relação ao seu custo.

A realidade deste quanto de qualquer outro mercado seria então a realização do lucro. Se não previrem a rentabilidade, em suma, os capitalistas não investem. Desta maneira, o custo de geração relativamente baixo se torna crucial apenas sob certas condições. Dentre algumas das possíveis condições pode-se citar: (i) a forma com a qual a indústria de eletricidade está estruturada, se esta se encontra integrada verticalmente ou não, (ii) a relação entre custos e receitas (de que maneira esta relação se mantém diante de certas alterações na indústria e no mercado) e (iii) a condição relacionada à própria natureza do produto que, neste caso, por se

tratar da geração de eletricidade, a forma ou a fonte com a qual é produzida de fato importa, não caracterizando a eletricidade como um produto homogêneo (Christophers, 2024).

Estudando os mercados europeu e norte-americano, Green e Léautier (2015) identificam que, nos últimos anos, o rápido aumento da capacidade renovável na Europa deprimiu os preços de mercado da energia. A partir desses estudos, os autores fornecem expressões analíticas de como o crescimento da participação de fontes renováveis afeta a dinâmica do mercado de geração de eletricidade. O fato de não proporcionar a rentabilidade esperada ou ainda aceitável pelos capitais privados devido a eventos inerentes das fontes renováveis como a sua intermitência se torna o ponto crucial das avaliações da dinâmica de transição energética dos mercados de eletricidade.

Ainda segundo Green e Léautier (2015), conforme a capacidade renovável aumenta, o valor da energia pode diminuir mais rápido do que o seu custo. Então, entendendo-se como valor o preço da energia gerada, com a queda do seu valor, eles chegam a conclusão que a parcela de subsídio requerida pode vir a crescer de maneira a nunca mais parar por conta do fornecimento de segurança para os produtores renováveis em garantir o despacho da sua geração. Esse aspecto torna ainda mais claro a característica do capital privado nesses mercados necessitarem do suporte público para corresponder ao seu retorno esperado e por vezes não garantido.

Além disso, outra questão relacionada com a redução do preço ou valor da energia é que este aspecto também pode afetar negativamente a produção de outras tecnologias de geração de base, ou seja, aquelas que de alguma forma servem como alternativa caso a produção via renováveis não se concretize, tornando difícil a sua sobrevivência no mercado e gerando uma maior instabilidade ao sistema com perda de segurança energética. Geralmente, a geração de base é composta por fontes de energia variáveis tais como as provenientes de combustíveis fósseis ou ainda através da geração nuclear.

Prosseguindo com as análises em torno dos preços da energia, uma prática que se tornou bastante comum nas avaliações econômicas foi a adoção do chamado LCOE (custo nivelado de eletricidade) para comparar tecnologias alternativas de geração de energia. O LCOE expressa o custo do ciclo de vida completo (fixos e variáveis) de uma tecnologia de geração de energia por unidade de eletricidade (MWh) e no início da década de 2010 já tinha se tornado uma língua franca para discutir a economia da transição energética (Christophers, 2024;

Edenhofer et al., 2013). Em termos gerais, considera-se os custos de vida útil da unidade de energia (ou sistema) em análise e os divide pela produção de energia elétrica estimada ao longo da vida útil desta unidade, fornecendo como saída o custo por unidade de energia elétrica (\$/kWh). Nesse sentido, o resultado dos cálculos do LCOE refere-se ao preço pelo qual uma entidade geradora de energia deve vender essa energia para atingir o ponto de equilíbrio ou, em termos financeiros, atingir um valor presente líquido (VPL) de 0. Normalmente, o LCOE é expresso como preço por unidade de eletricidade, como quilowatt-hora (KWh) ou megawatt-hora (MWh) (Castro; Borges; Simone, 2023; Bahia, 2024).

Ainda, segundo Bahia (2024), para calcular o LCOE com precisão, deve-se considerar os seguintes componentes: (i) o custo inicial de investimento (Capex); (ii) o custo operacional (Opex); (iii) a energia total produzida pelo sistema (EP); e (iv) o valor residual dos equipamentos (Residual). Ou seja, cada um desses componentes carrega consigo uma série de outros fatores associados exclusivamente ao tipo de tecnologia de geração que se pretende estimar o LCOE, de forma que, a fórmula simplificada descrita por Bahia (2024) é a seguinte:

$$\text{LCOE} = (\text{CT}) / (\text{EP})$$

$$\text{CT} = \text{Capex} + \text{Opex} - \text{Residual}$$

Dessa maneira, a sua utilidade está comumente associada ao processo de comparação entre fontes de geração que possuem diferentes variáveis incorporadas ao seu cálculo como, por exemplo, custo de combustível, vida útil, perfil de uso, entre outras, além de também poder incluir uma taxa de desconto para levar em conta a inflação e outros fatores que afetam os fluxos de caixa futuros (Gomez-Rios; Galvez-Cruz, 2021; Castro; Borges; Simone, 2023). Ademais, as variáveis incluídas e a complexidade geral desse cálculo do custo de energia podem diferir dependendo do método ou da ferramenta usada para tal. Dois exemplos dessa característica podem ser verificados a partir da “calculadora” utilizada pelo US National Renewable Energy Laboratory (NREL) para determinar o LCOE que leva em conta oito variáveis, enquanto uma ferramenta usada pela Stanford University inclui mais de uma dúzia (Bahia, 2024).

Assim, tendo em vista a abertura e dinamismo que o cálculo do LCOE proporciona e levando em conta a percepção particular dos formuladores de políticas, por exemplo, entende-se que essa métrica pode apresentar uma infinidade de possibilidades conforme se avalia a relevância

ou não de determinada variável para o seu cálculo, dificultando então uma comparação robusta entre as diversas fontes de energia. Uma analogia interessante que pode ser atribuída ao papel do LCOE é a de que apenas assumi-lo como métrica seria como dizer que um carro custa muito mais do que uma bicicleta e, por conta disso, todos devemos comprar bicicletas em vez de carros. No entanto, há de se considerar que carro e bicicleta estão provendo serviços de naturezas diferentes apesar de trazerem consigo finalidades semelhantes. Nesse sentido, o LCOE não pode ser entendido como critério exclusivo na tomada de decisão por tecnologias de geração de energia elétrica (Guimarães, 2019).

Evidências adicionais são trazidas por Joskow (2011) ao demonstrar que o uso do LCOE como métrica é inadequado para comparar tecnologias de geração intermitentes com tecnologias de geração distribuível, como nuclear, gás e carvão, por exemplo. Este fato se deve, segundo o autor, porque a métrica não leva em consideração as diferenças nos perfis de produção das tecnologias tampouco as grandes variações associadas ao valor de mercado da eletricidade que elas fornecem. Algo passível de ocorrer com essa avaliação seria então a supervalorização das tecnologias intermitentes em relação as distribuíveis ou ainda entre as próprias tecnologias intermitentes como a eólica em comparação com a tecnologia de geração solar.

Um evento recente que corrobora com essa análise é o fato do CMN ter reduzido os juros de financiamento para a indústria eólica e aumentado para a indústria de energia solar. Nos últimos anos, o Brasil experimentou um crescimento expressivo do segmento de energia solar o qual avançou cerca de sete vezes o ritmo observado pelo setor eólico desde 2014. Diante disso, o governo assumiu a postura de tentar amenizar o desequilíbrio que o setor de energia eólica já vinha enfrentando há algum tempo, correspondendo também a pedidos de empresas do setor por algum tipo de intervenção (Soares, 2024).

Levando em consideração o mercado atacadista de eletricidade, ao longo de um ano típico, existe uma variabilidade grande no valor da eletricidade fornecida que merece ser destacada. Durante certos períodos do ano, os preços atingem níveis extremamente elevados enquanto que, em boa parte dele, os preços tendem a variar em níveis mais baixos. Por exemplo, durante os períodos de pico no consumo de energia, geralmente na parte diurna, o valor de mercado da eletricidade tende a ser mais alto. Por sua vez, no período da noite, esse valor tende a ser menor. Com isso, o que se observa em relação a produção disponível e características de cada tecnologia é que para a geração eólica ocorre o pico de produção justamente nos períodos onde

o valor de mercado da eletricidade está geralmente mais baixo ao contrário da geração solar, cuja produção é mais fortemente ponderada quando os preços estão relativamente altos (Joskow, 2011).

Caminhando dentro dessa perspectiva, um dos mais significativos e influentes defensores do LCOE foi a própria AIE (Agência Internacional de Energia). Em diversos momentos, a AIE produziu relatórios catalogando a diferença entre os custos da produção renovável e convencional dando ênfase no preço relativo entre essas tecnologias. A proporção que esse parâmetro adquiriu tanto no meio acadêmico quanto nos órgãos oficiais foi caracterizada por Christophers (2024) como um “fetiche”. Ademais, segundo o autor, o LCOE serviu durante muito tempo como uma espécie de camuflagem conveniente nas mãos de decisores políticos, muito devido ao domínio e influência ainda contínua da indústria de combustíveis fósseis.

Para além disso, é possível encontrar diversos trabalhos e estudos que abordam questões sobre decisões de investimento e escolha entre as tecnologias de produção de energia elétrica pela ótica do LCOE. Aquila et al. (2021), constroem uma análise de risco econômico a partir do custo nivelado da energia eólica para o estado de São Paulo comparando o LCOE de 63 principais cidades em relação à média mundial do LCOE de energia eólica. Ou seja, usualmente, o LCOE ainda segue sendo utilizado em avaliações como indicador de comparação entre diferentes tecnologias ao redor do mundo, inclusive no Brasil (Schmidt; Born; Schneider, 2012; Bruck; Sandborn; Goudarzi, 2018; Aldersey-Williams; Broadbent; Strachan, 2019; Aquila *et al.*, 2021).

Não muito distante dos princípios norteadores do que se pode chamar por ortodoxia no ambiente econômico, a perspectiva centrada nos preços liderou a compreensão dos problemas ambientais contemporâneos fornecendo a ideia de que o preço seria o parâmetro mais apropriado e eficiente no trato da formulação de políticas com o objetivo de impulsionar a transição energética. E, apesar de questões de poder e interesses privados desempenharem sua parcela de influência quando o assunto é transição energética, a máxima dos custos das tecnologias de geração recebe destaque nas análises.

A hegemonia aparente da lógica de preços reproduzia assim os elementos centrais do núcleo intelectual prevalecente da época. Tal lógica remete o contexto histórico do domínio das ideias provenientes do “Consenso de Washington” sobre a governança dos mercados livres que se

espalhou ao redor do mundo. A trajetória de descarbonização de vários setores da economia, por exemplo, foi amplamente enquadrada como um problema de preços onde a solução também seria conquistada através de mecanismos de preços. Nesse âmbito, criou-se uma espécie de “manual a ser seguido” envolvendo a criação e abertura de mercados, dentre os quais podemos destacar o mercado de carbono que estabelece a compra e venda de créditos de carbono entre empresas ou países através do chamado “cap-and-trade” (Babb; Kentikelenis, 2021).

No sistema de “cap-and-trade”, um número pré-determinado de licenças é criado, permitindo a emissão de uma certa quantidade de poluentes. Estas licenças são então alocadas ou vendidas aos agentes de mercado, que podem comercializá-las (EPE, 2020, p. 14). Atualmente, diante de um novo paradigma fundamentado no poder das finanças globais, denominado por Gabor (2020) como “Consenso de Wall Street”, as definições de políticas e ferramentas para mitigação da crise climática por meio da precificação e dos mecanismos de mercado ganham uma nova roupagem com características próprias e soluções lideradas pelas finanças, tendo como um exemplo emblemático a valorização do desenvolvimento de classes especiais de ativos como os denominados “ativos verdes” e/ou climáticos (Gabor, 2020; Dafermos; Gabor; Michell, 2021).

Por outro lado, é interessante notar que o mercado mais celebrado mundialmente como o ápice do liberalismo econômico, a destacar, o mercado norte-americano, é também um dos principais defensores, através da figura das empresas do setor de energia, da necessidade de créditos fiscais para a indústria de geração renovável (Christophers, 2024). A falta de um mercado satisfatório para o desenvolvimento e/ou financiamento de novos projetos de energia renovável compõe uma das principais queixas dos empreendedores.

Dito isso, no plano da realidade dos mercados de energia com crescente participação de fontes renováveis, a teoria por si só não oferece a ótica mais apropriada para lidar com as especificidades do fornecimento de energia elétrica por meio de tecnologias intermitentes como a eólica e a solar. Ademais, o futuro da energia renovável em larga escala tem demonstrado ser mais difícil de se conquistar que o esperado, convergindo com o entendimento levantado por alguns autores de que há limites para a taxa na qual o investimento pode aumentar na medida em que os preços dessas energias tendem a cair mais rapidamente que seus custos (Butler; Neuhoff, 2008; Hirth, 2013).

O mercado de renováveis no Brasil, por exemplo, tem enfrentado um momento de crise onde aspectos relacionados a falta de demanda repercutiu em sérios prejuízos para o setor. Os registros apontam que até agosto de 2024, só no setor de energia solar, as empresas haviam acumulado prejuízos de cerca de R\$ 237 milhões, enquanto que no segmento de energia eólica as perdas ultrapassaram R\$ 700 milhões (Valor, 2024). Os cortes de geração que repercutiram em tais prejuízos partiram de decisões do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) que, argumentando não haver demanda correspondente, optou por restringir a geração de energia elétrica por essas fontes. Outro aspecto importante a considerar é que as empresas envolvidas não possuem controle sobre tais decisões.

Dessa maneira, a falta de visibilidade e previsibilidade com relação as receitas dos geradores renováveis e, em última instância, com a lucratividade esperada, acaba instalando um quadro de insegurança muito grande, reforçando o caráter de boa parte desses empreendimentos recorrerem ao apoio governamental para minimizar as suas perdas. Christophers (2024) argumenta que provar essa questão não chega a ser uma tarefa simples, ou seja, provar que o apoio governamental, de fato, tende a desempenhar um papel crucial em sustentar a lucratividade dos geradores de energias renováveis.

Atrelado a isso, as dificuldades em encontrar mecanismos de financiamento que condizem com a realidade do mercado de renováveis, constituem um dos principais empecilhos para o desenvolvimento desse setor no Brasil. Considerando, em particular, a crise recente no setor das eólicas no país, uma das principais queixas por parte dos seus empreendedores se trata justamente do cenário pouco favorável para o financiamento de novos projetos e dos incentivos através da aprovação de novas regulamentações para o setor sobretudo no que diz respeito a novas oportunidades de escoar a produção também para o exterior. Haja a vista a combinação de uma redução na demanda interna por energia eólica e queda nos preços da eletricidade no mercado livre, onde a energia elétrica proveniente de eólicas tem sido primordialmente comercializada, os geradores eólicos não possuem margem para ampliar as suas unidades, nem tampouco construir novos complexos.

Apesar de ser bastante complexo e difuso, compreender os fatores relevantes para a crise no setor das eólicas perpassa também por verificar um crescimento incipiente do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro que segue um processo de retoma lento (IBGE, 2024), impactando, em certa medida, a demanda interna por energia elétrica. Ademais, desde 2022, o setor eólico vem

enfrentando maiores dificuldades com a expansão da produção de energia solar através do modelo de Geração Distribuída (GD), a qual ganhou apoio do marco legal da microgeração e minigeração distribuída, do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e do Programa de Energia Renovável Social (PERS) durante esse período. Concomitantemente, a valorização da geração solar fotovoltaica contou com o barateamento dos seus componentes importados da China, expandindo a sua participação tanto nas unidades comerciais quanto habitacionais por meio da GD. Nesse sentido, a pressão ocasionada pela inserção da geração solar na capacidade instalada do setor elétrico nacional, fez com que a construção de novos empreendimentos eólicos perdesse força assim como a geração de energia por meio dos parques existentes (Brito *et al.*, 2022).

De acordo com a presidente da ABEEólica, Elbia Gannoum, esta crise apresenta contornos conjunturais decorrentes de uma redução na demanda que se reflete na baixa dos contratos de compra de energia eólica, principalmente no formato dos contratos de longo prazo (PPA's), impactando toda a cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil, a qual, vale ressaltar, conta com uma importante política de conteúdo nacional na produção dos seus componentes. Assim, apesar de considerar aspectos conjunturais, existe um grande prejuízo que recai principalmente sobre a indústria de fabricação de componentes, desestimulando novos investimentos e em última (ou ainda primeira) instância acarretando na interrupção e/ou fechamento de fábricas como o caso da GE Vernova que recentemente fechou uma fábrica de pás eólicas em Suape (PE) em decorrência desse cenário (Valor, 2025).

Como podemos observar ao longo da história recente do desenvolvimento das energias renováveis, um LCOE decrescente pode não significar, com efeito, lucros maiores para uma empresa capitalista se as receitas caírem tanto quanto os custos, ou até mais. Diante de tal característica, o preço de custo não corresponderia ao melhor sinal econômico tampouco serviria como garantia de retorno sobre o capital investido, conforme algumas abordagens tradicionais tendem a sugerir. Ao contrário, existem elementos cruciais para além da constituição da métrica do LCOE que por vezes pode não ser considerado, mas que trazem um grande impacto para o sucesso ou não dos empreendimentos em geração de energia renovável.

Ao considerar, por exemplo, o preço de venda das energias renováveis e, em particular, da energia eólica, verifica-se também uma forte redução no preço médio do MWh ao longo dos últimos anos, o que por um lado eleva o fator competitividade dessa fonte de geração, mas por

outro, traz desafios para a manutenção e expansão dos parques sobretudo em ambientes que não sejam favoráveis em termos de condições de financiamento como é o caso do Brasil. Dessa maneira, conhecer em certa medida a dinâmica de formação dos preços da energia no setor elétrico brasileiro sem perder de vista as condições da infraestrutura financeira e seu papel no desenvolvimento de fontes renováveis como a eólica, é de suma importância para compreender as limitações e os desafios que o país pode enfrentar na sua trajetória rumo à transição energética.

## 2.2 O CAMPO DE INFLUÊNCIA DA HIERARQUIA MONETÁRIA INTERNACIONAL

Sob o aspecto do ambiente de financiamento para a promoção de políticas de investimentos em geração renovável, o presente tópico se insere como uma discussão pertinente haja vista sua intensa relação com um dos principais fatores relacionados à estrutura de financiamento de qualquer economia, a taxa de juros. Compreender como a economia brasileira se insere no cenário monetário e financeiro hierarquizado internacionalmente, possibilita entender um dos motivos de termos uma estrutura de financiamento de longo prazo tão frágil diante do comportamento de uma variável chave para os investimentos em energias renováveis.

Ao tratarmos do papel decisivo que as instituições financeiras desempenham no enfrentamento dos riscos de sustentabilidade e na gestão dos impactos em seus portfólios, partimos da visão de que, no capitalismo contemporâneo, o dinheiro é essencialmente dinheiro de crédito criado por essas instituições e que, em um mundo cada vez mais interconectado pelas finanças, a *performance* das economias em matéria de crescimento e desenvolvimento econômicos está intimamente relacionada a esse fator (Bonizzi; Kaltenbrunner, 2020; UNEP, 2024).

Por sua vez, para chegarmos ao entendimento de como as finanças e, em particular, as instituições financeiras, influenciam essa dinâmica, é preciso adentrar no nível mais profundo da organização e estruturação do sistema monetário internacional (SMI). Dessa maneira, o presente estudo dispõe do conceito de “hierarquia monetária” apresentado por Cohen (1999) como reflexo não apenas da capacidade de exercício das funções clássicas da moeda, mas também do “domínio” ou “influência” que estas exercem em cada região. De acordo com Conti, Prates e Plihon (2014, p. 342), “as diversas moedas nacionais têm usos e status diferenciados na economia mundial o que acaba gerando padrões igualmente diferenciados na demanda por essas moedas e nos fluxos de capitais que entram e saem dos países emissores”.

O que se nota então é que nem todas as moedas nacionais são usadas em âmbito internacional e que, mesmo entre aquelas que são, existe uma heterogeneidade muito grande de sua importância relativa no SMI. Assim, quando analisamos o modo de inserção dos países emergentes nesse sistema, verificamos algumas particularidades que confere a tais economias desafios ainda maiores no que tange a gerência da sua política econômica. Surge neste ponto uma literatura que destaca a natureza específica da financeirização na periferia, fazendo menção ao caráter subordinado que essas economias assumem diante do SMI (Carneiro, 1999; Mehrling, 2000; Becker *et al.*, 2010; Rodrigues *et al.*, 2016; Kaltenbrunner; Painceira, 2017).

Alguns autores como Prates (2002), Carneiro (2002), dentre outros, atribuem uma ordenança entre as diferentes moedas nacionais de acordo com a capacidade ou não de exercerem suas funções no cenário internacional – como meio de liquidação das transações e dos contratos, unidade de conta e reserva de valor. A partir disso, a configuração do SMI vigente pode ser resumida da seguinte forma: i) no centro, temos o *dólar*, como a moeda-chave do sistema; ii) em seguida, o *euro*, que possui um papel de destaque frente às demais moedas, mas sem atingir o status do dólar; iii) em terceiro, as demais *moedas centrais*, que também exercem funções em âmbito internacional, mesmo que de maneira secundária; e, por fim, iv) o grupo denominado como de *moedas periféricas*, a saber, aquelas que não exercem nenhuma de suas funções em âmbito internacional – a não ser em caráter excepcional (Conti; Prates; Plihon, 2014, P. 345).

Haja vista que, após o colapso de “Bretton Woods”, a posição do dólar como moeda-chave se manteve e reforçou seu status como um importante ativo financeiro frente a outras divisas, a economia norte-americana passou a ter um maior grau de autonomia em sua política, implicando uma assimetria nos fluxos internacionais de capitais que dependiam essencialmente do ciclo econômico doméstico norte-americano (Prates; Cintra, 2007). Enquanto isso, países emergentes, entre os quais o Brasil, se depararam com o que Carneiro (2008) define como atributo de suas moedas, a inconversibilidade. Segundo o autor, diz-se que uma moeda é inconversível se ela não possui aceitação no âmbito internacional e, mais precisamente, se não desempenha nesse quadro nenhuma das suas funções clássicas. Nesse sentido, no âmbito doméstico, algumas das principais manifestações do caráter de insuficiência enquanto reserva de valor, resguardada as particularidades de cada economia, diz respeito ao cenário prolongado de altas taxas de juros e a ausência ou debilidade do financiamento de longo prazo, sobretudo

em bases privadas e voluntárias por meio de créditos ou títulos de dívida denominados nessas moedas (Carneiro, 2008).

Dentro dessa perspectiva, outro conceito que emerge é o de “preferência pela liquidez”. Desenvolvido por Keynes (1936), tal conceito apresenta íntima ligação com o comportamento dos agentes em relação à moeda de forma que traduz o caráter da demanda por moeda com base em três motivos fundamentais: motivo transação; motivo precaução; e motivo especulação<sup>1</sup>. Partindo desse pressuposto, os agentes formariam suas expectativas e determinariam suas ações de portfólio conforme os rendimentos propostos por diferentes classes de ativos disponíveis, onde, de forma simplória, haveria um *trade-off* entre manter moeda ou aplicar em ativos que rendessem juros por um período de tempo maior.

Dito isso, dentre os principais elementos que afetam essa condição, cabe ressaltar o papel das taxas de juros e do câmbio. Seguindo ainda a abordagem de Keynes (1936, p. 122), a taxa de juros configura uma “recompensa pela renúncia da liquidez por um tempo determinado”. Ou seja, a taxa de juros em Keynes aparece como um fenômeno monetário que remunera os agentes dispostos a abrir mão de liquidez no presente diante das suas expectativas sobre o futuro. Assim, conforme mencionado anteriormente, um dos efeitos provenientes da hierarquia monetária recai justamente sobre os níveis de taxas de juros praticados nos países que ocupam uma posição subordinada nessa relação.

Para além disso, no âmbito internacional, a demanda por moedas nacionais e/ou ativos nelas denominados, permite observar o comportamento dos fluxos de capitais que se direcionam a esses países e, por fim, seus impactos sobre as taxas de câmbio e juros e, consequentemente, sobre as políticas econômicas nacionais. Análises empíricas mostram, por exemplo, que, em um ambiente de globalização financeira e livre mobilidade de capitais, as taxas de câmbio e de juros de países emergentes tendem a ser mais voláteis que aquelas dos países centrais. A economia doméstica dos países emergentes acaba se tornando então o palco para os movimentos especulativos do capital internacional que se retroalimentam dos altos níveis de juros desses países. Avançando neste problema, verifica-se a extrema vulnerabilidade das economias periféricas ao estágio global de preferência pela liquidez, ou seja, ao apetite e as

---

<sup>1</sup> Para uma maior compreensão desses três motivos, ver Keynes (1936).

diferentes fases dos ciclos internacionais de liquidez (Biancareli, 2007; Conti; Prates; Plihon, 2014).

Dessa maneira, apesar das mudanças recentes nas práticas e relações financeiras ocorridas ao redor do mundo, o impacto da hierarquia monetária segue moldando direta ou indiretamente o comportamento dos agentes econômicos no âmbito da economia doméstica e, a partir disso, a estrutura dos seus sistemas financeiros (Kaltenbrunner; Painceira, 2017). Algumas das características que compete ao comportamento atual desses agentes diz respeito as interações entre os diferentes setores de uma economia, como bancos, bancos centrais, empresas não financeiras e famílias (Lapavitsas, 2014).

Derivadas em grande medida do comportamento das economias centrais, as mudanças verificadas tratam do aumento das participações em ativos financeiros e financiamento de mercado por parte de empresas não financeiras (ENFs) (Stockhammer, 2004; Orhangazi, 2008), a importância da maximização do valor para o acionista (Lazonick; O'sullivan, 2000), crescente envolvimento dos agregados familiares nos mercados de crédito através de empréstimos ao consumo e/ou habitação (Gabor, 2010; Karacimen; 2016), a mudança no padrão de renda dos bancos a partir de depósitos e empréstimos para taxas e comissões (Erturk; Solari, 2007; Kregel; 2008), além de substituírem cada vez mais as captações de depósitos por financiamento nos mercados (Lapavitsas, 2009; Painceira, 2011).

A financeirização da vida cotidiana também é ressaltada como parte integrante dessas transformações. Langley (2008), ao analisar o mercado anglo-americano, ressalta como muito mais indivíduos e famílias passaram a integrar os mercados financeiros sobretudo a partir de investimentos em ações e títulos. Nas economias emergentes ou em desenvolvimento isso não ocorreu tão diferente. Por meio da ampliação do acesso ao crédito, houve um aumento do consumo das famílias – destacando-se o aumento da participação do crédito imobiliário – e a proliferação da oferta de serviços e produtos financeiros que, na grande maioria dos casos, fizeram com que o endividamento se tornasse parte do dia a dia da população (Van Der Zwan, 2014).

Pelo lado das empresas não financeiras, de acordo com Lazonick e O'Sullivan (2000), a governança corporativa voltada para “maximizar o valor do acionista” foi ganhando espaço nas

economias avançadas a partir da década de 1980, significando uma reorientação das estratégias em direção a redução do tamanho das corporações, com ênfase sobretudo na redução da força de trabalho empregada, numa tentativa de aumentar o retorno sobre o patrimônio líquido. A predileção dos gestores por retornos de curto prazo promoveu então um padrão de participação das empresas nos mercados financeiros com forte inserção no mercado de ações e derivativos, onde o capital financeiro chega em determinado momento a se sobrepor ao capital produtivo.

Uma das consequências desse comportamento discutida por Karwowski e Stockhammer (2017) remete a queda dos gastos de investimento por parte das ENFs que, por conseguinte, gera implicações deprimentes na taxa de crescimento do produto a longo prazo dessas economias. Kalinowski e Cho (2009) abordam justamente essa problemática a partir do caso específico da Coreia do Sul, destacando que a promessa de que a liberalização financeira revitalizaria o crescimento e o investimento, na verdade, não foi cumprida.

No que tange o papel dos bancos, o modelo de negócios seguiu na direção do aumento da participação dos ativos financeiros (ações, títulos de renda fixa, derivativos) nos seus balanços, significando uma mudança do financiamento bancário tradicional para o financiamento do crédito ao consumo e à especulação financeira por meio da venda de produtos financeiros advindos sobretudo da titularização (Kregel, 2008). Ao longo desse processo, uma figura que foi essencial para o desenvolvimento do crédito titularizado foi o próprio Estado. Na qualidade dos bancos centrais, nos últimos 30 anos, o Estado vem desempenhando um papel crescente no setor financeiro, principalmente por meio dos mercados de títulos do governo. O arranjo estabelecido entre o Estado e as instituições financeiras configura o que podemos chamar por “mercados *repo*” ou de recompra, onde a base das transações se ergue sobre um sistema de garantias traçados paralelamente ao fenômeno da securitização (Gabor; Vestergaard, 2016).

Entendido por envolver acordos de venda e recompra de um ativo com status de garantia, como também por envolver transações de financiamento de títulos, o mercado de repo significou uma inovação financeira que foi sendo delineada desde a década de 1980 com uma forte conexão com os mercados de dívida pública dos países. Os títulos soberanos tornaram-se a pedra angular dos mercados financeiros modernos, sendo usados como *bench-mark* para a precificação de ativos, em operações de hedge, e como garantia privada nos mercados de repo e nas operações de recompra dos bancos centrais (Bortz; Kaltenbrunner, 2018). Associado a isso, a

securitização, entendida tipicamente por envolver a transformação de um pool de empréstimos ilíquidos em títulos negociáveis, ou seja, títulos lastreados em ativos, passou a atingir uma escala cada vez maior e até antes da crise do subprime nos EUA foi considerada uma ferramenta para diversificação de riscos (Braun, 2020).

Contudo, principalmente após a crise financeira de 2008, uma crescente discussão sobre a securitização fazer parte do problema e não de uma solução se estendeu entre a literatura acadêmica e entre alguns centros de decisões políticas. Por outro lado, conforme aponta Braun (2020), esse emaranhado infraestrutural do poder do setor financeiro nos mercados globais ainda vive uma rápida difusão. Com o acirramento das condições financeiras sobretudo nos países emergentes decorrente da crise da pandemia da Covid-19 e a percepção de recuperação através de planos de investimentos vultuosos, soluções em termos de mercado, em especial, através de instrumentos financeiros, partilha a atenção com o fortalecimento do Estado no comando dessa retomada.

Assim, ao observarmos os desdobramentos de um sistema monetário e financeiro internacional hierarquizado, compreendemos que as economias periféricas enfrentam uma série de entraves para o pleno desenvolvimento de suas infraestruturas nacionais. A falta de capacidade e/ou credibilidade de endividar-se em sua própria moeda no mercado internacional, ou ainda de sua moeda exercer a função de reserva de valor, confere a estas economias uma forte dependência dos fluxos de capitais externos e dos ciclos de liquidez internacional. Como efeito disso, a administração de sua política macroeconômica é impactada e coordenada para mitigar as possíveis implicações dessa característica, pondo em xeque suas estratégias particulares de crescimento e desenvolvimento econômico. Por fim, cabe destacar ainda uma intricada relação entre o Estado e os demais agentes econômicos imersos nessa dinâmica que, na grande maioria das vezes, se origina nos países centrais e se expande para as economias periféricas de forma mais perversa por conta justamente das posições que ocupam no quadro monetário/financeiro internacional.

### **3. A ENERGIA EÓLICA NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: UM BREVE RELATO**

#### **3.1 CARACTERÍSTICAS E POTENCIALIDADES PARA A PRODUÇÃO DE ELETRICIDADE A PARTIR DOS VENTOS**

A participação da geração eólica na matriz energética brasileira começou de forma modesta no início da década de 1990. O seu marco legal remonta a instalação da primeira turbina eólica em Pernambuco, no arquipélago de Fernando de Noronha, em 1992, projeto que contou com a parceria entre o Centro Brasileiro de Energia Eólica (CBEE) e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE), a partir do financiamento do instituto de pesquisas dinamarquês *Folkecenter* (Simas, 2012).

Ao longo desse período, alguns projetos privados foram sendo implementados nos estados do Ceará e do Paraná, por exemplo, trazendo notoriedade para a produção de energia eólica no Brasil. Contudo, foi apenas na década seguinte que a indústria eólica passou a configurar uma possível alternativa para a produção de energia elétrica no país. A crise de oferta que conduziu ao racionamento energético em 2001, forneceu os argumentos necessários para a busca pela diversificação da matriz elétrica, trazendo a discussão da inserção de novas fontes de energia, sobretudo fontes renováveis, no âmbito do planejamento energético nacional.

O mix de políticas de incentivo em conjunto com o crescimento da valorização de ações direcionadas para transição das matrizes energéticas gerou então um ambiente propício para o desenvolvimento e avanço tecnológicos das fontes de geração renováveis em todo mundo. No Brasil, as fontes solar e eólica foram as que mais cresceram em termos de participação na geração de energia elétrica nos últimos anos, tendo esta última possibilitado a posição do Brasil como 6º colocado no Ranking Global de Capacidade Instalada divulgado pelo Global Wind Energy Council (GWEC) em 2024.

De forma geral, a matriz energética brasileira tem sido considerada uma das mais renováveis do mundo, possuindo aproximadamente 49% da oferta interna de energia proveniente de fontes renováveis, percentual muito acima da média global, segundo dados do Balanço Energético Nacional 2024. Vale ressaltar, porém, que muito desse caráter se vale da participação maciça das hidrelétricas na geração de energia nacional, a qual desponta como a sua principal fonte. Já

com relação a geração de energia elétrica propriamente, a participação de renováveis atingiu, em 2023, a marca de 87,9% em relação às demais fontes de sua matriz, e, paralelamente, a geração eólica obteve um crescimento de 17,4% nesse mesmo período, alcançando a marca de 95,8 TWh com uma potência instalada de 28.682 MW (EPE, 2024b).

Dito isso, grande parte do sucesso da geração eólica pode ser atribuído às características dos ventos no Brasil, os quais são extremamente favoráveis. Além de atingirem médias elevadas em muitas regiões, os ventos no Brasil possuem ótimos indicadores relacionados à constância e regularidade, assim como, grande estabilidade em sua direção e baixa variabilidade ao longo dos dias e meses. As principais áreas com maior potencial eólico no Brasil encontram-se nas regiões Nordeste (principalmente na zona litorânea), Sul e Sudeste (Alves, 2010).

Com relação ao processo de produção de energia elétrica, a geração eólica conta com uma tecnologia moderna de aproveitamento da força cinética do vento, constituída pelo que chamamos de aerogeradores ou turbinas eólicas. Essas estruturas são compostas basicamente por uma torre, um conjunto de pás acoplado a um rotor e uma nacelle. As torres sustentam as pás e a nacelle a uma altura variável propícia para o recebimento dos ventos e, em geral, são constituídas por aço e/ou concreto. As pás da turbina ficam responsáveis por captar a energia cinética dos ventos, fazendo o rotor se movimentar transformando a energia cinética em energia mecânica. Por sua vez, situadas junto ao eixo da hélice formada pelas pás, as nacelles configuram o local no qual a energia mecânica da rotação das pás é convertida em energia elétrica. Em seguida, com o movimento do gerador no rotor, parte dessa energia é convertida em energia elétrica que em altas voltagens é transmitida para rede através das linhas de transmissão (Santos; Araújo, 2023; Araújo; Willcox, 2018).

Sabe-se ainda que um conjunto de geradores independentes compõem uma usina eólica (ou parque eólico) e esta se mantém conectada a uma central de controle responsável por fornecer a energia para rede de distribuição geral. Acumulando cerca de 70% do potencial de geração na América Latina, o Brasil registrou até fevereiro de 2023, 890 parques eólicos instalados em 12 estados brasileiros. Desse total, 85% encontra-se situado na Região Nordeste. Juntos, esses parques somam 25,04 GW de capacidade instalada em operação comercial, beneficiando 108,7 milhões de habitantes. Além disso, algumas usinas eólicas também podem apresentar um sistema de armazenamento composto por diversas baterias que servem para armazenar a energia excedente que não foi prontamente consumida (Guena, 2007).

Em relação a localização de instalação desses aerogeradores, a produção de energia eólica pode ser realizada tanto em terra (*onshore*) como no mar (*offshore*). No Brasil, a expansão dos empreendimentos eólicos tem ocorrido primordialmente por meio de projetos *onshore*, contudo, o país vem avançando no compromisso com a geração de energia eólica também em alto mar. Em dezembro de 2023, durante a COP28, o Brasil aderiu à Global Offshore Wind Alliance (GOWA), iniciativa da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) e do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC) para reunir governos, setor privado, organizações internacionais e outras partes interessadas em acelerar a implantação de energia eólica offshore. Atualmente, o país apresenta mais de 78 projetos em análise pelo IBAMA, o que representa mais de 182 GW de capacidade a ser gerada para o sistema futuramente (ABEEÓLICA, 2024).

Em dezembro de 2023, o consumo nacional de energia elétrica foi de 47.170 GWh, alta de 9,1% em comparação com dezembro de 2022, o terceiro recorde consecutivo de consumo em toda a série histórica, desde 2004 (EPE, 2024a). Sendo assim, ao considerarmos os fatores envolvidos no acréscimo do consumo de energia elétrica nos últimos anos e a urgência de respostas à crise climática, o potencial de geração elétrica a partir de usinas eólicas no Brasil oferece grandes oportunidades não somente para suprir essa demanda como também trazer novas oportunidades para o desenvolvimento da economia nacional sob bases mais sustentáveis.

Nesse contexto, pensando na dimensão das características positivas, os projetos eólicos, além de possuírem curto período de construção comparado às de outros tipos de geradores de eletricidade, podem oferecer uma contribuição significativa como complemento, por exemplo, às hidrelétricas, haja vista a complementaridade sazonal entre os regimes de vento e hidrológico (Marinho; Aquino, 2007). Diversos estudos já foram desenvolvidos como forma de comprovar os benefícios técnicos e econômicos da combinação hidro-eólica (Rocha *et al.*, 1999; Amarante *et al.*, 2001; Ancona *et al.*, 2003; Jaramillo; Borja; Huacuz, 2004).

Ademais, de acordo com estudo da ASSOCIADOS (2020), nos municípios onde possuem a presença de empreendimentos eólicos, é possível verificar a evolução de uma série de indicadores socioeconômicos como, por exemplo, aumento do Produto Interno Bruto (PIB) e a geração de empregos, na região e em seu entorno, comparativamente a municípios onde não há esse tipo de empreendimento. E, sem deixar de mencionar, a produção de energia elétrica nos

parques eólicos emite quantidade neutra de gases de efeito estufa, não agravando assim o quadro das mudanças climáticas.

### **3.2 REESTRUTURAÇÃO E FORMAÇÃO DE PREÇOS NO MERCADO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA**

Seguindo pelo contexto da reestruturação do setor elétrico nacional e, por conseguinte, pelo processo de formação de preços da energia elétrica no mercado brasileiro, esse tópico pretende destacar os principais aspectos que conferem as particularidades em termos de administração e regulamentação das atividades do setor, principalmente, no que tange a introdução e consolidação das fontes renováveis na matriz energética nacional.

#### **3.2.1 O contexto da política do setor elétrico pré-reestruturação**

Ao analisarmos de forma breve o histórico nacional, o modo como estava estruturado o setor elétrico brasileiro até a década de 1990 pode ser compreendido, guardando as suas especificidades, sob bases estatais, diante da qual, a regulamentação do aparato legal, conferiu ao Estado proeminência na condução das diretrizes do setor.

Desde a década de 1930, o Estado brasileiro coloca em marcha o processo de institucionalização do setor elétrico. Nesse plano, um marco significativo diz respeito ao estabelecimento do Código de Águas – Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Este instrumento incorporou o potencial energético dos cursos d’água ao patrimônio público, concedendo à União a competência para legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, antes a critério dos estados, municípios e Distrito Federal (Werner, 2016; Gomes *et al.*, 2002).

Ainda de acordo com o Código de Águas, o critério estabelecido para as tarifas foi o “serviço pelo custo” em substituição a cláusula ouro. Esse critério determinava que a receita tarifária deveria corresponder aos custos operacionais incorridos para a prestação do serviço, acrescidos da garantia de recuperação de depreciação do capital investido (Werner, 2016).

Ao longo do período que se seguiu, o desenvolvimento da geração de energia elétrica contou com o forte apoio do Estado, contudo, isso não significou uma ausência de debates sobre os papéis que deveriam cumprir, por exemplo, a iniciativa privada. Por vários momentos, ocorreu

o acirramento das discussões sobretudo em relação a fonte de recursos destinado a capitalização dos projetos. Por sua vez, a despeito das divergências internas, as iniciativas adotadas pelo Estado, como a criação de organismos específicos e as ações de planejamento para a expansão da indústria elétrica nacional, foram de suma importância para o desenvolvimento do setor.

Nesse âmbito, segundo Werner (2016), a criação da Eletrobrás, em 1962, propiciou a consolidação do planejamento de longo prazo e do sistema interligado nacional. O setor elétrico que anteriormente estava organizado em pequenas centrais isoladas e era controlado basicamente por dois grupos estrangeiros representados pelas empresas Light e Amforp, passou a ser administrado diretamente pela Eletrobrás que detinha uma posição de influência sobre as demais organizações ao passo em que concentrava a propriedade das grandes empresas de geração e transmissão de energia elétrica no país (Gomes; Vieira, 2009).

Com as transformações ocorridas no cenário mundial durante as décadas de 1970 e 1980, o período de forte crescimento econômico no Brasil foi interrompido. A crise generalizada repercutiu no grave endividamento externo das empresas do setor elétrico que naquele momento dependiam consideravelmente do capital internacional para o desenvolvimento de seus projetos bem como atividades. Como resultado, a crise de financiamento conduziu a um processo de inadimplência que culminaria não apenas na retração dos investimentos como também no questionamento de um novo modelo institucional para o setor (Gomes; Vieira, 2009).

### **3.2.2 Reestruturação setorial pós-1990**

Devido à vulnerabilidade financeira e o aumento da dívida do setor incorrida neste período, o modelo centralizado começou a apresentar seu declínio. Para além disso, a influência da ideologia neoliberal no plano macroeconômico mundial contribuiu para o fortalecimento da defesa do processo de privatização, assim como a criação de um novo modelo para o setor elétrico direcionado pelas forças do mercado.

De acordo com Ferreira (2000), o primeiro movimento em direção a essa reforma foi realizado em 1993, com a aprovação da Lei 8.631, a qual eliminou o nivelamento geográfico das tarifas de energia e os 10% mínimos de retorno sobre ativos. Nesse sentido, foram definidos dois conjuntos de tarifas, a tarifa de suprimento (cobrada no nível de atacado entre geradoras e distribuidoras) e a tarifa de fornecimento (cobrada no nível de varejo entre as distribuidoras e

o consumidor final). Contudo, foi precisamente durante o governo do presidente Fernando Henrique Cardoso (1994-1997) que as principais medidas em direção a reestruturação e privatização do setor elétrico vieram a ser implementadas.

A Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995) se destaca como marco desse processo. Conceitualmente, essa lei estabeleceu as premissas básicas para a abertura à participação do capital privado em vários segmentos de infraestrutura, incluindo o setor elétrico. A partir de então, as concessões deveriam ser distribuídas mediante licitação na modalidade concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstrasse capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado (Ferreira, 2000; Cachapuz *et al.*, 2006; Werner, 2016).

A instauração de um mercado competitivo de compra e venda de energia elétrica no Brasil adotou assim um modelo de segregação em sua indústria, dividindo-se em quatro ramos de atividades distintas – geração, transmissão, distribuição e comercialização. Os segmentos de geração e comercialização foram os que mais se abriram à competição, enquanto nos segmentos de distribuição e transmissão se observou maior persistência de monopólios (Werner, 2016).

No que concerne às regras específicas para concessão de serviços públicos de eletricidade, foi promulgada a Lei nº 9.074 (1995), complementando a base constituída pela Lei Geral das Concessões. Esta lei, além de estabelecer a figura de novos agentes setoriais, abriu a possibilidade de prorrogação das concessões vencidas e vincendas pelo prazo de 20 anos, balizando o ambiente institucional que se formava durante o princípio da década de 1990. Ferreira (2000, p. 197) destaca ainda a importância dessa lei pela introdução do conceito de produtor independente de energia elétrica (IPP) ao designar a possibilidade de as geradoras venderem sua energia diretamente para “consumidores livres”, definidos como aqueles com uma carga de energia igual ou superior a 10 MW e voltagem usada de 69 KV ou mais.

Outras duas transformações de destaque nesse período dizem respeito a criação de um Mercado Atacadista de Energia (MAE) e a criação de um organismo denominado por Operador Independente do Sistema Elétrico (OIS). O primeiro foi concebido com a ideia de promover a transição do ambiente regulado para o ambiente de contratação competitivo através do qual seriam integrados todos os compradores e vendedores de blocos de energia. O segundo organismo, compreendido como entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, ficou

responsável por coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão dos sistemas elétricos interligados do país.

Por fim, uma mudança no ambiente regulatório também foi requerida e materializada pela criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). No final de 1996, a Lei nº 9.427, instituiu esse órgão com caráter autônomo cujas principais atribuições configuraram regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, conforme as políticas e diretrizes do governo federal.

Em linhas gerais, o processo de privatização do setor elétrico nacional, apesar do otimismo da sua classe dirigente, não logrou o êxito esperado na questão da expansão da oferta energética, uma vez que as decisões de investimento por parte do capital privado se revelaram incipientes. O modelo adotado, segundo Bielshowsky et al. (2002), já apontava condições iniciais desfavoráveis, principalmente, do ponto de vista das reservas de capacidade energética. Com um sistema quase que totalmente pautado na produção hidrelétrica e desprovido de planejamento contra possíveis riscos de escassez ou de crescimento acelerado da demanda, o país enfrentou fortes dificuldades para consolidar o seu mercado de energia de longo prazo.

Assim, o que se observou no princípio da década dos anos 2000 com a crise energética, foi justamente um sinal de alerta para a insuficiência da capacidade instalada do país, bem como a reflexão em torno da composição de sua matriz elétrica, essencialmente pautada na produção hidrelétrica.

### **3.2.3 Uma visão geral da formação de preços do setor de energia elétrica no Brasil**

A particularidade nacional de possuir uma das matrizes energéticas com maior percentual de renováveis no mundo traz consequências para o modelo de formação dos preços neste setor. Tendo como base quatro grandes premissas, quais sejam: (i) modicidade tarifária; (ii) segurança no suprimento de energia; (iii) estabilidade do marco regulatório; e (iv) inserção social, o “Novo Modelo do Setor Elétrico”, em vigor a partir de 2004, consolidou uma estrutura técnica para fins de comercialização de energia elétrica que a depender do ponto de partida oferece diferentes condições para o estabelecimento dos seus preços.

De maneira simplificada, podemos encontrar dois tipos de arranjos seguidos pelos países para operacionalizar a distribuição de energia elétrica. O primeiro modelo considera como princípio norteador na determinação dos preços o custo de produção da energia gerada ao passo em que o segundo arranjo estabelece como ponto de partida o mecanismo de preço por oferta. Em cenários onde a geração de energia ocorre de forma centralizada, o modelo por custo acaba se destacando em relação ao modelo por preço de oferta, entretanto, é possível que um mercado apresente certa flexibilidade permeando entre os dois mecanismos.

Um exemplo de país que se encaixa no formato híbrido é o Chile. Em geral, este país adota o modelo de formação de preços por custos, porém, contempla, paralelamente, um mercado de reserva onde é utilizado o modelo por oferta. No que tange ao Brasil, apesar de permitir alguma flexibilidade, o modelo característico é o baseado em custos, principalmente, considerando a dinâmica do seu mercado de curto prazo.

Nesse sentido, buscando a melhor compreensão da formação dos preços no mercado de energia brasileiro, é válido destacar a diferenciação do sistema nacional em dois ambientes de contratação específicos: o Ambiente de Contratação Regulado (ACR); e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 regulamenta e traz o entendimento sobre esses dois ambientes de contratação no âmbito do processo de comercialização de energia elétrica no país.

Também denominado por “Mercado Cativo”, o Ambiente de Contratação Regulado é o espaço no qual são realizadas operações de compra e venda de energia entre agentes geradores e distribuidoras, que, em sequência, fornecem a energia aos consumidores finais integrantes desse mercado. Em geral, o ACR atende as unidades mais comuns de consumo como as residências, pequenas empresas e consumidores rurais. Ainda, conforme a nova reforma, a prática de leilões se tornou a principal forma de contratação de energia nesse mercado, tendo o Ministério de Minas e Energia (MME) a responsabilidade pela publicação da portaria que determina as condições gerais de participação e competição nesses leilões (Estavare, 2022).

Nesse mercado, as distribuidoras devem, por regra, informar antecipadamente ao MME a quantidade de energia que desejam contratar. As geradoras, então participantes dos leilões, ofertam dispostas a dar o menor preço para fornecer energia aos consumidores cativos. Assim, definido conforme critérios de eficiência técnica e levando em consideração os custos de

produção declarados por usina geradora, as distribuidoras contratam de todas as geradoras através da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Em seguida, o Operador Nacional do Sistema (ONS) fica encarregado de fazer o despacho da energia contratada de forma centralizada no ACR (Melo, 2019).

Ainda a respeito desse mercado, com o enfoque na segurança do suprimento do sistema, tanto compradores quanto vendedores são submetidos a prestar garantias para participar dos leilões. Os vendedores devem depositar dois tipos de garantias financeiras, a primeira chamada de garantia de participação ou “*Bid Bond*” é utilizada como uma forma de seguro-garantia do licitante que o permite participar do mesmo enquanto que a segunda, denominada de garantia de fiel cumprimento ou “*Performance Bond*”, é utilizada para garantir a execução do contrato conforme o acordado entre as partes (Viana, 2018).

Já os compradores, representados pelas distribuidoras, oferecem garantias de pagamento com vinculação de recebíveis, ou seja, formalizam os chamados “Contratos de Constituição de Garantias” (CCG's). Dessa forma, com a constituição de um modelo pautado no mercado de contratos de longo prazo, a comercialização de energia se apoia em um mecanismo de garantia física segundo o qual os agentes consumidores (ou compradores) precisam garantir 100% da contratação do seu consumo, sujeito ao risco de penalidades caso contrário (Castro *et al.*, 2014).

O processo de operação do sistema entra em vigor então com a medição em tempo real, controle e organização sendo coordenadas pelo Operador Nacional do Sistema (ONS). Sob fiscalização da ANEEL, o ONS atua para garantir a geração e entrega da energia demandada a cada minuto, priorizando a geração das usinas com menor custo variável unitário (CVU). Em alguns países, esse mecanismo recebe o nome de “despacho por ordem de mérito”, tratando por mérito a geração que oferece o menor custo de produção. Assim, os agentes geradores declaram sua disponibilidade e seus custos de produção, os quais são utilizados por um operador central para despachar o sistema de forma ótima.

Quanto ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), as operações de compra e venda de energia elétrica são realizadas por meio de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. Também chamado de “Mercado Livre de Energia”, este segmento contempla consumidores com liberdade de escolha entre a empresa

que se deseja contratar energia e as condições desse serviço, como volumes, preços, formas de pagamento, tipos das fontes das quais quer comprar, entre outras (Dutra; Menezes, 2005). Contudo, para participar propriamente do ACL, os consumidores devem corresponder a um quantitativo mínimo de demanda que os diferencia em dois subtipos: consumidores livres e consumidores especiais.

Na categoria de consumidor livre no ACL, a energia de abastecimento pode ser proveniente de qualquer fonte de geração (renovável e não-renovável) e a demanda mínima contratada deve ser de 2000 kW, sendo esta apenas para a compra de energia convencional como as usinas térmicas a gás ou grandes hidrelétricas. Entre os principais consumidores dessa categoria podemos destacar os segmentos industriais eletro intensivos, grandes plantas industriais e grupos comerciais (Sozzi, 2014; Silva; Braga, 2020).

Por sua vez, os consumidores especiais fazem jus a uma tensão maior ou igual a 2,3 kV, e a demanda contratada deve ser maior que 500 kW e menor que 2000 kW, seja por unidade consumidora ou somatório de unidades com o mesmo CNPJ. Além disso, como consumidores especiais, a energia contratada obrigatoriamente deve ser proveniente de fontes de energia incentivadas, ou seja, renováveis, tais como: eólica, solar, biomassa e PCH's (Silva; Braga, 2020).

Nos últimos anos, é possível verificar um movimento maciço de migração de consumidores para o ACL que, de maneira geral, proporciona alguns benefícios com relação a autonomia da gestão de energia elétrica e a melhor previsibilidade de custos comparado ao ACR. Por outro lado, o pertencimento ao ACL traz também alguns riscos aos seus participantes, sendo um dos principais a sua maior exposição ao mercado de curto prazo. Até novembro de 2024, foram contabilizadas 56.327 unidades consumidoras pertencentes ao Mercado Livre de Energia. Esse valor representa um aumento de 53% no número de unidades consumidoras nos últimos 12 meses e um volume de energia transacionada da ordem de 175.873 MWmed (Polo; Freiria, 2024).

Com as reformas implementadas no sistema elétrico nacional, o mercado de energia brasileiro identificou a necessidade da criação do chamado “mercado *spot*” ou mercado de curto prazo (MCP), onde seria permitido o ajuste das diferenças entre os montantes de energia contratada e energia efetivamente consumida no sistema. O elemento-chave desse mercado diz respeito a

formação do “Preço de Liquidação das Diferenças” ou PLD também definido como o “custo de oportunidade” da energia no curto prazo. Ele representa ainda o resultado de um cálculo que determina os valores de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado (Melo, 2019; CCEE, 2024).

Conforme mencionado anteriormente, a maior exposição ao mercado de curto prazo pelos participantes do ACL constitui um risco pelo fato de que, se constatada a diferença entre o montante de energia contratado e o montante real consumido, haverá a necessidade de comercializar a diferença percebida a um determinado preço, e esse preço corresponde justamente ao PLD. A partir disso, devido à grande instabilidade na valoração do PLD, as unidades consumidoras no ACL se tornam mais vulneráveis às variações dessa tarifa (Cortez, 2020).

Do ponto de vista metodológico, o cálculo do PLD utiliza modelos computacionais para a precificação ótima em dado momento do tempo. Atualmente, após uma reformulação ocorrida em 2021, o PLD é calculado em base horária, ou seja, é calculado diariamente gerando-se valores para cada hora do dia seguinte e para cada um dos submercados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-oeste e Sul). Levando em consideração que a maior parte da energia brasileira é proveniente de hidrelétricas, o cálculo deve incorporar o *trade off* entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro do seu armazenamento bem como a economia que essa reserva proporcionará em relação ao uso de combustíveis pelas usinas termelétricas (Sozzi, 2014; Silva; Braga, 2020).

Nesse âmbito, o cálculo do PLD considera fatores como condições hidrológicas, preços de combustível, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, expectativa de geração de usinas não despachadas de forma centralizada, demanda de energia, custo de déficit e a entrada de novos projetos (CCEE, 2024). No início de cada ano, a ANEEL elabora e divulga o piso e o teto (valores máximos e mínimos) do PLD. Assim, tendo em vista a grande diferença entre esses valores, os quais em 2024 corresponderam a R\$ 61,07/MWh e R\$ 716,80/MWh, respectivamente, vale ressaltar como os modelos de cálculo utilizados são bastante sensíveis a variações climáticas e como isso afeta, principalmente, os contratos realizados no ambiente de contratação livre.

Os participantes do ACL então têm de assumir um planejamento mais robusto do consumo da unidade consumidora a fim de que os contratos firmados nesse ambiente se tornem menos vulneráveis às variações do PLD. Por sua vez, dado a dimensão das informações necessárias, estimar o preço ideal do PLD não é uma tarefa fácil e por vezes gera alguns questionamentos a respeito da sua eficácia. Dentre tais questionamentos, Castro et al. (2023) discutem se esse preço oferece e determina uma sinalização econômica adequada para os agentes. Os autores destacam como o Brasil optou por um sistema de formação de preços a partir de custos auditados, ou seja, custos definidos com base nas variáveis que os próprios organismos regulamentadores julgam ser relevantes para a formação e composição das variáveis de entrada dos modelos computacionais.

Assim, haja a vista toda a formalização matemática de tais modelos, Castro et al. (2023) analisam que a deficiência do PLD em servir como bom sinalizador econômico pode ser melhor atribuída à estrutura de custos do parque gerador brasileiro. As características peculiares com forte participação de renováveis gera o entendimento de que a oferta no curto prazo não dependeria necessariamente dos custos de produção, mas fatores não-controláveis como o próprio clima representariam o principal determinante tanto da oferta quanto dos preços de energia no CP.

De forma geral, a estrutura de custos de um parque gerador baseado em fontes renováveis costuma ser apoiado em custos fixos e entre os principais custos destaca-se o custo do capital investido e os custos com administração, operação e manutenção. Para além disso, existe também a dificuldade em viabilizar e captar financiamentos. Como os empreendimentos de geração de energia envolvem planejamento de longo prazo, taxas de juros voláteis e elevadas podem impactar a previsão de custos futuros e, assim, desestimular decisões de investimento. Ainda, em que pese a geração eólica, boa parte dos geradores estão inseridos no Ambiente de Contratação Livre, o que, apesar de trazer um pouco mais de flexibilidade nas transações com os consumidores, também acarreta maior instabilidade devido à volatilidade dos preços praticados.

Essa característica, associada a outro fator importante como as condições e o ambiente de financiamento de longo prazo no Brasil, por exemplo, onde as taxas de juros enfrentam períodos prolongados de alta e são mais voláteis, se torna ainda mais latente. Em paralelo, outro aspecto importante que emerge dessa discussão é o papel que a moeda nacional ocupa no sistema

monetário internacional e os limites que decorrem dessa relação em torno do desenvolvimento de condições mais favoráveis ao financiamento de energias renováveis no país. Assim, diante do contexto de viabilidade econômica, quando a taxa de juros está elevada, o retorno esperado sobre o investimento precisa ser maior para compensar o custo do capital. O problema é que se tratando de geração por meio de renováveis, o fator de riscos climáticos e a própria estrutura na qual se organiza o mercado brasileiro de compra e venda de energia acaba corroborando negativamente para tal fim.

Recentemente, o governo brasileiro estabeleceu uma medida de incentivo a investimentos em diversificação e segurança da matriz energética a partir da resolução do Conselho Monetário Nacional (CMN) em reduzir a taxa de juros de financiamentos do Fundo Clima para a indústria de energia eólica. Tal medida chega justamente no momento mais delicado desse setor, o qual já vinha enfrentando dificuldades para alavancar não só os empreendimentos existentes como também a expansão do mesmo com a construção de novos parques. De acordo com o CMN, o ajuste visa adequar as condições de financiamento às características dos projetos no setor, que carregam um prazo de retorno mais longo (Soares, 2024; Rodrigues, 2024).

Em meio a esse cenário, a participação do Estado entra com importante influência na garantia da expansão dos empreendimentos focados em geração por fontes renováveis. Seja por meio de programas de incentivos e subsídios ou como principal financiador dos projetos, através do BNDES, por exemplo, a atuação do Estado brasileiro vem suprindo a defasagem de capitais privados na provisão de investimentos direcionados à diversificação e segurança da matriz energética nacional desde a década de 1940 (Werner, 2016).

Dito isso, o percurso histórico dessas fontes vai demonstrar como possíveis miopias podem ser encontradas nas avaliações estritamente motivadas por mecanismos de mercado, calibrando a visão e a análise crítica com elementos mais condizentes com a realidade do setor. Assim, diante dessa perspectiva, é possível considerar que a expansão da geração renovável decorre principalmente de uma decisão de política climática, e não necessariamente de resultados de mecanismos de mercado (Castro *et al.*, 2014; Christophers, 2024).

### **3.2.4 Políticas públicas de fomento à expansão da geração de energia eólica e suas repercussões**

Diante do contexto da crise de racionamento em 2001/2002, a produção de energia elétrica por meio da fonte eólica começou de fato a ganhar destaque no cenário nacional como uma possível alternativa e ou complemento à geração de energia hidrelétrica. Para tanto, algumas políticas públicas foram primordiais nesse processo ao dar luz as vantagens para diversificação da matriz energética nacional, sobretudo mantendo o seu caráter renovável como pré-requisito.

Dentre tais esforços, o governo federal promoveu o Programa Emergencial de Energia Eólica – PROEÓLICA, em 2001, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE). Este programa tinha como objetivo principal a implantação de 1.050 MW de geração de energia elétrica proveniente de fonte eólica até o ano de 2003. Ademais, almejava-se também promover a complementariedade sazonal da geração eólica com os fluxos hídricos no país (Soares; Cândido, 2020).

Tendo em vista o caráter emergencial do programa, Silva (2006) aponta que apesar de não ter conseguido atrair muitos investidores como o esperado, o PROEÓLICA possibilitou a entrada de muitas empresas internacionais que atuaram na promoção da cadeia produtiva das fontes renováveis e, em particular, da fonte eólica. Durante a constituição desse programa, a indústria do complexo eólico no Brasil ainda não se encontrava bem desenvolvida, o que trouxe algumas dificuldades para o aproveitamento da fonte energética em questão.

Em função dessa limitação, e de algumas outras dificuldades relacionadas à regulamentação, financiamento e necessidade de formalizar contratos em um curto espaço de tempo, o PROEÓLICA não avançou muito. Em contrapartida, com o intuito de aumentar a participação das fontes renováveis na matriz elétrica brasileira, o governo criou, em abril de 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA. Sancionado pela Lei nº 10.438/2002, o objetivo do programa era expandir a participação da oferta de energia elétrica por meio da contratação de projetos oriundos de produtores independentes relacionados à Energia Eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e Biomassa, e promover o uso de tecnologia nacional em tais projetos (Wachsmann; Tomasnkim, 2003; Dutra; Szklo, 2006; Soares; Cândido, 2020).

O desenvolvimento do PROINFA seguiu então a partir de duas fases. Na primeira fase, os contratos eram celebrados pela Eletrobrás por meio de chamada pública, onde se previa a implantação de 3.300 MW de capacidade, em instalações de produção com início de

funcionamento previsto até 30 de dezembro de 2006, posteriormente dilatado para o prazo de 30 de dezembro de 2008. Ainda durante essa fase, as produções provenientes de eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas foram conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), respondendo, cada uma, pela geração de 1.100 MW de capacidade (Soares; Cândido, 2020).

De acordo com Dutra e Szklo (2006), na primeira fase do programa, os projetos enfrentaram problemas com relação ao cumprimento dos prazos estabelecidos para sua operação, o que levou a revisões de cronograma e de novos prazos, além de alguns outros desafios encarados pelo setor de energia eólica que colocava a viabilidade dos projetos em risco. Por sua vez, a segunda fase do PROINFA veio a estabelecer uma meta de atender 10% do consumo de energia elétrica no país a partir das fontes renováveis dentro do horizonte de 20 anos.

O formato de contratação assumido passou a ser pautado no sistema de licitações, o qual incluía as três alternativas de energias renováveis como concorrentes. Esse novo arranjo institucional substituiu o Mercado Atacadista de Energia por um modelo de mercado composto por duas partes integrantes, uma formada pelos consumidores livres e outra pelos consumidores cativos. Enquanto os consumidores livres tinham a prerrogativa de poder escolher os seus fornecedores entre produtores ou comerciantes independentes de energia, através de contratos bilaterais, os consumidores cativos deveriam ser atendidos pelas concessionárias de distribuição administradas por uma nova entidade, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (Dutra; Szklo, 2006).

Em termos gerais, pode-se inferir que o PROINFA constituiu um importante avanço no processo de diversificação da matriz energética brasileira. E, em particular, a energia eólica vivenciou uma expansão considerável em termos de geração elétrica, o que, em grande medida, esteve relacionado ao desenvolvimento do parque industrial nacional de aerogeradores e a consolidação de tecnologias com características adaptadas a nossa realidade (Wenceslau, 2013). Assim, diante da continuidade da reestruturação do setor elétrico iniciado na década de 1990, o programa trouxe novidades no que diz respeito ao ambiente de contratação de energia, assegurando o crescimento da participação de fontes alternativas renováveis em competição com as fontes tradicionais no país.

Por outro lado, haja vista o que foi apresentado em termos de fomento e valorização das fontes renováveis e, em particular da fonte eólica, é importante ressaltar que apesar de possuir muitos benefícios para a sociedade, estas fontes não estão isentas de apresentar alguns aspectos negativos, principalmente do ponto de vista socioambiental, que devem ser considerados e combatidos. Nesse sentido, como forma de elencar alguns desses problemas, a seção seguinte trata dos principais desafios associados a implementação de um parque eólico no Brasil, realizando uma descrição não exaustiva dos aspectos inerentes a cada um deles, visto que, o foco do presente trabalho reside primordialmente em seus desafios econômicos/financeiros.

### **3.3 DESAFIOS SUBJACENTES PARA A EXPANSÃO DA FONTE EÓLICA NO BRASIL**

Tendo em vista o potencial de geração de energia eólica no Brasil e o avanço em sua participação na matriz elétrica nacional, é importante destacar como outros possíveis aspectos, além do econômico/financeiro tratado com mais detalhes nesse trabalho, podem significar desafios para o desenvolvimento mais robusto dessa indústria no país.

Assim, apesar das melhorias verificadas ao longo da sua trajetória recente, questões relacionadas à infraestrutura e impactos socioambientais ainda se mostram pertinentes quando o assunto é a implantação de parques eólicos. Além disso, para a implementação de um complexo eólico em determinada localidade, deve-se seguir o regulamento do Conselho Nacional do Meio Ambiente (CONAMA), órgão normativo e deliberativo do Sistema Nacional de Meio Ambiente (SISNAMA), pela sua Resolução nº 237/97. A seguir, são destacados alguns desses elementos.

#### **3.3.1 Socioambiental**

De acordo com Tendero (2013), pode-se destacar como impactos socioambientais associados a um parque eólico a sua interferência na fauna, uso do solo, desmatamento, interferências eletromagnéticas, efeito paisagístico (visual) e a produção de ruídos (impactos sonoros).

##### **3.3.1.1 Fauna**

Apesar do impacto gerado sobre a fauna e a flora poder variar conforme as especificidades dos locais de sua instalação, é inegável que o processo de construção de um parque eólico carrega consigo o peso negativo de interferir fortemente no *habitat* natural de várias espécies animais e vegetais. Segundo Lima *et al.* (2017), os impactos relacionados à fauna e avifauna locais correspondem a um dos efeitos ambientais mais prejudiciais de um empreendimento eólico.

Com relação as espécies animais, a instalação dos aerogeradores acarreta não somente a degradação do *habitat* como também a alteração dos locais de pouso, nidificação, reprodução, alimentação e rotas migratórias de algumas espécies. Terciote (2002) ressalta que a maior preocupação relativa à fauna é com os pássaros, os quais podem vir a colidir com estruturas e com as turbinas eólicas, devido à dificuldade de visualização. Adicionalmente, o fato do tráfego de veículos em autoestradas e a caça aumentarem, também se tornam responsáveis pela morte dos pássaros e de outras espécies animais.

Katsaprakakis (2012) destaca que áreas com fortes correntes de ar são usadas como passagens por aves, especialmente as migratórias, e que a instalação de turbinas eólicas em tais áreas cria um risco potencial de colisão com aves. As turbinas eólicas instaladas nas proximidades de biótopos de espécies ameaçadas também podem constituir uma ameaça séria. Por sua vez, o autor também ressalta alguns argumentos de estudos que não enxergam tal problema como uma ameaça tão séria. Estes estudos consideram que as aves, em geral, têm a capacidade de detectar turbinas eólicas a tempo e alterar sua trajetória de voo com antecedência suficiente para evitá-las. Outro argumento também é que os parques eólicos afetam as aves significativamente menos do que várias outras atividades humanas.

De um modo geral, durante o processo de construção de um parque eólico se faz necessário a implementação de estudos sistemáticos pré e pós-construção para explorar os potenciais impactos dos parques sobre a vida selvagem. Isso pode contribuir para a otimização da localização do parque eólico, levando em consideração tanto a maximização da eletricidade produzida quanto a conservação da vida selvagem (Katsaprakakis, 2012).

### 3.3.1.2 Solo

As alterações no solo e o desmatamento estão intimamente correlacionados. O desmatamento de algumas áreas do complexo para construção de estradas e instalação de aerogeradores, assim

como para construção de outras instalações relativas ao funcionamento do complexo, ocasiona a remoção da vegetação que, por conseguinte, pode gerar impactos relacionados à erosão do solo, a fragmentação local dos ecossistemas e, em algumas situações, a própria suspensão definitiva de vegetação nativa.

Alguns estudos que contemplam os impactos dos parques eólicos sobre o solo relatam o processo de impermeabilização e compactação do solo, por exemplo, que, geralmente, acontece durante as fases de construção das estradas e de fixação da base dos aerogeradores. Dentre algumas das consequências dessas alterações, pode-se citar a dificuldade de os moradores da região lidarem com os períodos de chuva e seus desdobramentos como a formação de extensas poças de água ao longo do percurso das estradas e quedas d'água em suas próprias residências (Costa *et al.*, 2019).

### 3.3.1.3 Interferência Eletromagnética (IEM)

Problemas relacionados à interferência eletromagnética de turbinas eólicas podem ser gerados pela localização das turbinas em relação às estações de rádio ou televisão existentes que podem influenciar a transmissão do sinal ou ainda por possíveis emissões eletromagnéticas produzidas pela turbina eólica às próprias turbinas (Katsaprakakis, 2012). Esse efeito ocorre por reflexão de sinais das pás de modo que um receptor próximo recebe um sinal direto e um refletido. A interferência acontece então porque o sinal refletido é atrasado devido à diferença entre o comprimento das ondas alterado por causa do movimento das pás (Terciote, 2002).

Observa-se que a IEM é maior em materiais metálicos, que são refletores, e mínimos para pás de madeira, que absorvem. A fibra de vidro reforçada com epóxi, a qual é utilizada na maioria das pás modernas, é parcialmente transparente às ondas eletromagnéticas e, portanto, diminui o efeito da IEM, podendo ser uma boa alternativa para tratar esse problema (McGowan; Connors, 2000; Katsaprakakis, 2012).

### 3.3.1.4 Efeito Paisagístico

Com relação ao efeito visual, a forma como um parque eólico é visto pela comunidade se torna mais subjetiva. Em alguns casos, as pessoas olham a turbina eólica como um símbolo de energia limpa sempre bem-vindo, enquanto outras reagem negativamente à nova paisagem. Terciote

(2002) destaca um estudo de caso realizado no Reino Unido entre 1992-1994, na Fazenda Eólica de Cemmaes, onde mais da metade dos moradores vizinhos próximos ao parque deram um retorno positivo em relação a configuração da paisagem.

Outro estudo feito sobre o impacto de alguns parques eólicos localizados no Ceará, observou-se certo equilíbrio entre os resultados. Para um dos empreendimentos, a população destacou não interferir na beleza cênica e nem na paisagem da região ao passo em que, sobre outro empreendimento eólico, houve uma divergência quanto a presença dos aerogeradores (Costa *et al.*, 2019). Assim, com relação ao efeito visual dos parques eólicos, não se chega a uma conclusão unânime. Em determinados empreendimentos, a percepção local sobre a paisagem pode resultar de fato em um descontentamento, enquanto em outros, esse efeito não terá grande impacto negativo.

### 3.3.1.5 Ruído

Em relação ao efeito sonoro, as turbinas eólicas geram dois tipos de ruído: mecânicos e aerodinâmicos. O ruído mecânico é gerado por peças mecânicas e elétricas da turbina, enquanto que o ruído aerodinâmico é gerado pela interação das lâminas com o ar. Nesse sentido, a emissão de ruído proveniente de uma turbina eólica se torna a combinação de ambos. Sun *et al.* (2008), relata em seus estudos sobre turbinas eólicas em escala de utilidade, que o nível de pressão sonora a 40 m de distância de uma única turbina pode variar de 50 a 60 dBA.

O nível de ruído pode ainda variar de acordo com a distância a partir de um grupo de turbinas de vento relacionado com o número de turbinas em operação, sendo que os níveis de ruído permanente aconselhados internacionalmente não devem superar os 85 db(A). Nesse âmbito, de acordo com Tendero (2013), na proximidade a um aerogerador de 2 MW o ruído é de 98-109db (A), já a uma distância de 250 metros do aerogerador o ruído cai para 45db (A), valor comparável ao de um ambiente noturno em zona rural que é de 20-40 db(A).

Por sua vez, dentre os efeitos ocasionados pelo ruído dos aerogeradores, pode-se detectar problemas relacionados a saúde como interferências no padrão de sono, sintomas de estresse, dores de cabeça constantes e transtornos psicológicos nas comunidades do seu entorno. Por outro lado, como forma de minimizar esses danos, Montezano (2012) destaca que os

aero geradores modernos têm sido otimizados para reduzir o ruído aerodinâmico diminuindo a velocidade de rotação e usando controles de passo da potência gerada.

### **3.3.2 Territorial**

A questão territorial, que envolve o uso e posse da terra, se torna um dos principais problemas encontrados durante a implementação de parques eólicos. O fato de que, geralmente, os empresários ou responsáveis pelo empreendimento não possuem a propriedade da terra onde se pretende executar o projeto, resulta em um grande conflito com a população local dessas regiões. De acordo com Ribeiro (2021), a instalação de parques eólicos também provoca alterações nas relações entre a população residente no entorno do empreendimento – mudança no modo de vida e ameaça a vínculos existentes nas comunidades.

Dessa forma, como a maioria das empresas não são proprietárias das terras, em boa parte dos casos, elas firmam contratos de arrendamento com os camponeses e/ou proprietários de terras residentes nas áreas de potencial eólico. Estes contratos consistem na cessão dos direitos de uso de determinado bem, por certo período de tempo e condições específicas. Além disso, os requisitos para os contratos de arrendamento, em áreas de potencial eólico, variam muito de Estado para Estado, a depender das especificidades legais locais e estaduais (Ribeiro, 2021).

Por sua vez, o que ocorre no âmbito desses contratos é que, por trazerem um alto nível de tecnicidade e detalhes que muitas vezes os próprios moradores locais (proprietários das terras) não são capazes de identificar sozinhos, verifica-se um risco elevado de comportamentos oportunistas por parte dos empreendedores envolvidos nos projetos. Ademais, segundo Ribeiro (2021), como os contratos de arrendamento de empreendimentos eólicos são, em média, superiores a vinte e cinco anos, firmar um acordo sem estar informado o suficiente, durante um período de tempo tão grande, pode trazer prejuízos irreparáveis para uma geração.

Outro aspecto também levantado por Ribeiro (2021) diz respeito a regularização fundiária de terras públicas nas áreas de corredores de vento. A autora traz o caso específico da região da Bahia, mas analisa este problema como algo recorrente sobre as áreas de potencial eólico que, em suma maioria, não são regularizadas. Trabalhos como os de Copena e Simón (2018) e Traldi (2018), também ressaltam a importância do fator territorial para os contratos de arrendamento

das terras sobretudo do ponto de vista da vulnerabilidade das comunidades locais perante os empreendimentos eólicos.

### **3.3.3 Infraestrutura**

Em verdade, o Brasil ainda conta com algumas dificuldades em questão da sua infraestrutura para o desenvolvimento de empreendimentos eólicos no país. Apesar do progresso da indústria nacional, observam-se gargalos em alguns segmentos da cadeia de suprimentos e eventuais pressões de aumento de preços ao longo do período de construção ou indisponibilidade de alguns materiais (Gouvêa; Silva, 2018).

Além dos fatores relacionados à cadeia produtiva eólica do país, questões sobre logística, armazenamento e linhas de transmissão da energia gerada impedem o avanço do setor sobretudo nas regiões de maior potencial eólico, como a região Nordeste. Por conta dos entraves relacionados a precariedade das rotas de acesso aos locais dos empreendimentos, na grande maioria realizados por meio de estradas, muitos projetos não vão a frente. Em alguns casos, quando os locais para implantação estão situados no interior dos estados e municípios, a dificuldade ainda é maior, pois, é necessário prover a abertura e a construção de novas estradas ou acessos para estes locais.

Para além disso, devido ao grande porte dos equipamentos, como as próprias turbinas, muitas estradas no Brasil não estão preparadas para comportar esse tráfego e nem lidar com as consequências posteriores inerentes a esse trânsito, como o próprio desgaste das rodovias em curto espaço de tempo. Assim, o acesso por meio de estradas acaba dificultando e impactando não apenas o tempo de implantação desses projetos como também a sua estrutura de custos.

Outro grande problema relacionado a infraestrutura de parques eólicos diz respeito a escassa malha de linhas de transmissão que liga os empreendimentos à rede nacional de energia elétrica. Ou seja, para repassar a energia gerada pelo parque eólico é preciso utilizar linhas de transmissão que direcionarão essa energia para os grandes centros distribuidores. Atualmente, no Brasil, há aproximadamente 179.311 km de linhas de transmissão, que atendem todo o sistema nacional interligado. Deste total, 12,8% da capacidade instalada corresponde à energia eólica e 5% à solar (Santana, 2023).

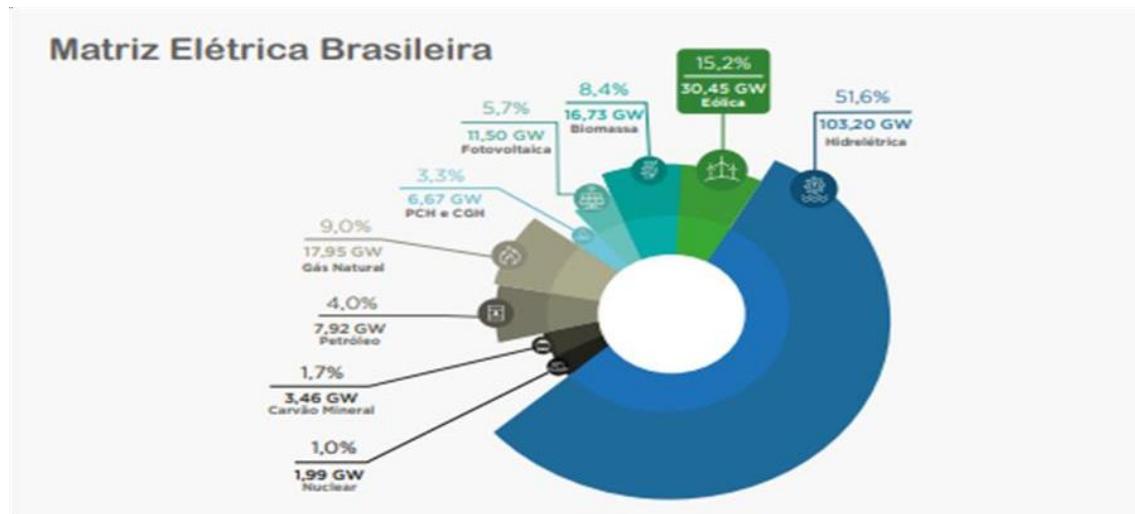
De acordo com a análise publicada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), presente no documento do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032, além da necessidade de novos investimentos em capacidade de redes de transmissão, o Brasil enfrenta o desafio do envelhecimento do sistema de transmissão atual, realidade que tende a se tornar mais crítica nos próximos anos. Assim, com as previsões para a expansão de geração renovável nas regiões norte e nordeste nos próximos anos, este quadro se torna ainda mais desafiador.

Por outro lado, apesar da dificuldade em lidar com cada um desses desafios, muitos deles possuem prerrogativas para que possam ser evitados ou ainda minimizados diante do estabelecimento de um bom planejamento seguindo as diretrizes dos órgãos ambientais e fiscais competentes.

### **3.3.4 A crise dos investimentos na cadeia de geração eólica no Brasil**

Em 2023, 123 novos parques eólicos foram instalados, representando um total de 4,8 GW de nova capacidade e 9,3 MW de capacidade repotenciada, segundo dados da ABEEólica. Considerando todas as demais fontes de geração de energia elétrica, a eólica foi a que mais cresceu, atingindo uma participação de 15,2% da matriz elétrica brasileira, conforme ilustrado na figura abaixo.

Figura 1 – Composição da Matriz Elétrica Brasileira

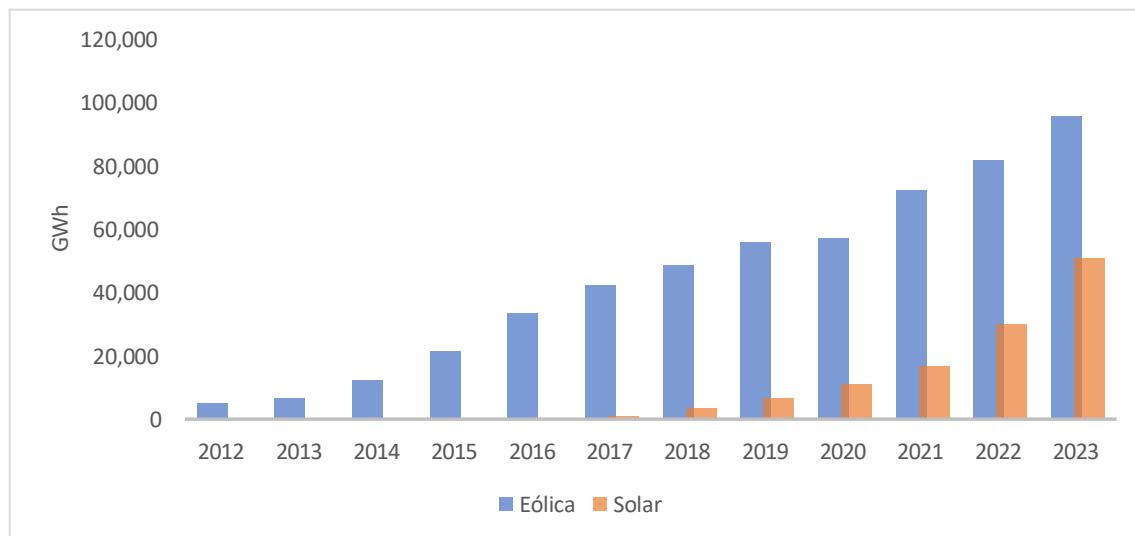


Fonte: ANEEL/ABEEólica (2024)

Por outro lado, apesar de todos esses avanços, o setor elétrico nacional e, em particular, o setor eólico, desde 2022, tem enfrentado alguns desafios com relação a um fator de desequilíbrio entre a oferta e a demanda por energia e dificuldades de recuperação de investimentos que carregam nos números atuais uma defasagem por conta dos períodos de formalização dos contratos e do tempo de fato de execução dos investimentos. O que se observa é que, dado a redução na demanda por novos contratos, nos próximos anos, possamos nos deparar com o resultado dessa conjuntura nos números oficiais do setor.

O aumento da oferta de energia por meio do modelo de Geração Distribuída (GD) – energia gerada de forma descentralizada, junto à rede de distribuição – e da participação cada vez maior de unidades consumidoras como portadores de excedente ao sistema, configura o principal motivo de pressão para as receitas das concessionárias e geradoras de energia atualmente. Em que pese as fontes de energia, o boom dos painéis fotovoltaicos, é o que mais tem contribuído para o crescimento acelerado da Geração Distribuída. É interessante notar que, até o ano de 2012, a geração solar não tinha muita proeminência no cenário energético nacional, chegando a ser insignificante. Contudo, conforme demonstra o gráfico abaixo, a partir de 2018 essa fonte foi ganhando mais espaço a ponto de alcançar em 2023 praticamente a metade da geração de energia elétrica proveniente de eólicas no país.

Gráfico 1 – Geração Total de Energia Elétrica no Brasil, fontes selecionadas (2012-2023)



Fonte: ONS (2025). Elaboração própria.

Além disso, com o barateamento da tecnologia fotovoltaica e acessibilidade por parte dos próprios consumidores do sistema, houve uma forte expansão da geração de energia solar entre

unidades habitacionais, empreendimentos comerciais urbanos e rurais, dentre outros, que puderam contar também com a injeção dos excedentes produzidos nesses núcleos na rede geral de distribuição. De acordo com Ramos e Gondim (2017), a entrada desses agentes denominados *prosumers* (consumidor que também gera energia), adicionou ainda maior complexidade à operação dos sistemas de energia nacionais já marcado por pressões macroeconômicas adversas e crescente participação de fontes intermitentes. Em síntese, o relatório alerta para o aumento de custos e queda da receita do sistema elétrico brasileiro, devido, especialmente, a saída de consumidores agora capazes de gerar sua própria energia.

Seguindo esse percurso, é possível observar os resultados mais recentes com a ruptura na cadeia de geração de energia elétrica nacional, onde os demais agentes geradores se deparam com um cenário de sobreoferta e redução na demanda, sendo um dos principais afetados em todo esse cenário, os geradores de energia eólica. Na verdade, com relação a essa dinâmica perversa para as eólicas, não apenas os geradores sofrem como também toda a cadeia produtiva do setor que se vê obrigada a reorientar suas estratégias diante da falta de demanda por seus componentes. E, apesar de ser considerada uma crise conjuntural, os impactos no setor podem ser sentidos por um período de tempo ainda maior, conforme avaliação da presidente da ABEEólica, Elbia Gannoum, que destaca haver um “delay” de aproximadamente dois anos sobre a infraestrutura do setor (CNN, 2025).

Os números relacionados ao crescimento da participação da energia solar contrastam com a queda dos empreendimentos eólicos, que, segundo dados da ABEEólica, somou 3,3 GW de potência no ano passado, uma redução de 31,25% em relação ao registrado em 2023. Nesse sentido, o fenômeno de corte de produção, chamado de “curtailment” e aplicado pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), ainda que tendo impactado também as gerações solares, gerou uma situação de risco com caráter mais estrutural para o setor eólico a partir do aumento dos custos assumidos pelas usinas e o comprometimento de investimentos importantes para a continuidade do projeto de transição energética no país (Acende Brasil, 2024).

Por outro lado, existe uma expectativa positiva para os próximos anos com o fortalecimento das iniciativas de geração eólica offshore no Brasil. Após anos de negociações, a promulgação da Lei 15.097, em janeiro de 2025, firmou mais um passo nessa direção, estabelecendo diretrizes para o uso de bens da União em ambiente marinho para a geração de energia elétrica.

Há, porém, diversos dispositivos que ainda carecem de regulamentação para viabilizar a sua implementação na prática e a necessidade de resolução de alguns pontos críticos no texto do projeto como a inclusão dos chamados “jabutis” - propostas legislativas estranhas ou com um tema sem relação ao texto original. Para além disso, o financiamento de tais empreendimentos em alto mar também permanece como um grande desafio para a economia brasileira, gerando intensos debates a respeito dos principais motores e estratégias capazes de driblar as restrições internas e externas presentes no país.

Por fim, ao considerar esse cenário, é possível ressaltar a importância da discussão e compreensão das características que moldam a dinâmica da geração de energia por fontes renováveis, confrontando o papel e influência da redução dos custos das tecnologias renováveis na promoção de investimentos com a realidade da infraestrutura financeira por trás de tais empreendimentos.

## 4. FINANCIANDO A ENERGIA RENOVÁVEL: OS DESAFIOS FINANCEIROS DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA NO BRASIL

### 4.1 A PROBLEMÁTICA DOS PREÇOS PARA ALÉM DOS CUSTOS DE PRODUÇÃO

A substituição dos combustíveis fósseis por fontes de baixa emissão de gases de efeito estufa representou por muito tempo um grande desafio, principalmente sob perspectivas econômicas no âmbito da geração de energia elétrica em todo mundo. A máxima propagada era de que o custo de produção das fontes renováveis deveria cair ao ponto de se tornarem competitivas o suficiente em relação às fontes convencionais fósseis, o que de fato aconteceu. Os preços das renováveis não são mais uma desculpa, pelo contrário.

No decorrer das últimas décadas, esses custos se tornaram significativamente inferiores, proporcionando uma vantagem econômica sólida em comparação à geração de energia por fontes fósseis. A Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), divulgou em seu relatório “Custos de Geração de Energia Renovável”, em 2023, que cerca de 81% das adições de energia renovável naquele ano foram mais baratas do que as alternativas de combustíveis fósseis, sinalizando uma economia de 409 bilhões de dólares em custos com combustível no setor de energia desde os anos 2000.

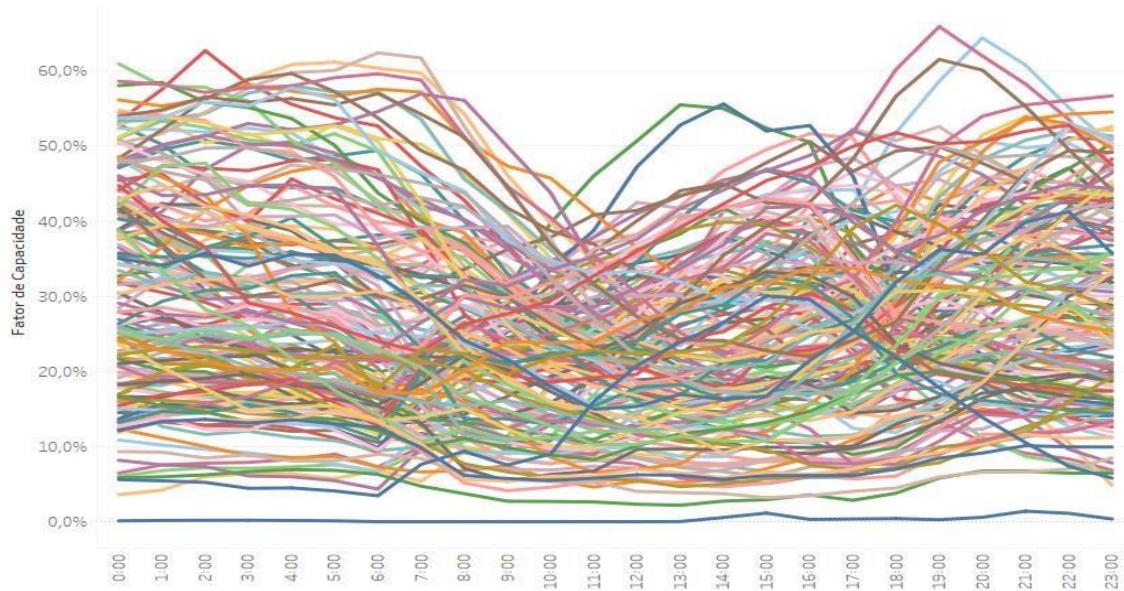
Entretanto, apesar de todo esse cenário positivo em relação aos custos das energias renováveis, permanecem alguns desafios com a consolidação desse mercado no país. Problemas estruturais inerentes ao tipo de fonte renovável, como a sua intermitência, ou seja, capacidade de não poder ligar e desligar quando de interesse, impõe desafios desde a segurança energética até efeitos de sobrecarga no sistema de transmissão. Para além disso, essa característica também tende a gerar impacto nos preços da energia produzida, visto que, o fato de boa parte da geração intermitente não conseguir ser adiada para momentos de maior carência ou pico de consumo, por exemplo, não permite que estas auferam preços mais elevados.

De acordo com Kennedy (2005), existe ainda uma dificuldade maior em quantificar o valor da energia eólica do que mensurar o seu custo pelo fato de a operação de todo sistema precisar ser incorporada às análises de precificação. Além desse caráter, Souza *et al.* (2014, p. 256), argumentam que, “a escassez de dados específicos sobre o valor de mercado da energia eólica dificulta a formação do preço marginal desta energia, interferindo no processo de expansão do

próprio setor”, tendo como resultado, a preocupação com os preços tanto no que diz respeito à viabilidade comercial, quanto ao potencial eólico de uma determinada região (Dutra; Tolmasquim, 2002).

Em observância ao comportamento do fator capacidade médio por horário (Figura 2), o conjunto de usinas eólicas em operação no Brasil, demonstra um padrão semelhante em boa parte dos casos, cuja geração maior situa-se concentrada entre o período de 21h a 06h, quando justamente a demanda começa a cair e os preços são menores. E, apesar de haver variações em termos de submercados (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul), em geral, esse efeito ainda se mantém, principalmente, no que se refere aos parques localizados na região Nordeste, a região brasileira que concentra a maior produção e consumo de energia eólica do país (Freire, 2021).

Figura 2 – Comparativo do Fator Capacidade Médio Horário por Usina Eólica



Fonte: ONS (2025)

Além desse componente sazonal, é importante ressaltar que na medida em que a capacidade instalada das eólicas cresce, também acaba impactando na redução dos preços, o que sob o ponto de vista dos geradores não configura uma boa oportunidade de investimento. Nesse sentido, pelo fato dos custos de produção da energia eólica, devido ao investimento inicial, ainda constituir um peso considerável em termos de viabilidade do projeto, se deparar com um cenário de preços baixos e previsibilidade de receitas reduzidas ao longo do tempo, ainda que

sob um contexto de redução nos custos, não se manifesta necessariamente na forma de novos investimentos. As perspectivas de lucro a um prazo maior de retorno, portanto, acabam explicando, em certa medida, a permanência do apoio governamental, seja através de programas de financiamento diferenciado ou ainda como árbitro das garantias contratuais de compra a longo prazo.

Em paralelo, outro quesito que merece destaque nesta análise, trata-se do preço da energia praticado no mercado *spot*. A comercialização através de dois mercados distintos: Ambiente de Contratação Livre (ACL) e Ambiente de Contratação Regulada (ACR), confere algum grau de variabilidade em termos de preços, visto que, no ACL, os preços são livremente negociados e definidos de acordo com a demanda de energia (mesmo tendo-se que assumir alguns pré-requisitos para a compra nesse ambiente), enquanto que, no ACR, a energia é precificada antes de sua comercialização. No ACR, esse mecanismo se deve pelo fato dos preços serem definidos por meio de leilões e a tarifa que compõe também o preço final da energia elétrica ser estipulada pela Aneel (Fioravante, 2022).

Ainda no ACR, os contratos firmados geralmente têm prazos maiores, indexação ao Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) e menor flexibilidade de ajustes durante sua vigência, mantendo os parques eólicos protegidos da volatilidade do mercado energético (Costa; Pierobon, 2008). Por outro lado, o preço *spot* impacta diretamente os custos e a viabilidade econômica das operações no mercado livre de energia, principalmente, por conta da exposição às oscilações que o mesmo sofre neste mercado. Sendo assim, tendo em vista que o ACL tem aumentado a sua participação no mercado de energia desde 2015, representando em 2024 cerca de 37% do consumo total de energia no país, se o preço da energia gerada e transacionada nesse mercado for muito volátil, torna-se ainda mais difícil viabilizar os empreendimentos sobretudo no que tange à capitalização de financiamento (Losekann; Rodrigues, 2024).

Ademais, desde 2017, a fonte solar fotovoltaica tornou-se uma das renováveis mais competitivas no Brasil, agravando a situação para as eólicas. Com crescente participação nos leilões de energia e expansão através do modelo de Geração Distribuída, além de inserção também no ACL, a energia solar veio para incrementar a competitividade com as demais fontes de geração elétrica e, em especial, com a geração eólica, tendo como resultado em última instância a pressão de baixa nos preços.

Tendo em vista esse cenário, as projeções de preços baixos de eletricidade no curto e longo prazo formam atualmente grandes barreiras para a viabilização de novos projetos. Adicionalmente, com a demanda por crédito enfraquecida, principalmente pelo nível alto das taxas de juros de longo prazo nos últimos anos, o ritmo de expansão do setor se agrava. Assim, tratando de questões não apenas conjunturais, mas levantando aspectos a nível de estrutura de financiamento no Brasil, verifica-se a partir dos tópicos seguintes, alguns pontos críticos com os quais a política nacional deve se atentar ao assumir compromissos em direção a uma economia mais sustentável nos termos da transição energética.

## 4.2 O AMBIENTE DE FINANCIAMENTO RENOVÁVEL NO BRASIL

### 4.2.1 O que revela a taxa de juros?

Dado que a geração de energia renovável é uma atividade intensiva em capital fixo, cujo tempo de rotação é longo, construir parques eólicos ou solares não se torna um negócio muito barato. Geralmente, mas nem sempre, com custos de construção relativamente altos e baixos custos operacionais, as tecnologias em energia renovável acabam sendo tipicamente mais sensíveis à disponibilidade e custo de financiamento do que usinas de energia a gás natural, por exemplo. Nesse âmbito, sob o ponto de vista da estrutura dos financiamentos, é possível identificar uma diferença crucial entre projetos cuja fonte é proveniente de combustíveis fósseis daqueles que utilizam fontes renováveis.

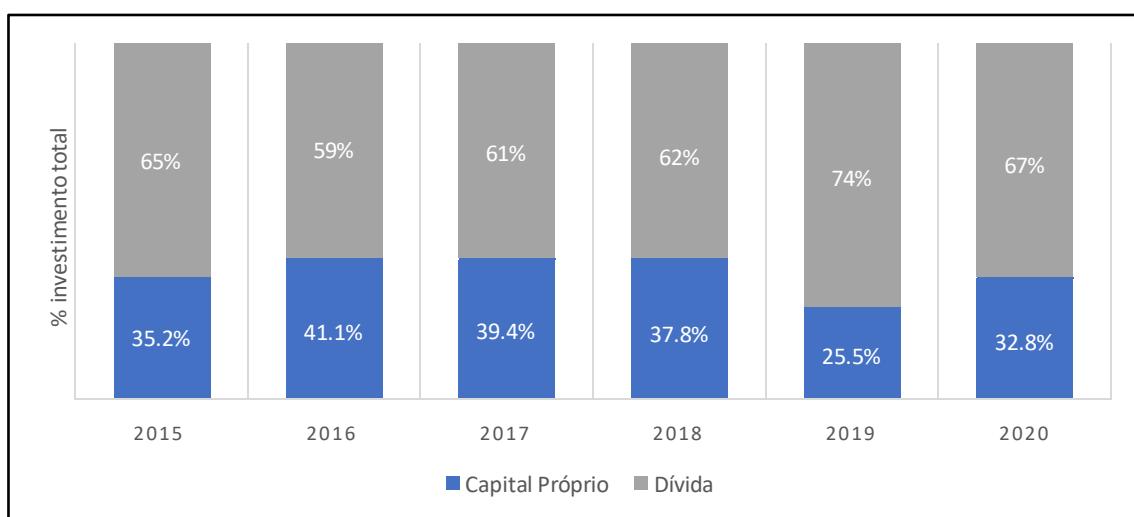
Em sua maioria, os empreendimentos que geram energia a partir de combustíveis fósseis contam com a capacidade de usufruir de seus recursos próprios para financiar, por exemplo, novos investimentos ou ainda a manutenção/operação em suas usinas. Fruto de um amadurecimento que suas tecnologias alcançaram com a experiência e a escala adquiridas ao longo do tempo, os empreendimentos em fontes de energia convencionais além de contarem com uma redução significativa em seus custos, conseguiram recuperar os pesados investimentos realizados durante o passado (Costa; Prates, 2005).

Por outro lado, a literatura demonstra que no que tange ao mercado de renováveis, boa parte dos projetos são alavancados por dívida e não por capital próprio. Em seu trabalho sobre o mercado de energias renováveis em Cabo Verde, África do Sul, Rodrigues (2020) discute a importância do custo de capital e a sua influência na efetividade de implantação de novos

projetos no país, haja vista o número reduzido de propostas que seguem até o fim nos processos licitatórios. O autor demonstra que, em parte, estas desistências se deveram à exigência de taxas de retorno demasiado elevadas para a realização dos investimentos, o que implicava no valor das tarifas que seria necessário cobrar, tornando-as muito superiores àquelas fixadas pelo órgão responsável do país. Com um custo médio ponderado constituído por 30% de capital próprio e 70% de capital alheio, Rodrigues (2020) chega então à conclusão de que os proprietários das infraestruturas apenas teriam de fato incentivos para efetuarem novos investimentos se preverem que estes serão rentáveis dadas as condições apresentadas (Rodrigues, 2020).

No caso do Brasil, conforme boletim de financiamento de projetos na modalidade *Project Finance*, divulgado pela Anbima (2022), o percentual de financiamento via contratação de dívida foi equivalente a 67% do total investido, enquanto que a parcela referente ao uso de capital próprio, em 2020, foi aproximadamente 32,8%. A análise do gráfico 2 revela ainda como ao longo do período em questão, a composição do financiamento dos investimentos se manteve relativamente constante nos mesmos patamares, entre 65% e 35%, respectivamente.

Gráfico 2: Financiamento de projetos na modalidade *Project Finance*



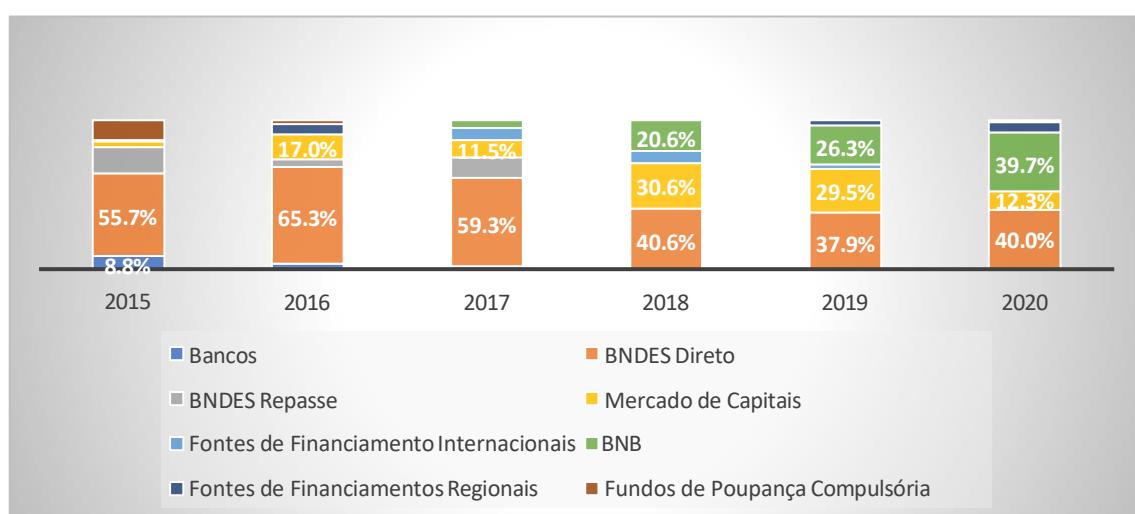
Fonte: Anbima (2025). Elaboração própria.

Com base nos desembolsos por fontes de financiamento a longo prazo (Gráfico 3), o relatório da Anbima (2022) oferece o entendimento de que a participação do BNDES permanece ao longo do período como o principal fornecedor de recursos para os investimentos de longo prazo no Brasil. Além disso, é possível perceber dentro do recorte temporal que, a participação dos bancos comerciais, já muito pequena, foi perdendo força a cada ano a ponto de, entre 2018 a

2020, não ter tido nenhuma participação nos desembolsos analisados. Em paralelo, no mesmo período, houve um aumento na participação do Banco do Nordeste do Brasil (BNB), outra fonte importante no cenário energético nacional, e do mercado de capitais, o qual em 2020 praticamente obteve o mesmo resultado que a fonte de financiamento na modalidade direta do BNDES.

De acordo Bezerra (2021), de 2017 a 2022, o BNB contratou operações que somam mais de R\$ 18 bilhões para a implantação de empreendimentos eólicos em sua área de atuação. Os financiamentos são efetuados, principalmente, com recursos do Fundo Constitucional de Financiamento do Nordeste, por meio do Programa FNE Verde-Infraestrutura e do Programa de Financiamento à Infraestrutura Complementar da Região Nordeste – FNE Proinfra. Só nos últimos quatro anos, os projetos de energia renovável na área de atuação do BNB já receberam mais de R\$ 25 bilhões.

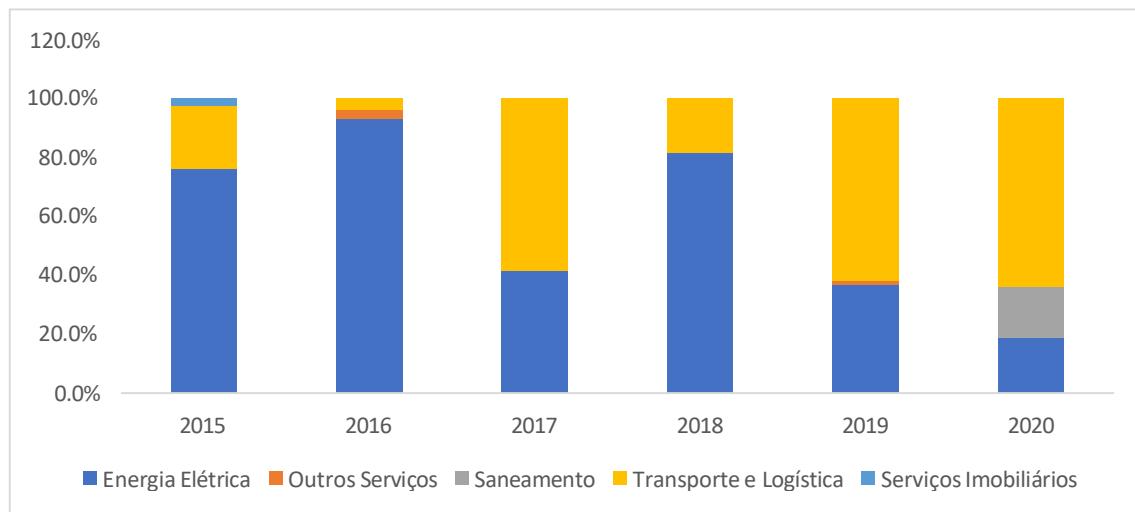
Gráfico 3: Desembolsos por fontes de financiamento de longo prazo



Fonte: Anbima (2025). Elaboração própria.

Prosseguindo nesse cenário, os principais setores em termos de concessões de financiamento podem ser verificados no Gráfico 4, onde o setor de energia elétrica concentra a maior parte do volume de recursos e do número de projetos concedidos ao longo do período. Em sequência, os setores de transporte e logística e o de saneamento aparecem em destaque, principalmente, nos últimos anos da série, respondendo por 64% e 17,1%, em 2020, respectivamente.

Gráfico 4: Volume de concessões de financiamento por setores selecionados (%)



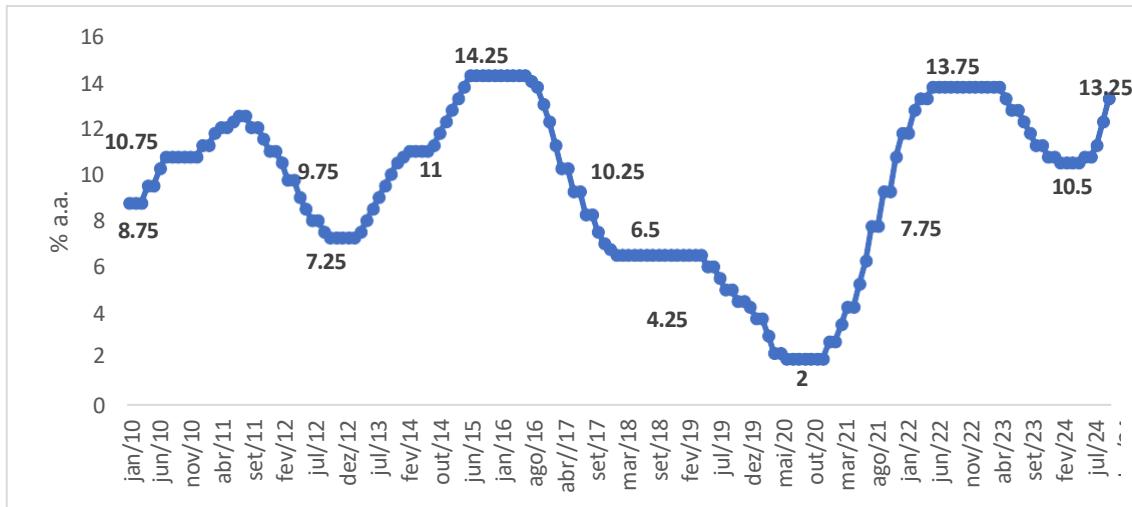
Fonte: Anbima (2025). Elaboração própria.

Tendo em vista a participação proeminente do setor de energia elétrica no quadro de investimentos nacionais, e as características apresentadas inicialmente sobre o perfil de financiamento de projetos em energias renováveis, é possível adentrar no campo de análise das características do financiamento para o subsetor de energia eólica no país. De acordo com dados do PDE 2034 – Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, as estimativas de custos para o investimento necessário ao desenvolvimento, compra e instalação da infraestrutura de geração de energia eólica (CAPEX), no Brasil, situa-se em torno de 4.000 a 7.500 (R\$/KWh). Dentre os componentes dos custos considerados, são contemplados os desembolsos, diretos e indiretos, relacionados a equipamentos, obras civis, conexão, meio ambiente e outros.

Considerando os custos de financiamento, como boa parte dos projetos são alavancados por meio da contração de dívidas, um elemento crucial permeia essa discussão, trata-se do fator taxa de juros. Com a implementação do regime de metas para inflação (RMI) em 1999, a taxa de juros passou a ser utilizada fundamentalmente como instrumento de política monetária no Brasil, onde o objetivo principal reside na perseguição da meta de inflação estabelecida anualmente pelo Conselho Monetário Nacional (CMN). Por sua vez, a busca pela estabilidade de preços tem mantido a taxa básica de juros em patamar bastante elevado por um período relativamente longo, o que, apesar de impactar a taxa de inflação para níveis menores, tem exercido forte pressão no lado fiscal através da dinâmica da dívida pública. Conforme

demonstra o Gráfico 5, a taxa Selic, após ingressar numa trajetória forte de queda entre o final de 2016 e início de 2021, tem retornado aos altos níveis que caracterizaram esta última década.

Gráfico 5: Evolução Meta Selic (2010-2024)



Fonte: BCB (2025). Elaboração própria.

Modenesi e Modenesi (2012) argumentam que o arranjo da política monetária além de gerar efeitos importantes sobre a capacidade de financiamento do governo contribui também para a deterioração das contas públicas do mesmo. Ainda segundo os autores, ao tratar das anomalias da política monetária no Brasil, a alta participação das LFTs (Letras Financeiras do Tesouro) no estoque da dívida também poderia originar um canal perverso de transmissão da política monetária ou um “efeito riqueza financeiro às avessas”. Esse fenômeno, característico da administração da dívida pública no Brasil, coloca então em evidência os problemas gerados por se ter ao mesmo tempo o principal instrumento de política monetária como indexador de boa parte dos títulos públicos.

No que tange o “efeito riqueza financeiro às avessas”, Modenesi e Modenesi (2012) relatam que um aumento da taxa básica de juros geraria um incremento de renda que a depender da propensão marginal a poupar dos detentores de LFTs poderia ampliar a demanda agregada, impactando em alta no nível dos preços – ou seja, contrariando o próprio objetivo da política monetária. No entanto, sendo os bancos os principais detentores desses títulos, o referido efeito pode estar condicionado ao comportamento dessas instituições que, geralmente, trabalham com maior restrição na sua disposição de crédito junto ao mercado. Algo que põe em evidência o

caráter concentrador da renda auferida por esse setor diante do mecanismo de aquisição das LFTs (Modenesi; Modenesi, 2012).

Segundo Moreira (2006), essa anomalia teria tido origem durante o período de hiperinflação, quando o mercado de dívida pública (financiamento de longo prazo) e o de moeda (sobra de caixa de bancos e empresas) se tornaram uma coisa só. Dessa maneira, a persistência dessa fusão após a estabilização dos preços teria tornado o Brasil o único país do mundo (ou um dos) no qual o Banco Central (BC) determina diretamente a taxa de juros que remunera títulos da dívida pública – portanto, taxas de longo prazo – ao passo em que utiliza essa mesma taxa como meta operacional (over-Selic) e a emprega no mercado de reservas bancárias. Com essa estrutura montada, se o BC impõe ao mercado de moeda de curtíssimo prazo a mesma taxa que remunera os títulos da dívida, o próprio acaba incentivando aos agentes priorizarem aplicações em juros pós-fixados e de curtíssimo prazo como é o caso das LFTs.

Para além disso, por conta da sua posição subordinada no sistema monetário e financeiro internacional, o Brasil acaba sofrendo com as intempéries dos fluxos de capitais e com o ciclo de preferência pela liquidez internacional, tendo que utilizar como principal estratégia para equilibrar e trazer um pouco mais de segurança, a própria taxa de juros. Nesse sentido, a economia brasileira acaba se tornando um ambiente favorável para o capital especulativo e a proliferação de investimentos de curto prazo que nada têm de compromisso com o crescimento e desenvolvimento nacional.

Ao contrário, por ser vulnerável ao ciclo de liquidez internacional, a economia brasileira enfrenta, geralmente, um movimento que chamamos de “fuga de capitais”. Isso significa que, em um estágio positivo de liquidez, os capitais saem a procura de oportunidades de lucro financeiro (na maioria dos casos) – o que as altas taxas de juros no Brasil quase sempre oferecem –, estando dispostos a assumir maiores riscos. Por sua vez, na medida em que as condições externas se alteram desfavoravelmente, boa parte dos investimentos em carteira começam a debandar em direção a mercados mais sólidos do ponto de vista dos capitais “curto prazistas”, ainda que seus retornos sejam menores que aqueles obtidos nos mercados de países emergentes.

Em que pese o comportamento cíclico desses agentes, a liquidez de mercado nas fases de otimismo da economia internacional pode até promover a redução do risco de mercado, porém,

tende a exacerbá-lo quando da reversão dos ciclos. Dessa forma, o risco-país como um todo tende a ser ainda mais cíclico, visto que mesmo seu componente “endógeno” – ou ligado à economia nacional em questão – torna-se bastante sensível à conjuntura internacional (Conti; Prates; Plihon, 2014). A partir dessa característica, Prates (2002) defende que o volume e a direção dos fluxos de capitais dos países periféricos são determinados essencialmente por fatores exógenos a esses países.

Outro fator de importante destaque nesse panorama nacional é a política de acumulação de reservas cambiais conduzida pelo BC. À medida que níveis de reservas e desbalanceamentos dos fluxos de capitais tornaram-se ambos mais pronunciados a partir dos anos 1990, os países começaram a calibrar suas reservas. O que anteriormente poderia significar preocupação com a operação normal da balança comercial, agora, seguindo regras relacionadas à conta de capitais, se volta para o equilíbrio do balanço de pagamentos (Laan; Cunha; Lélis, 2012). Por sua vez, Pellegrini (2017) ressalta que a contrapartida da compra de reservas seria o aumento da liquidez da economia, já que as aquisições precisam ser pagas em reais.

Em consequência, para evitar que o excesso de liquidez reduzisse a taxa Selic abaixo do nível considerado adequado para cumprir a meta de inflação, o Banco Central teria que compensar a atuação no mercado de câmbio, retirando liquidez da economia por meio do aumento das operações compromissadas, o principal componente da dívida pública, depois da dívida mobiliária. Ou seja, ao mesmo tempo que a política de acúmulo de reservas promove um “colchão de liquidez”, as operações de esterilização conduzem ao aumento da dívida pública, cujo serviço pesa negativamente na capacidade fiscal das economias emergentes, como é o caso do Brasil (Pellegrini, 2017).

Para além disso, tendo em vista que a taxa Selic serve de referência para as demais taxas de juros da economia, é possível compreender como o custo de financiamento no país exerce um peso considerável sobre os investimentos da magnitude dos projetos de infraestrutura sustentável como os de energias renováveis discutidos neste trabalho. Diante desse panorama, as principais fontes de recursos voltados para promoção de investimentos de longo prazo acabam recaendo nas mãos dos bancos de desenvolvimento que historicamente lideram o financiamento dessas atividades no país. Nesse âmbito, o caso mais emblemático para o ambiente de financiamento renovável e que serve de ponto de análise para este trabalho é o do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

#### **4.2.2 O papel do BNDES no cenário de financiamento renovável no Brasil**

Economias marcadas historicamente por dificuldades nos seus sistemas de financiamento de longo prazo, como a brasileira, encontram na ação dos bancos de desenvolvimento ou ainda na participação do Estado através da atuação dessas instituições, o benefício de possibilitar empréstimos a taxas menores e a prazos mais longos que são capazes de atender as necessidades colocadas pela transição energética atual. No Brasil, a infraestrutura energética e, em particular, a expansão da geração de energia eólica, contou maciçamente com as linhas de financiamento disponibilizadas pelo BNDES, destacando o papel importante que o banco desempenha por meio de práticas de governança e instrumentos financeiros que o colocam na posição de um dos principais responsáveis pelo crescimento do setor de renováveis no país (Vieira; Paula, 2024).

Criado em 1952, durante o segundo governo Vargas (1951-1954), o BNDES desponta em sua fase inicial eminentemente como uma instituição de caráter desenvolvimentista motivada pelo projeto industrializante implementado no Brasil. Segundo Torres Filho e Costa (2012), tais instituições continuaram a desempenhar um papel mais amplo, especialmente nos países da Ásia e da América Latina, próximo do que havia sido proposto desde sua formação em torno do financiamento da infraestrutura da indústria de base. Os autores então justificam que essa característica se deve, em grande medida, pelo fraco ou incipiente desenvolvimento dos mercados privados de endividamento em longo prazo nesses países, destacando a relevância dessas instituições como canalizadoras de crédito de longo prazo e de direcionamento de programas nacionais de desenvolvimento.

Entre 2013 e 2023, o Brasil investiu quase 6 bilhões de reais em pesquisa, desenvolvimento e demonstração (PD&D) em projetos de eficiência energética oriundos de investimentos públicos ou publicamente orientados. Desse montante, mais da metade foi oriunda do BNDES, enquanto a ANEEL e a Finep corresponderam a 14% e 16%, respectivamente (EPE, 2024).

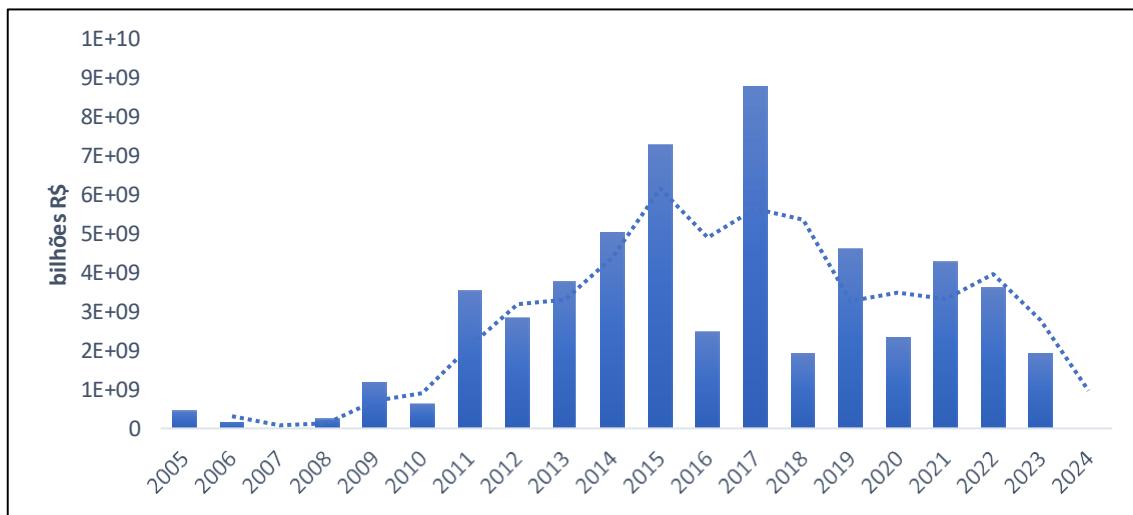
Dentre as diversas formas de apoio que o banco oferece, a linha BNDES Finem é a que mais fornece recursos para os investimentos em energias renováveis, sendo um produto voltado para financiamentos acima de 20 milhões de reais, podendo participar em até 80% do valor total do projeto, limitada a 100% dos itens financiáveis. Paralelo a esta linha, existe o BNDES Finame cujo objetivo consiste no financiamento para produção e aquisição de máquinas, equipamentos

e bens de informática e automação, e bens industrializados a serem empregados no exercício da atividade econômica dos seus clientes, que também é parte integrante nos desembolsos para projetos eólicos (BNDES, 2025).

Assim, através dessas linhas é possível constatar que grande parte dos projetos de parques eólicos no Brasil foram desenvolvidos com o apoio do banco, direta ou indiretamente, indicando que os mecanismos de apoio financeiro do BNDES criam um incentivo claro para a produção de energia eólica no país (Rennkamp; Westin; Grotterá, 2020). Ademais, além de possibilitar a oferta de recursos financeiros, tais instrumentos utilizam alguns critérios ambientais e de obrigação ao atendimento de requisitos de conteúdo local, como aqueles direcionados para a compra de máquinas e equipamentos, que amplificam os benefícios para o desenvolvimento da economia nacional.

O gráfico 6 demonstra a evolução dos desembolsos do BNDES para projetos eólicos, indicando um forte período de crescimento entre 2010-2017. A série também aponta uma tendência geral de queda a partir de 2015, revertendo a trajetória dos anos anteriores com um menor dinamismo do setor. Conforme a recente crise na cadeia produtiva do setor destacada em tópicos anteriores, o financiamento, nos últimos anos, tem oscilado bastante e, mais recentemente, tem enfrentado um período de desaceleração significativa. Nesse sentido, observando o triênio 2021-2023, pode-se inferir que entre os principais determinantes da desaceleração, estão as elevadas taxas de juros de longo prazo, o alto valor de Capex para estes empreendimentos e a redução dos preços de energia de curto e longo prazo (Tobias, 2024).

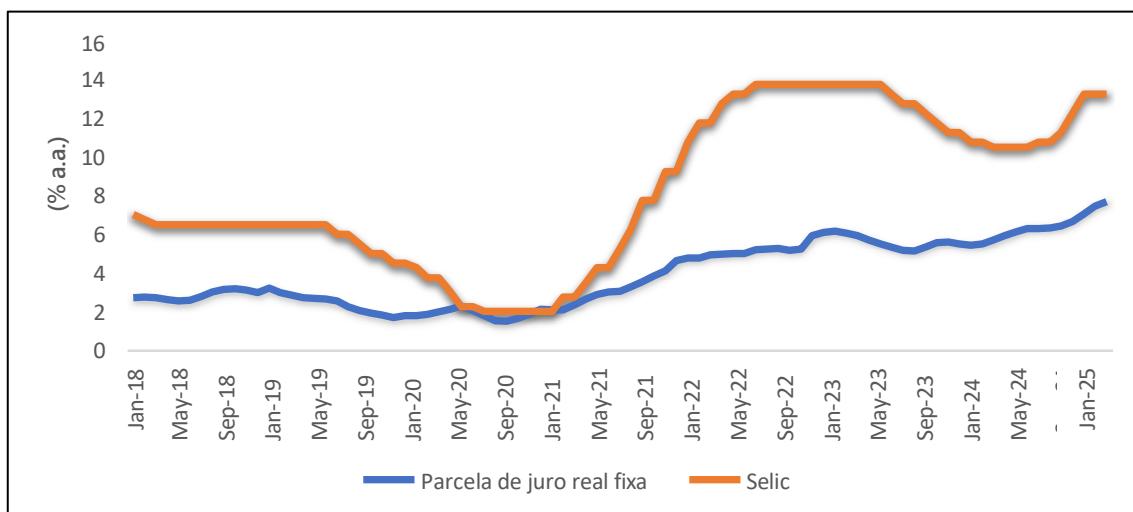
Gráfico 6: Total de Desembolsos do BNDES para Empreendimentos Eólicos (2005-2024)



Fonte: BNDES (2024). Elaboração própria.

Ao examinar a trajetória recente da parcela fixa da TLP (Gráfico 7) – Taxa de Longo Prazo, a qual se estabelece como referência nos financiamentos concedidos pelo BNDES –, é possível identificar que, a partir do início de 2021, a taxa começa a traçar um período de alta que de certa forma acompanha o percurso da Selic também nos anos subsequentes. Esse comportamento pode ser explicado pela mudança que ocorreu com a substituição da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) pela TLP durante o Governo Temer (2016-2018), representando naquele momento o reposicionamento da política econômica em torno dos princípios e práticas concernentes à teoria neoliberal.

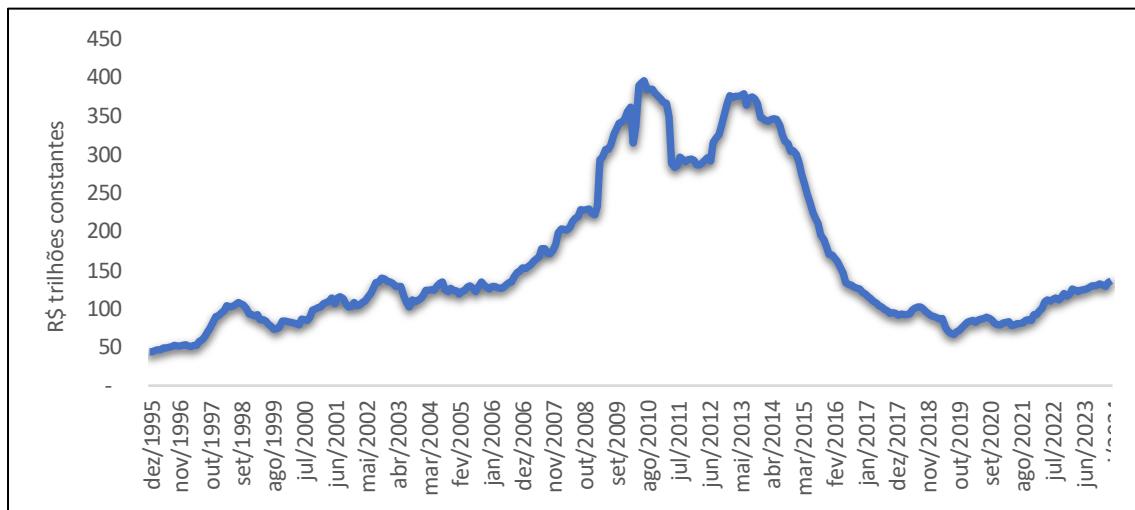
Gráfico 7: Histórico da parcela fixa da TLP *versus* Evolução da Selic



Fonte: BNDES (2025). Elaboração própria.

Assim, com a entrada em vigor a partir de 1º de janeiro de 2018, a TLP passou a ser composta basicamente por dois fatores: i) uma taxa prefixada, baseada na Nota do Tesouro Nacional série B (NTN-B) com vencimento de cinco anos; e ii) a taxa de inflação, medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA)<sup>2</sup>. Dada essa estrutura, a TLP se tornou, em certa medida, semelhante as demais taxas de mercado que, como a NTN-B, geralmente são mais voláteis, carregando consigo um maior nível de instabilidade e imprevisibilidade para o custo de capital, por exemplo (CNI, 2017). Um dos reflexos dessa medida pode ser então verificado nos volumes desembolsados do BNDES (Gráfico 8) que, atrelado aos impactos da crise de 2015, repercutiu numa forte retração dos financiamentos concedidos pelo banco.

Gráfico 8: Desembolsos do BNDES – acumulado últimos 12 meses (R\$ trilhões constantes)

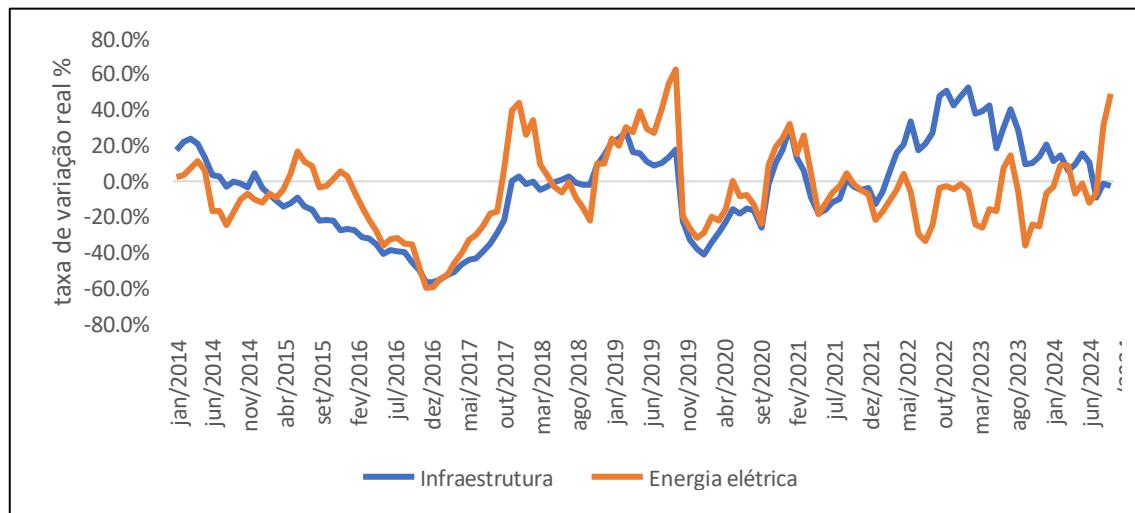


Fonte: BNDES (2025). Elaboração própria.

Em termos do setor de infraestrutura e, em particular, da geração de energia elétrica, os dados apresentados sinalizam como o custo financeiro decorrente do aumento do patamar das taxas de juros, sobretudo da principal taxa de referência para o financiamento de longo prazo desses projetos, pode significar um problema para o prosseguimento da estratégia de transição energética no Brasil. Após um breve momento de saldos positivos em termos de percentual desembolsado para o setor de infraestrutura, o gráfico 9 demonstra novamente uma tendência de queda, com períodos de oscilação sob taxas negativas em ambos os casos.

<sup>2</sup> Maiores detalhes sobre o cálculo da TLP podem ser encontrados na RESOLUÇÃO N° 4.600, DE 25 DE SETEMBRO DE 2017, do Banco Central do Brasil.

Gráfico 9: Desembolsos do BNDES por setor – Infraestrutura e Energia Elétrica (acumulado últimos 12 meses)



Fonte: BNDES (2025). Elaboração própria.

Por fim, entender a crise recente no setor de geração eólica perpassa por uma análise bem mais complexa do que apenas os seus elementos conjunturais. Além da dinâmica nos preços, mudanças na concorrência com outras fontes renováveis como a solar, existe um fator estrutural relacionado à componente taxa de juros que estabelece uma forte relação com o setor por conta da sua característica praticamente inerente de necessitar de recursos externos para prover os seus investimentos. Assim, mesmo com o papel do Estado a mitigar tais problemas através de instituições como os bancos de desenvolvimento, a exemplo do BNDES no Brasil, a depender do foco e direcionamento da política empregada, percebe-se que nem sempre estas instituições irão desempenhar de fato o que historicamente foram projetadas para ser, um instrumento estratégico na formulação e desenvolvimento de políticas públicas de longo prazo.

#### 4.2.3 O papel do Estado brasileiro na mitigação dos riscos

Além de não possuir uma “moeda forte” no âmbito do Sistema Monetário Internacional (SMI), o arranjo da política macroeconômica confere desafios adicionais para o pleno desenvolvimento da economia brasileira e por consequência para o cenário de financiamento de longo prazo do país.

Como podemos observar com o exemplo do BNDES, o Estado brasileiro buscou utilizar instrumentos capazes de fomentar os investimentos no país de maneira que, por um bom

período de tempo, as políticas permaneceram concentradas efetivamente no caráter ativo do Estado na economia. Contudo, nos últimos anos, tem-se intensificado as discussões a respeito daquilo que o Estado pode vir a desempenhar, sobretudo quando se parte do princípio das restrições e pressões que o mesmo sofre pelo lado da política fiscal.

Nesse contexto, existe um debate frequente do ponto de vista da literatura econômica e de políticas públicas, cujo cerne é a discussão sobre o papel do Estado, seja competindo com a iniciativa privada, seja promovendo políticas macroeconômicas e/ou de desenvolvimento econômico. Ou seja, o problema é colocado quase sempre como uma diferenciação ou oposição entre financiamento privado versus financiamento público (Vazquez; Hallack; Queiroz, 2016). Entretanto, ao observarmos as características do mercado de geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis, na grande maioria dos casos, não é possível identificar tal oposição.

Ao contrário, é possível verificar uma simbiose consciente, embora muitas vezes silenciosa, por parte dos próprios capitais privados, onde a participação do Estado se coloca de forma estratégica para o sucesso desses empreendimentos. O ponto é que, o apoio governamental se tornou uma característica comum no processo de instalação de energias renováveis sobretudo como um mecanismo de suporte à lucratividade dos geradores nesse mercado (Christophers, 2024). Dessa maneira, uma ferramenta crucial para conduzir a decisão de investir nesse setor não diz respeito apenas aos seus custos relativos mais baixos, mas também e, principalmente, à sua capacidade de gerar lucro.

Em alguns casos, a dependência é tão grande que chega a resultar no abandono do desenvolvimento de novos projetos de energia renovável quando se percebe uma descontinuidade das políticas de apoio por parte dos governos nacionais. Um desses casos é discutido por Christophers (2024) dentro da economia norte-americana, onde a empresa NextEra Energy representa uma das maiores geradoras de energia renovável do país. O autor faz menção de como a própria empresa assume sua forte dependência dos subsídios para atender ao apetite de lucro por parte dos investidores.

Nesse sentido, seria ingênuo considerar que o investimento em renováveis ocorreu puramente em virtude das “forças de mercado”. Apesar do baixo preço histórico recente dessas fontes de energia, o apoio econômico continua sendo fundamental para o desenvolvimento do setor.

Países como os EUA e a Índia oferecem exemplos de dois mercados com muitos aspectos distintos, porém, que guardam a semelhança de contar com o apoio estatal de maneira ativa em seus empreendimentos renováveis. Ainda, os mecanismos de apoio podem variar de acordo com o grau de participação do Estado, passando desde a concessão de suporte financeiro direto, combinação de garantias fiscais até subsídios indiretos com o intuito de facilitar o processo de implementação dos parques.

Por sua vez, o contexto brasileiro de financiamento a projetos da magnitude dos empreendimentos renováveis, em especial parques eólicos, ainda suscita muitos questionamentos e entraves. A pandemia da Covid-19, os choques nos preços das *commodities* e os aumentos nas taxas de juros dos EUA deixaram os países do Sul global com espaço fiscal limitado para investir na redução de emissões e na construção de resiliência contra as mudanças climáticas (Arun, 2023). Nessa perspectiva, a definição da postura do Estado como um agente que toma para si os riscos de tais investimentos, mas que não se envolve diretamente com os aportes (em tese), se tornou um novo paradigma do desenvolvimento de países de baixa e média renda no cenário macroeconômico e financeiro global.

Com o crescimento e urgência no tratamento e resposta às questões de mudanças climáticas e impactos ambientais provenientes da ação humana, diversos países buscaram introduzir em seus planejamentos futuros uma “agenda verde” que representasse a mobilização de recursos para tais investimentos. No entanto, haja a vista o quadro macroeconômico das economias emergentes e as precárias condições de financiamento de seus Estados Nacionais, uma das alternativas valorizadas foi justamente a ideia de unir o capital privado como fonte de recurso e o Estado como garantidor de última instância sobre os riscos envolvidos nos vultuosos projetos de investimentos.

Gabor e Sylla (2023) tratam desse assunto pela ótica do conceito “desenvolvimentismo de redução de riscos”, segundo o qual a relação Estado-capital se daria através de vários esquemas de “redução de riscos”, onde o Estado tomaria para si grande parte dos mesmos enquanto que o capital privado (notadamente estrangeiro) entraria basicamente com os aportes financeiros necessários. Usando o caso da indústria do hidrogênio verde na Namíbia como ilustração, os autores alertam para o enfraquecimento do papel histórico e estrutural do Estado nas estratégias de investimento nacional, reforçando as novas regras prescritas pelo capital financeiro internacional sobretudo aos países do Sul global.

Além disso, Gabor e Sylla (2023) analisam como os esforços em buscar uma “industrialização verde” ou a implementação de estratégias mirando o cumprimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) estão mobilizando os capitais institucionais como fundos de pensão, companhias de seguros, fundos de hedge ou de *private equity*, em torno de novas classes de ativos investíveis. Dessa forma, setores que anteriormente poderiam ser símbolo da forte presença do capital público como, por exemplo, educação, saúde, infraestrutura e, mais especificamente no âmbito desse trabalho, os setores de energia renovável, atualmente têm se tornado um *pool* de alternativas para transformação em classes de ativos que se ajustam aos requisitos de lucro dos investidores privados e/ou institucionais ao redor do mundo.

Diante desse cenário, uma fonte de recursos que tem se destacado é a emissão de debêntures incentivadas. As debêntures incentivadas são basicamente títulos privados que podem ser utilizados para financiar projetos de infraestrutura. No caso do setor de energia eólica, a sua participação no Brasil tem aumentado desde 2014, quando registrou o total de 38 emissões por 22 empresas, representando cerca de R\$ 3,3 bilhões em financiamento para o setor (BRASIL ENERGIA, 2024). Um dos principais motivos apontados para o uso dessa fonte de recurso refere-se ao comportamento mais restrito do financiamento bancário verificado no Brasil, conforme as características já apresentadas no tópico anterior. Nesse contexto, os *project bonds* (debêntures de projetos) de empresas brasileiras começaram a ser distribuídos no mercado internacional como alternativa ao financiamento bancário nacional (Wajnberg; Capistrano, 2016).

Por outro lado, Wajnberg e Capistrano (2016) destacam que os elevados custos de emissão, atrelados as altas taxas de juros praticadas no país, aos spreads de crédito exigidos pelos investidores e aos elevados custos de transação dessas ofertas, promovem desincentivos aos empreendedores para emitir essas classes de títulos. Tendo em vista o caráter subordinado da economia brasileira no mercado financeiro global e seus desdobramentos para a economia nacional, a emissão de debêntures desse tipo se defronta com as preferências e restrições dos investidores domésticos que refletem as inquietações dos capitais em busca de retornos de curto prazo. E, como geralmente esses títulos apresentam prazos longos, normalmente superior a dez anos, estes não trazem muita atratividade.

Sendo assim, para tentar contornar tal situação, foi promulgada em 24 de junho de 2011, a Lei 12.431, que criou incentivos tributários para investimentos em debêntures emitidas para

financiar investimentos no setor de infraestrutura no Brasil. Adicionalmente, o BNDES também criou um pacote de estímulos para incentivar o uso desse recurso. O Banco de Desenvolvimento adotou o compartilhamento de garantias e o *cross-default* de suas linhas de financiamento com as debêntures, a flexibilização do índice de cobertura e a troca do sistema de amortização (de SAC para Price). Nesse sentido, a nova Lei, juntamente com os estímulos criados pelo BNDES, mostrou alguma efetividade na viabilização de colocação de ofertas de debêntures de projetos no mercado doméstico (Sousa, 2014; Sussekind, 2015 *apud* Wajnberg; Capistrano, 2016).

Tendo em vista esse comportamento, outro conceito desenvolvido por Gabor (2021) que oferece significado e embasamento para o cenário descrito anteriormente, trata-se da estrutura erguida sob a égide do “Consenso de Wall Street”. De forma resumida, este Consenso traz a ideia de um esforço elaborado para reorganizar as estratégias de desenvolvimento em torno de parcerias firmadas entre os governos e as finanças globais. Wade (2018) descreve esse momento como um retorno da intervenção governamental ativa após décadas de rejeição ideológica que, embora tomado por ambições transformadoras, assumem uma nova forma pelo capitalismo financeiro (Gabor; Braun, 2025). Com algumas de suas particularidades podemos encontrar a economia brasileira caminhando nessa direção, muito embora, ainda a passos lentos comparado a outros países de renda semelhante. Um dos motivos para esta marcha estaria então na configuração do seu mercado de capitais ainda pouco desenvolvido.

Assim, uma vez que as prioridades nacionais em termos de investimentos configuram riscos pelos quais os capitais privados geralmente não estão dispostos a incorrer, a “investibilidade” é produzida por meio de parcerias de redução de risco, onde o dinheiro público é usado para subsidiar o capital privado, essencialmente financeiro. Dito isso, o grande problema que emerge se situa numa relação cada vez mais comandada pelos apetites dos capitais privados em detrimento da autonomia estratégica dos Estados nacionais, que, no caso do Brasil, pode ser expressa através das mudanças recentes na participação do BNDES e na redução de seu papel histórico como banco de desenvolvimento nacional. Esse quadro, conforme Gabor e Sylla (2023), enfraquece estruturalmente a capacidade do próprio Estado para disciplinar o capital privado na busca dos objetivos da industrialização verde.

Por fim, tomando o cenário atual com o qual se encontra os investimentos em geração de energia eólica e as características estruturais da economia brasileira em termos de taxas de juros e

mercado de financiamento de longo prazo, considera-se que, apesar das tentativas do Estado brasileiro em migrar ou mesmo remediar seus limites financeiros por meio de novos instrumentos financeiros como as debêntures incentivadas ou ainda uma nova política de desembolsos pelo BNDES ao nível de juros usual, estamos longe de conquistar os objetivos de uma transição energética nos moldes da urgência climática global.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Apesar dos avanços conquistados, a expansão do setor eólico no Brasil como fonte alternativa para produção de energia elétrica ainda caminha lentamente mesmo levando em consideração o fator de redução em seus custos. Nesse âmbito, a perspectiva que carrega o preço de custo dessas fontes de energia como o principal motor ou argumento para o sucesso da transição energética no mínimo se mostra incipiente diante da complexidade do mercado de renováveis em todo mundo.

O discurso de que as energias renováveis agora são mais baratas do que as fontes convencionais fósseis e que a partir disso o mercado estaria dando os sinais e incentivos certos aos atores privados para a mudança na forma como se produz energia, nem mesmo encontra respaldo na realidade das economias desenvolvidas ao redor do mundo. Ao contrário, de alguma forma, os créditos fiscais ainda permanecem como uma política necessária ao setor de renováveis, implicando em um sustentáculo para as estratégias bem-sucedidas de investimentos seja em países do Norte como do Sul global. O que conduz para o entendimento de que um dos principais desafios para o investimento em capacidade energética renovável na amplitude de escala e rapidez necessárias ao cenário de emergência climática em nível global, pode ser encontrado no componente custo de financiamento.

Por sua vez, quando partimos especificamente para a realidade de economias emergentes ou em desenvolvimento como a do Brasil, algumas características particulares fazem com que a aplicação direta de créditos fiscais pelo Estado não aconteça da mesma forma, ou ainda, de fato aconteça. Devido a uma série de fatores, dentre eles fatores estruturais concernentes ao ambiente monetário e financeiro, verifica-se que a economia brasileira se encontra limitada a desenvolver as suas frentes de financiamento de maneira autônoma, ficando a mercê, na grande maioria dos casos, dos apetites do capital financeiro que se insere nessa dinâmica como o “lobo em pele de cordeiro”, oferecendo alternativas que mais retroalimentam o problema do que o seu inverso.

O presente estudo então levanta a discussão de que fatores conjunturais como também questões estruturais da própria economia brasileira, notadamente as que envolvem o seu perfil de financiamento, estariam em maior ou menor grau influenciando a dinâmica de investimentos e desenvolvimento do setor de energias renováveis no país. Com foco nos empreendimentos

eólicos, buscou-se aprofundar as principais características inerentes à geração de energia por fontes renováveis, considerando a relevância de sua participação na matriz energética nacional. Dito isso, é importante ressaltar que este estudo não buscou exaurir todas as possíveis variáveis correlacionadas ao desenvolvimento do setor eólico nacional, tendo a ciência das especificidades que tal complexo assume no Brasil.

Dessa forma, o presente estudo buscou analisar criticamente os fundamentos de uma teoria que não consegue explicar por si própria os impasses e entraves para um maior desenvolvimento do processo de transição energética, sobretudo em países emergentes, dada a urgência que a temática invoca diante dos acontecimentos ao redor do mundo em termos de clima e meio ambiente. Ressalta-se, ainda, a importância de se considerar as especificidades de tais economias diante de uma estrutura financeira subordinada hierarquicamente no cenário internacional, assinalando a importância de instituições financeiras de fomento como os bancos nacionais de desenvolvimento, na medida em que os investimentos em energias renováveis apresentam a característica de vultuosos aportes em capital inicial e prazos de maturação mais longos.

Para além disso, o movimento geral de circulação e de valorização do capital em escala global avança, principalmente, através das molas propulsoras das finanças, tendo o próprio Estado como um dos seus principais intermediadores. Nesse sentido, a questão da queda nos preços das energias renováveis não consegue suplantar o problema mais geral do processo global de produção capitalista. De acordo com Santos (2018), assumindo uma nova roupagem, reforça-se o velho papel dependente do Estado, que, herdado de seu período colonial, reafirma a antiga função do espaço geográfico latino-americano no processo global de acumulação capitalista.

A posição subordinada do Brasil no sistema monetário internacional reforça então essa característica sobretudo quando se analisa as repercussões da sua política macroeconômica e o impacto que esta acaba gerando às demais políticas públicas de fomento a investimentos no país. O caso particular do BNDES e das transformações recentes na condução da política deste banco de desenvolvimento nacional trazem à tona o problema enraizado na estrutura de valorização do capital no sistema capitalista de produção.

Com isso, a partir dos últimos acontecimentos, percebe-se que para além do problema do

financiamento, as questões em torno do desenvolvimento do setor de energias renováveis estão subjacentes ao paradigma estrutural do sistema capitalista, onde a produção de toda e qualquer mercadoria não se baseia mais, ou ainda, se algum dia se baseou, nas necessidades de consumo, mas primordialmente na capacidade de gerar lucro. Nesse sentido, o cenário da indústria eólica no Brasil demonstra o padrão histórico da concretização do capitalismo na América Latina, o qual em sua vertente contemporânea assume a forma do capital portador de juros na busca por novas fontes de expropriação de riqueza, encontrando nas fontes de energia renováveis bem como na própria natureza em geral uma alternativa lucrativa para os interesses do capital.

Por fim, a pensar sobre a capacidade de o Estado agir estratégicamente em favor dos objetivos ou prioridades econômicas, o modelo de planejamento estatal se configura como uma alternativa passível de orientar o desenvolvimento do setor de energias renováveis no Brasil de forma estratégica diante dos agravantes ambientais e da urgência de ações no combate e/ou mitigação dos impactos das alterações climáticas. Tal modelo não seria algo inovador, visto que, em vários momentos da história das nações, inclusive a brasileira, em menor ou maior grau, é possível extrair algum tipo de planejamento estatal do ordenamento das políticas econômicas implementadas. No Brasil, por exemplo, podemos destacar as experiências dos I, II e III PND's durante as décadas de 1970 e 1980. Assim, apesar de não ser uma tarefa fácil sobretudo ao considerar os padrões de dominância do capital global, esta pode significar uma alternativa contundente para o avanço do desenvolvimento do país tendo em vista o caráter estratégico inerente do setor de energia para uma nação.

## REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica. **Boletim anual 2023.** 2024. Disponível em: [https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/07/424\\_ABEEOLICA\\_BOLETIM-ANUAL-2024\\_DIGITAL\\_PT\\_V3.pdf](https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2024/07/424_ABEEOLICA_BOLETIM-ANUAL-2024_DIGITAL_PT_V3.pdf). Acesso em: 10 jul. 2024.

ACENDE BRASIL. **Crise do curtailment:** desafios e soluções. Canal Energia Online, Brasil, 26 fev. 2025. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br/artigo/crise-do-curtailment-desafios-e-solucoes/>. Acesso em: 28 fev. 2025.

AGÊNCIA BRASIL. **Capacidade de geração de energia eólica deve bater recorde neste ano.** Disponível em: <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2023-04/capacidade-de-geracao-de-energia-eolica-deve-bater-recorde-neste-ano>. Acesso em: 10 jul. 2024.

ALDERSEY-WILLIAMS, John; BROADBENT, Ian D.; STRACHAN, Peter A. Better estimates of LCOE from audited accounts—A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT. **Energy policy**, v. 128, p. 25-35, 2019.

ALVES, Jose Jakson Amancio. Análise regional da energia eólica no Brasil. **Revista Brasileira de Gestão e Desenvolvimento Regional**, v. 6, n. 1, 2010.

AMARANTE, O. AC do. et al. Wind/hydro complementary seasonal regimes in Brazil. **DEWI-Magazin**, v. 10, 2001.

ANBIMA – Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais. **Boletim de financiamento de projetos.** Disponível em: <https://data.anbima.com.br/publicacoes/boletim-de-financiamento-de-projetos/financiamento-de-projetos-na-modalidade-project-finance-alanca-rdollar-32-bilhoes-em-2020>. Acesso em: 11 mar. 2025.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Dados Abertos - Agência Nacional de Energia Elétrica estatísticas.** Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/>. Acesso em: 11 mar. 2025.

ANCONA, D. F. et al. Operational constraints and economic benefits of wind-hydro hybrid systems-Analisis of systems in the US/Canada and Russia. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE. Madrid, Spain, 16-19 June 2003 . **Anais...** Madrid, 2003.

AQUILA, Giancarlo et al. Perspectives under uncertainties and risk in wind farms investments based on Omega-LCOE approach: An analysis in São Paulo state, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 141, p. 110805, 2021.

ARAÚJO, Bruno Plattek de; WILLCOX, Luiz Daniel. Reflexões críticas sobre a experiência brasileira de política industrial no setor eólico. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n.47 , p. [163]-220, mar. 2018.

ARUN, A. Securitizing the Transition. **Phenomenal World**, February 15, 2023. Disponível em: <https://www.phenomenalworld.org/analysis/securitization/>. Acesso em: 11 jul. 2024.

ASSOCIADOS, G. O. **Impactos socioeconômicos e ambientais da geração de energia eólica no Brasil.** São Paulo, julho de 2020.

BABB, Sarah; KENTIKELENIS, Alexander. Markets everywhere: The Washington consensus and the sociology of global institutional change. **Annual Review of Sociology**, v. 47, n. 1, p. 521-541, 2021.

BAHIA, Eduardo. **LCOE:** o que é e como varia por fontes energéticas no Brasil. 2024. Disponível em: <https://blog.luvik.com.br/lcoe-o-que-e-como-varia-entre-as-fontes-energeticas-no-brasil/>. Acesso em: 10 jul. 2024.

BEZERRA, Francisco Diniz. Energia eólica no Nordeste. **Caderno Setorial Etene**, Fortaleza, ano 6, n.200, dez. 2021.

BECKER, Joachim et al. Peripheral financialization and vulnerability to crisis: a regulationist perspective. **Competition & change**, v. 14, n. 3-4, p. 225-247, 2010.

BIANCARELI, A. M. **Integração, ciclos e finanças domésticas: o Brasil na globalização financeira.** 2007. Tese (Doutorado) -Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia, Campinas, 2007.

BIELSCHOWSKY, R. **Investimento e reformas no Brasil:** indústria e infra-estrutura nos anos 1990. 1<sup>a</sup> ed. Brasília: Ipea, Cepal, 2002.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **BNDES Finame - financiamento de máquinas e equipamentos.** 2025. Disponível em: <https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finame-todos>. Acesso em: 12 mar. 2025.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Histórico da parcela fixa da TLP.** 2025. BNDES Data. Disponível em: <https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/bndes-data>. Acesso em: 11 mar. 2025.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Guia do Financiamento.** 2025. Disponível em: <https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/guia/Etapas>. Acesso em: 11 mar. 2025.

BNDES. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Evolução dos desembolsos.** 2025. BNDES Data. Disponível em: <https://www.bnDES.gov.br/wps/portal/site/home/transparencia/estatisticas-desempenho/desembolsos>. Acesso em: 11 mar. 2025.

BONIZZI, B., A.; KALTENBRUNNER; J. POWELL. Subordinate Financialization in Emerging Capitalist Economies. In: MADER, P; MERTENS, D; VAN DER ZWAN, Natascha (eds) **The International Handbook of Financialization**, London: Routledge. 2020. p.177-87.

BORTZ, Pablo G.; KALTENBRUNNER, Annina. The international dimension of financialization in developing and emerging economies. **Development and change**, v. 49,

n.2, p. 375-393, 2018.

BRASIL, Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2024.

BRASIL ENERGIA. **Debêntures incentivadas terão papel relevante no financiamento de projetos eólicos em 2020**. 2024. Disponível em:

<https://brasilenergia.com.br/cenarioseolica/debentures-incentivadas-terao-papel-relevante-no-financiamento-de-projetos-eolicos-em-2020>. Acesso em: 11 fev. 2024.

BRAUN, Benjamin. Central banking and the infrastructural power of finance: The case of ECB support for repo and securitization markets. **Socio-economic review**, v. 18, n. 2, p. 395- 418, 2020.

BRAUN, Benjamin; GABOR, Daniela. Central banking, shadow banking, and infrastructural power 1. In: MADER, P; MERTENS, D; VAN DER ZWAN, Natascha (eds) **The International Handbook of Financialization**, London: Routledge. 2020.

BRAUN, B. Asset Manager Capitalism as a Corporate Governance Regime. In: HACKER, Jacob S. et al. (Ed.) **The American Political Economy: Politics, Markets, and Power**, Cambridge: Cambridge University Press. 2021. p. 270–94.

BRITO, L. et al. Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão. **Revista O setor elétrico**, 2022. Disponível em: <https://www.osetoreletrico.com.br/impactos-da-geracaodistribuida-fotovoltaica-na-tensao-eletica-de-uma-rede-de-distribuicao-embaixa-tensao/>. Acesso em: 10 jul. 2024.

BRUCK, Maira; SANDBORN, Peter; GOUDARZI, Navid. A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). **Renewable Energy**, v. 122, p. 131-139, 2018.

BUTLER, Lucy; NEUHOFF, Karsten. Comparison of feed-in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. **Renewable energy**, v. 33, n. 8, p. 1854-1867, 2008.

CARNEIRO, R. M. Globalização financeira e inserção periférica. **Economia e Sociedade**, Campinas, n. 13, p. 58-92, 1999.

CARNEIRO, R. **Desenvolvimento em crise**: a economia brasileira no último quarto do século XX. São Paulo: Editora Unesp, 2002.

CARNEIRO, R. Globalização e inconversibilidade monetária. **Revista de Economia Política**, v. 28, n. 4 (112), p. 539-556, 2008.

CASTRO, Luciano Irineu de; BORGES, Gustavo Gonçalves; SIMONE, Lucas Fernandes Camilo. O futuro da formação de preços de energia no brasil. **Revista de Economia Contemporânea**, v. 27, p. e232710, 2023.

CASTRO, Nivalde de. et al. **A Formação do preço da energia elétrica: Experiências internacionais e o modelo brasileiro**. Rio de Janeiro, GESEL-IEUFRJ, 2014.

CACHAPUZ, Paulo Brandi de Barros et al. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil.** Rio de Janeiro: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 2006.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **PLD.** Disponível em: <https://www.ccee.org.br/dados-e-analises/dados-pld>. Acesso em: 10 de jul. 2024.

CNN. **Instalação de eólicas no Brasil recua em 2024;** setor vê retomada em 2027. Brasil, 17 jan. 2025. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/microeconomia/instalacao-de-eolicas-no-brasil-recua-em-2024-setor-ve-retomada-em-2027/>. Acesso em: 13 fev. 2025.

COHEN, Benjamin J. The new geography of money. **Nation-States and Money**, v. 2, 1999.

CONTI, Bruno Martarello De; PRATES, Daniela Magalhães; PLIHON, Dominique. A hierarquia monetária e suas implicações para as taxas de câmbio e de juros e a política econômica dos países periféricos. **Economia e Sociedade**, v. 23, p. 341-372, 2014.

COPENA, Damián; SIMÓN, Xavier. Wind farms and payments to landowners: Opportunities for rural development for the case of Galicia. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 95, p. 38-47, 2018.

CORTES de geração de energia renovável causam prejuízos de quase R\$ 1 bi a empresas do setor, diz associação. **Valor Econômico**, São Paulo, 27 ago. 2024.

CORTEZ, Adolfo Von Ende. **Análise de geração distribuída para consumidores no mercado livre de energia.** (Trabalho de Conclusão de Curso) – Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2020.

COSTA, R. C. da.; PIEROBON, E. C. Leilão de energia nova: análise da sistemática e dos resultados. **BNDES Setorial**, 27, p. 39-58, 2008.

COSTA, Ricardo Cunha da; PRATES, Cláudia Pimentel Trindade. O papel das fontes renováveis de energia no desenvolvimento do setor energético e barreiras à sua penetração no mercado. **BNDES Setorial**, Rio de Janeiro, n. 21, p. 5-30, mar. 2005.

COSTA, Mônica Antonizia de Sales et al. Impactos socioeconômicos, ambientais e tecnológicos causados pela instalação dos parques eólicos no Ceará. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 34, p. 399-411, 2019.

COUNCIL, Global Wind Energy. GWEC global wind report 2024. **Global wind energy council**: Bonn, Germany, 2024.

CHRISTOPHERS, Brett. **The Price is Wrong:** Why Capitalism Won't Save the Planet. London, Verso Books, 2024.

CLIMATE POLICY INITIATIVE. 2023. **Global Landscape of Climate Finance 2023.** Disponível em: <https://www.climatepolicyinitiative.org/wp-content/uploads/2023/11/Global-Landscape-of-Climate-Finance-2023.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

DAFERMOS, Yannis; GABOR, Daniela; MICHELL, Jo. The Wall Street Consensus in pandemic times: what does it mean for climate-aligned development? **Canadian Journal of**

**Development Studies/Revue canadienne d'études du développement**, v. 42, n. 1-2, p. 238-251, 2021.

DEVIDO à queda na demanda no mercado latino-americano, nossa fábrica de pás eólicas LM Wind Power em Suape, Brasil, encerrará suas operações. **Valor Econômico**, São Paulo, 11 fev. 2025.

DUTRA, Ricardo Marques; TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. Estudo de viabilidade econômica para projetos eólicos com base no novo contexto do setor elétrico. **Revista Brasileira de Energia**, v. 9, n. 1, p. 1-16, 2002.

DUTRA, Joisa; MENEZES, Flavio. Lessons from the electricity auctions in Brazil. **The Electricity Journal**, v. 18, n. 10, p. 11-21, 2005.

DUTRA, Ricardo Marques; SZKLO, Alexandre Salem. A energia eólica no Brasil: Proinfa e o novo modelo do Setor Elétrico. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA-CBE, 11, 2, 2006, Cresesb-Cepel, 2006. **Anais...** 2006, p. 842-868.

EDENHOFER, Ottmar et al. On the economics of renewable energy sources. **Energy Economics**, v. 40, p. S12-S23, 2013.

EPE. Empresa Pública de Energia. **Resenha Mensal do Mercado de Energia Elétrica**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/resenha-mensal-do-mercado-de-energia-eletrica>. 2024a. Acesso em: 10 jul. 2024.

EPE. Empresa Pública de Energia. **Balanço Energético Nacional 2024**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-723/BEN2024.pdf>. 2024b. Acesso em: 10 jul. 2024.

ERTURK, Ismail; SOLARI, Stefano. Banks as continuous reinvention. **New political economy**, v. 12, n. 3, p. 369-388, 2007.

ESTAVARE, Fernando Hiratsuka. **Análise dos impactos da Covid-19 no mercado brasileiro de energia elétrica**. 2022. 59 f. il. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira, 2022.

FERREIRA, Carlos Kawall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil . In: PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (Ed.). **A privatização no Brasil**: o caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. p. [179]-220. Disponível em: <http://web.bnDES.gov.br/bib/jspui/handle/1408/14479>.

FIORAVANTE, Dea Guerra. O preço da energia: O descontrole do abuso de controle. **Radar: tecnologia, produção e comércio exterior**, Brasília, n. 70, 25 p., ago. 2022.

FREIRE, W. PLD horário e novas tecnologias devem aumentar competitividade de eólicas no Sul (Broadcast Energia). **Vilco Energias Renováveis**. 2021. Disponível em: <https://vilco.com.br/2021/03/08/pld-horario-e-novas-tecnologias-devem-aumentar->

competitividade-de-eolicas-no-sul-broadcast-energia/. Acesso em: 09 mar. 2025.

GABOR, Daniela. (De) financialization and crisis in Eastern Europe. **Competition & change**, v. 14, n. 3-4, p. 248-270, 2010.

GABOR, D.; VESTERGAARD, J. Towards a theory of shadow money. **INET Working Paper**. Nova Iorque: Institute for New Economic Thinking, 2016.

GABOR, Daniela. Critical macro-finance: A theoretical lens. **Finance and society**, v. 6, n. 1, p. 45-55, 2020.

GABOR, Daniela. The wall street consensus. **Development and change**, v. 52, n. 3, p. 429-459, 2021.

GABOR, Daniela; SYLLA, Ndongo Samba. Derisking developmentalism: a tale of green hydrogen. **Development and change**, v. 54, n. 5, p. 1169-1196, 2023.

GABOR, Daniela; BRAUN, Benjamin. Green macrofinancial regimes. **Review of International Political Economy**, p. 1-27, 2025.

GOMEZ-RIOS, Maria del Carmen; GALVEZ-CRUZ, Dora. Simulation of Levelized Costs of Electricity Considering Externalities. **Revista mexicana de economía y finanzas**, v. 16, n. 4, 2021.

GOMES, Antonio Claret Silva et al. **O setor elétrico**. 2002. Disponível em: [https://web.bnDES.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico\\_P\\_BD.pdf](https://web.bnDES.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/13975/3/BNDES%2050%20anos%20-%20O%20setor%20el%C3%A9trico_P_BD.pdf). Acesso em: 10 jul. 2024.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, v. 43, p. 295-321, 2009.

GOUVÊA, Renato Luiz Proença de; SILVA, Paulo Azzi da. Desenvolvimento do setor eólico no Brasil. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v.25, n.49, p. 81-118, jun. 2018.

GREEN, R. LÉAUTIER, T.O. Do costs fall faster than revenues? Dynamics of renewables entry into electricity markets, No 15-591, **TSE Working Papers**, Toulouse School of Economics (TSE). 2015.

GUENA, Ana Maria de Oliveira. **Avaliação ambiental de diferentes formas de geração de energia elétrica**. 2007. Dissertação (Mestrado em Tecnologia Nuclear - Materiais) - Instituto de Pesquisas Energéticas e Nucleares, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007. doi: 10.11606/D.85.2007.tde-14052007-224500. Acesso em: 2024-07-08.

GUIMARÃES, Leonam dos Santos. **O custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética**. 2019. Disponível em: [https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna\\_opiniao\\_transicao\\_energetica.pdf](https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opiniao_transicao_energetica.pdf). Acesso em: 10 jul. 2024.

HIRTH, Lion. The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. **Energy economics**, v. 38, p. 218-236, 2013.

HUBER, Matt T.; STAFFORD, Fred. Socialist Politics and the Electricity Grid. *Catalyst: A Journal of Theory & Strategy*, v. 6, n. 4, 2023.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **SCNT - Sistema de Contas Nacionais Trimestrais – Séries Históricas**. Disponível em: [https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html?=&t=series-historicas&utm\\_source=landing&utm\\_medium=explica&utm\\_campaign=pib#evolucao-taxa](https://www.ibge.gov.br/estatisticas/economicas/contas-nacionais/9300-contas-nacionais-trimestrais.html?=&t=series-historicas&utm_source=landing&utm_medium=explica&utm_campaign=pib#evolucao-taxa). Acesso em: 10 jul. 2024.

IEA. **COP28 Tripling Renewable Capacity Pledge**. 2024. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecb74736-41aa-4a55-aacc-d76bdfd7c70e/COP28TriplingRenewableCapacityPledge.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

IEA. **Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies (Executive Summary)**. Disponível em: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/ede090a1-8c204a7ab6a8965d63816f4d/WEI2021\\_Financingcleanenergytransitions\\_ExecutiveSummary\\_BrazilianPortuguese.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/ede090a1-8c204a7ab6a8965d63816f4d/WEI2021_Financingcleanenergytransitions_ExecutiveSummary_BrazilianPortuguese.pdf). Acesso em: 10 jul. 2024.

IEA. **Empowering Urban Energy Transitions**, IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/empowering-urban-energy-transitions>, 2024. Acesso em: 10 jul. 2024.

JARAMILLO, Oscar Alfredo; BORJA, Miguel Angel; HUACUZ, Jorge M. Using hydropower to complement wind energy: a hybrid system to provide firm power. **Renewable energy**, v. 29, n. 11, p. 1887-1909, 2004.

JOSKOW, Paul L. Comparing the costs of intermittent and dispatchable electricity generating technologies. **American Economic Review**, v. 101, n. 3, p. 238-241, 2011.

KALINOWSKI, Thomas; CHO, Hyekyung. The political economy of financial liberalization in South Korea: state, big business, and foreign investors. **Asian Survey**, v. 49, n. 2, p. 221-242, 2009.

KALTENBRUNNER, Annina; PAINCEIRA, Juan Pablo. The impossible trinity: inflation targeting, exchange rate management and open capital accounts in emerging economies. **Development and Change**, v. 48, n. 3, p. 452-480, 2017.

KARACIMEN, Elif. Consumer credit as an aspect of everyday life of workers in developing countries: Evidence from Turkey. **Review of Radical Political Economics**, v. 48, n. 2, p. 252-268, 2016.

KARWOWSKI, E.; STOCKHAMMER, E. Financialisation in emerging economies: a systematic overview and comparison with Anglo-Saxon economies. **Economic and Political Studies**, v. 5, n. 1, p. 60-86, 2017.

KATSAPRAKAKIS, Dimitris Al et al. Introduction of a wind powered pumped storage system in the isolated insular power system of Karpathos–Kasos. **Applied Energy**, v. 97, p. 38-48, 2012.

KENNEDY, Scott. Wind power planning: assessing long-term costs and benefits. **Energy Policy**, v. 33, n. 13, p. 1661-1675, 2005.

KEYNES, John Maynard. **The General Theory of Employment, Interest and Money**. London: Macmillan, 1936.

KLEIN, Naomi. **This changes everything: Capitalism vs. the climate**. Simon and Schuster, New York, 2014.

KREGEL, Jan. Using Minsky's cushions of safety to analyze the crisis in the US subprime mortgage market. **International Journal of Political Economy**, v. 37, n. 1, p. 3-23, 2008.

KVELLER, Uriel Boianovsky; FRACALANZA, Paulo Sérgio. Bancos Nacionais de Investimento (BNs) e transição ecológica: um olhar sobre a atuação recente do BNDES (2010–2020). In: ENCONTRO NACIONAL DE ECONOMIA POLÍTICA, 27, 2022, Uberlândia. **Anais...** Uberlândia: UFU, 2022.

LAPAVITSAS, Costas. Financialised capitalism: Crisis and financial expropriation. **Historical materialism**, v. 17, n. 2, p. 114-148, 2009.

LAPAVITSAS, Costas. **Profiting without producing:** How finance exploits us all. Londres: Verso Books, 2014.

LAZONICK, William; O'SULLIVAN, Mary. Maximizing shareholder value: a new ideology for corporate governance. **Economy and society**, v. 29, n. 1, p. 13-35, 2000.

ANGLEY, Paul. Financialization and the consumer credit boom. **Competition & change**, v. 12, n. 2, p. 133-147, 2008.

LAAN, Cesar R.; CUNHA, André Moreira; LÉLIS, Marcos Tadeu C. A estratégia de acumulação de reservas no Brasil no período 1995-2008: uma avaliação crítica. **Economia e Sociedade**, v. 21, p. 1-38, 2012.

LEE, Hoesung et al. **Climate change 2023:** synthesis report. Contribution of working groups I, II and III to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. IPCC, Geneva, Switzerland, 2023.

LIMA, L. O., et al. Impactos Ambientais na Instalação de Parques Eólicos no Nordeste Brasileiro. **Brasil windpower**, Rio de Janeiro, 2017.

LOSEKANN, L.; RODRIGUES, N. 20 Anos de Leilões de Energia no Brasil: Evolução e Novos Desafios. **Ensaio Energético**, 09 de novembro, 2024.

MARINHO, M. H. D. N.; AQUINO, R. R. B. D. Complementariedade Sazonal Hidro-Eólica para Oferta de Energia Elétrica. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE RECURSOS HÍDRICOS, 17, 2007, São Paulo. **Anais...** São Paulo, 2007.

MEHRLING, Perry. Modern money: fiat or credit?. **Journal of Post Keynesian Economics**, v. 22, n. 3, p. 397-406, 2000.

MELO, Rodrigo Costa. **Determinantes na formação do preço da energia eólica nos leilões do mercado regulado no Brasil.** 2019. 60 f. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – Instituto de Ensino e Pesquisa – Insper, São Paulo, 2019.

MODENESI, Andre de Melo; MODENESI, Rui Lyrio. Quinze anos de rigidez monetária no Brasil pós-Plano Real: uma agenda de pesquisa. **Brazilian Journal of Political Economy**, v. 32, p. 389-411, 2012.

MONTEZANO, Bruno Eduardo Moreira. **Estratégias para identificação de sítios eólicos promissores usando sistema de informação geográfica e algoritmos evolutivos.** 2012. 215 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2012. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/dissertacao/201210\\_montezano\\_b\\_e\\_m\\_ms.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/dissertacao/201210_montezano_b_e_m_ms.pdf).

MOREIRA, Edison Marques. O regime de metas de inflação, a taxa de juros e a relação dívida pública/PIB. **Indicadores Econômicos FEE**, v. 34, n. 2, p. 13-20, 2006.

McGOWAN, J. G., CONNERS, S. R. Windpower: A Turn of the Century Review. **Annual Review of Energy and the Environment**. v.25, p.147-97, 2000.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Portal de Dados Abertos**. Disponível em: <https://dados.ons.org.br/>. Acesso em: 11 mar. 2025.

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Geração e Fator de Capacidade Médios Mensais.** Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-fator-capacidade-medios-mensais.aspx>. Acesso em: 11 mar. 2025.

ORHANGAZI, Özgür. Financialization and the us economy. **Edward Elgar Publishing**. Cheltenham, UK, 2008. Dis

PAINCEIRA, J.P. Los países en desarrollo en la era de la financiarización: de la acumulación del déficit a la de reservas en divisas. In: LAPAVITSAS, C.(coord.). **La crisis de la financiarización**. México DF: UNAM/IIE, 2011, p. 309-358.

PELLEGRINI, J. A. Reservas Internacionais do Brasil: evolução, nível adequado e custo de carregamento. **Estudo Especial**, n. 1, IFI, mar. 2017.

POLO, Luciana Levantezi; FREIRIA, Rafael Costa. O mercado livre de energia e a transição energética brasileira. **Homa Publica-Revista Internacional de Derechos Humanos y Empresas**, v. 8, n. 1, p. 127-127, 2024.

PRATES, D. M. **Crises financeiras nos países "emergentes"**: uma interpretação heterodoxa. 2002. Tese (Doutorado) - Universidade Estadual de Campinas. Instituto de Economia, Campinas, 2002.

PRATES, D. M.; CINTRA, M. A. M. **Keynes e a hierarquia de moedas**: possíveis lições para o Brasil. Campinas: IE/Unicamp, out. 2007. (Texto para Discussão, n. 137).

**PORTAL ENERGIA LIMPA. Solar e eólica crescem três vezes mais que as demais fontes**

**de energia.** 2023. Disponível em: [https://energialimpa.live/solar-e-eolica-crescem-tres-vezes-mais-que-as-demais-fontes-de-energia/?srsltid=AfmBOoo0eeOLaKZO9Ooiqhmyt59RC37OtcT-cJ\\_kUBxL77YJRgo8gS\\_](https://energialimpa.live/solar-e-eolica-crescem-tres-vezes-mais-que-as-demais-fontes-de-energia/?srsltid=AfmBOoo0eeOLaKZO9Ooiqhmyt59RC37OtcT-cJ_kUBxL77YJRgo8gS_). Acesso em: 10 jul. 2024.

RAMOS, A.; GONDIM, C. E. Os desafios do setor elétrico brasileiro & Avanços esperados frente à transformação global. **Strategy&**, São Paulo, 2017.

RENNKAMP, Britta; WESTIN, Fernanda Fortes; GROTTERA, Carolina. Política de conteúdo local e incentivos financeiros no mercado de energia eólica no Brasil. **Documentos de Proyectos 45598**, Naciones Unidas Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), 2020.

RIBEIRO, Carolina Silva. **Ventos da Bahia:** uma análise dos impactos socioeconômicos de empreendimentos eólicos no semiárido baiano. Tese (Doutorado em Desenvolvimento Econômico) – Faculdade de Economia, Universidade Federal da Bahia. Salvador, 2021.

ROCHA, N. A. et al. Estabilização sazonal da oferta de energia através da complementaridade entre os regimes hidrológico e eólico. In: SNPTEE, 15 1999, Foz do Iguaçu. **Anais...** Paraná: Grupo de Planejamento de Sistemas Elétricos (GPL), 1999.

RODRIGUES, António Manuel Modesto. **O Custo de Capital Para Projetos de Investimento em Energia Eólica e Solar em Cabo Verde.** 2020. Dissertação de Mestrado. Universidade de Évora (Portugal).

SANTOS, Priscila Emanuele de Lucena; ARAÚJO, Francisco José Costa. O Desenvolvimento Da Energia Eólica No Brasil: Uma Revisão Bibliográfica. **Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação**, v. 9, n. 6, p. 2978-2989, 2023.

SILVA, Walquíria do Nascimento; BRAGA, Luís Gustavo Schroder e. **A evolução do setor elétrico brasileiro e mercado livre de energia.** 2020. Disponível em: <https://dspace.doctum.edu.br/bitstream/123456789/3703/1/Walquiria%20Silva.pdf>. Acesso em: 10 jul. 2024.

SIMAS, Moana Silva. **Energia eólica e desenvolvimento sustentável no Brasil:** estimativa da geração de empregos por meio de uma matriz insumo-produto ampliada. 2012. 220 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Administração, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012. Disponível em: <http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-10092012-095724/en.php>.

SOARES, Gustavo. CMN corta juros para indústria eólica e eleva para solar. **Folha de S. Paulo**, São Paulo, 19 dez. 2024.

SOUSA, S. F. **Debêntures de Infraestrutura como alternativa de financiamento para projetos de infraestrutura no Brasil.** 103 f. Trabalho de formatura (Graduação em Engenharia de Produção) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014. Disponível em: <https://bdta.abcd.usp.br/item/002693924>.

SANTANA, A. A falta de linhas de transmissão põe em espera projetos de energia eólica e solar no Brasil. **Climate Tracker**, Brasil, 13 dez. 2023.

SANTOS, F. L. B. **Uma história da onda progressista sul-americana (1998-2016)**. São Paulo: Elefante, 2018.

SOARES, Joyce Aristércia Siqueira; CÂNDIDO, Gesinaldo Ataíde. Planejamento energético no Brasil: a caminho de uma política energética de inserção da matriz nos moldes da sustentabilidade. **Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental**, v. 9, n. 3, p. 637-662, 2020.

SOUZA, Gustavo Henrique Silva de. et al. Gestão energética e inovação sustentável: a formação de preço da energia eólica no estado do Rio Grande do Norte. **RAI Revista de Administração e Inovação**, v. 11, n. 3, p. 255-280, 2014.

SOZZI, Gustavo. **Formação do preço da energia convencional nas transações entre agentes no mercado de curto prazo brasileiro**. São Paulo, 2014.

SCHMIDT, Tobias S.; BORN, Robin; SCHNEIDER, Malte. Assessing the costs of photovoltaic and wind power in six developing countries. **Nature Climate Change**, v. 2, n. 7, p. 548-553, 2012.

SMITH, Richard et al. **Green capitalism: the god that failed**. London: College Publications, 2016.

STOCKHAMMER, Engelbert. Financialisation and the slowdown of accumulation. **Cambridge journal of economics**, v. 28, n. 5, p. 719-741, 2004.

SUN, C. S. et al. Environmental impact of wind power generation projects. **J. Electr. Power Sci. Technol**, v. 23, p. 19-23, 2008.

TENDERÓ, Suzie. **Parques eólicos e impactos socioeconômicos e ambientais na percepção de agricultores em Osório-RS**. 2013. 80 f. TCC (Graduação) - Curso de Tecnologia em Desenvolvimento Rural, Ciências Econômicas, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2013.

TERCIOTE, R. A energia eólica e o meio ambiente. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 4., 2002, Campinas. **Proceedings online...** São Paulo, 2002.

TORRES FILHO, Ernani Teixeira; COSTA, Fernando Nogueira da. BNDES e o financiamento do desenvolvimento. **Economia e Sociedade**, v. 21, p. 975-1009, 2012.

TOBIAS, E. **Panorama do financiamento de projetos eólicos em 2023-24**. Disponível em: <https://brasilenergia.com.br/energia/panorama-do-financiamento-de-projetos-eolicos-em-2023-24>. 2024. Acesso em: 28 fev. 2025.

TRALDI, Mariana. Os impactos socioeconômicos e territoriais resultantes da implantação e operação de parques eólicos no semiárido brasileiro. **Scripta Nova**, v. 22, n. 589, p. 1-34, 2018.

UNEP, F. I. **Climate Risks in the Power Generation Sector**. 2024. Disponível em: <https://www.unepfi.org/wordpress/wp-content/uploads/2024/05/Climate-Risks-in-the-Power-Generation-Sector-1.pdf>.

VAN DER ZWAN, Natascha. Making sense of financialization, **Socio-Economic Review**, Volume 12, Issue 1, p. 99-129, January 2014. Disponível em:  
<https://doi.org/10.1093/ser/mwt020>. Acesso em: Acesso em: 11 mar. 2025.

VAZQUEZ, Miguel; HALLACK, Michelle; QUEIROZ, Renato. **Condicionantes institucionais à execução de projetos de infraestrutura:** financiamento de longo prazo. Rio de Janeiro, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada-IPEA, 2016. Texto para Discussão (No. 2266).

VIANA, Alexandre Guedes. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil.** 624 f. Tese (Doutorado em Sistemas de Potência) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017. Disponível em:  
<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-06042018-082743/pt-br.php>.

VIEIRA, Filipe de Castro.; PAULA, Luiz Fernando de. **Bancos de desenvolvimento e mercados de capitais no financiamento de energia eólica no Brasil:** Substituição ou complementaridade?. Rio de Janeiro, Instituto de Economia – UFRJ, 2024. Texto para Discussão 018.

WACHSMANN, Ulrike; TOLMASQUIM, Maurício T. Wind power in Brazil—transition using German experience. **Renewable energy**, v. 28, n. 7, p. 1029-1038, 2003.

WADE, Robert H. The developmental state: dead or alive?. **Development and change**, 49, no. 2, 518-546. 2018.

WAJNBERG, Daniel; CASTRO, Elisa Capistrano. Debêntures de projetos de infraestrutura: uma comparação entre as experiências brasileira e internacional. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, n. 46, p. 103-161, dez. 2016.

WENCESLAU, Franklin Ferreira. **PROINFA:** uma contribuição para a diversificação da matriz energética no Rio Grande do Sul?. 2013. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento Regional) - Universidade de Santa Cruz do Sul – UNISC, Rio Grande do Sul, 2013.

WERNER, Deborah. **Estado, capitais privados e territórios no processo de reconfiguração do setor elétrico brasileiro pós-1990.** 434 f. Tese de Doutorado. Tese de Doutoramento, IPPUR/UFRJ, Brasil, 2016.