



ATRASOS DE PROJETOS CONTRATADOS EM LEILÕES DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

Bruno Andrade Diniz

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

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Rio de Janeiro

Fevereiro de 2025

ATRASOS DE PROJETOS CONTRATADOS EM LEILÕES DE GERAÇÃO DE
ELETRICIDADE NO BRASIL

Bruno Andrade Diniz

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

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Aprovada por: Prof. Alexandre Salem Szklo

Prof. Roberto Schaeffer

Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba

Dr. Mauricio Uriona Maldonado

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2025

Diniz, Bruno Andrade

Atrasos de projetos contratados em leilões de geração de eletricidade no Brasil/ Bruno Andrade Diniz – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2025.

XII, 100 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2025.

Referências Bibliográficas: p. 87-96.

1. Atrasos em Projetos. 2. Leilões de Eletricidade. 3. Energia Renovável. I. Szklo, Alexandre Salem et al. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais, que me trouxeram ao mundo e me ensinaram a viver nele. A meus irmãos, companheiros de infância e de vida, e à minha avó, Maria Helena, que me transmitiu seu amor pelos livros.

Aos meus orientadores, Alexandre e Roberto, por sua excelência, generosidade e pelas contribuições valiosas, sempre demonstrando disponibilidade e compreensão ao longo da elaboração deste trabalho.

Aos professores do PPE, em especial Maurício Tolmasquim, que colaborou na elaboração do artigo em que parte deste trabalho foi publicado.

Ao BNDES, pela flexibilidade e oportunidade de conciliação do trabalho com a pós-graduação.

Ao Leandro, que plantou a ideia deste mestrado, agradeço pela parceria nesta e em tantas outras peripécias. À Renata, pelo cuidado e pela companhia tão importantes no início dessa jornada. E a todos os amigos e amigas que riram comigo nos dias felizes e me acolheram em tempos sombrios. Obrigado, Jiló, Rafaela, Eduardo, Ricardo, Felipe, Katia, Raquel, Bruna, Maira, Júlia, Ana Elisa, André, Franco, Lele, e tantos outros.

Por fim, agradeço ao universo e à improvável combinação de forças e eventos que, generosamente, permitiram que eu tivesse o privilégio de conhecer, no mestrado, a Letícia. O amor, gratidão e admiração que sinto por ela não cabem em palavras.

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

ATRASOS DE PROJETOS CONTRATADOS EM LEILÕES DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

Bruno Andrade Diniz

Fevereiro /2025

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Programa: Planejamento Energético

Os leilões tornaram-se o principal mecanismo de apoio à expansão da oferta de energia renovável no mundo. O Brasil é um dos pioneiros no uso de leilões para contratação de eletricidade de fontes renováveis e não renováveis. Este estudo investiga os atrasos na implementação dos projetos contratados em 41 leilões realizados entre 2005 e 2019, analisando um banco de dados com informações de 1.273 projetos, totalizando 100,5 GW de capacidade instalada. Utilizando modelos de regressão múltipla, foram avaliados os efeitos de mudanças no desenho dos leilões e de características dos projetos sobre os cronogramas de implantação. Também foi estimado o impacto econômico dos atrasos, considerando a energia não entregue e a diferença entre o preço do mercado de curto prazo e os valores contratados. Os resultados indicam que medidas regulatórias, como a alocação aos geradores dos riscos de conexão à rede, reduziram significativamente os atrasos em projetos eólicos. Os projetos contratados em leilões realizados com maior antecedência levaram mais tempo para serem concluídos, mas foram menos propensos a atrasos. Projetos de grande escala tiveram maiores atrasos, enquanto a diferenciação entre leilões específicos por tecnologia e multitecnologia não apresentou impacto significativo. Além disso, não foi observada relação entre lances individuais baixos e atrasos, sugerindo que o modelo híbrido de leilões brasileiro pode mitigar a "maldição do vencedor". As conclusões deste estudo oferecem subsídios aos formuladores de políticas para o aprimoramento dos leilões, podendo contribuir para a expansão eficiente da oferta de eletricidade renovável e outras tecnologias essenciais à transição energética.

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

PROJECT DELAYS IN BRAZILIAN ELECTRICITY GENERATION AUCTIONS

Bruno Andrade Diniz

February /2025

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Roberto Schaeffer

Department: Energy Planning

Auctions have become the primary mechanism for supporting renewable energy expansion worldwide. Brazil is a pioneer in using auctions to contract electricity from both renewable and non-renewable sources. This study examines delays in the implementation of projects awarded in 41 auctions held between 2005 and 2019, analyzing a dataset of 1273 projects totaling 100.5 GW of installed capacity. Using multiple regression models, the study assesses the effects of project characteristics and auction design changes on implementation timelines. The economic impact of delays is estimated by calculating unserved energy and the difference between the short-term market price and contracted values. The findings indicate that regulatory measures, such as transferring transmission connection risks to generators, have significantly reduced delays in wind power projects. Projects with longer lead times took longer to be completed but were less likely to experience delays. Large-scale projects were more prone to delays, while no significant difference was observed between technology-specific and multi-technology auctions. Additionally, no correlation was found between low bids and delays, suggesting that Brazil's hybrid auction model may mitigate the "winner's curse." The empirical evidence provides policymakers with insights into improving auction mechanisms to support the timely expansion of renewable electricity and other technologies essential for the energy transition.

SUMÁRIO

1. Introdução	1
2. Fundamentação teórica	7
2.1. Instrumentos de política pública para apoio a fontes renováveis ..	7
2.2. Elementos de desenho de leilões	13
2.3. Leilões de eletricidade no Brasil.....	20
2.4. Hipóteses a serem testadas.....	29
3. Metodologia.....	36
3.1. Base de dados	36
3.2. Energia não fornecida e custos associados	40
3.3. Análise de regressão	44
4. Resultados e Discussão	62
4.1. Análise exploratória dos dados.....	62
4.2. Resultados das análises de regressão	70
5. Conclusão	82
6. Referências	87
Apêndice A	1

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Adoção de políticas de incentivo a energias renováveis (FIP/FIT ou Leilões), 2010-2021	10
Figura 2 - Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil em 2005-2023 (GW)	22
Figura 3 – Histórico de Contratação nos Leilões de Expansão por Fonte Energética (2005-2024)	25
Figura 4 - Evolução da Contratação por Fonte Energética e por Tipo de Leilão	25
Figura 5 - Etapas do leilão	26
Figura 6 - Representação gráfica do cálculo do custo econômico dos atrasos ...	43
Figura 7 – Exemplo de Avaliação Visual do Ajuste do Modelo: Verificação de Suposições e Desempenho (Modelo “Somente Eólicas”)	48
Figura 8 - Distribuição Empírica do Atraso em Projetos Não Cancelados: Frequência e Identificação de Percentis e Desvios Padrão	51
Figura 9 - Distribuição dos Resíduos Padronizados: Identificação de Outliers .	53
Figura 11 – Resumo esquemático das etapas do processo de filtragem dos dados	54
Figura 10 – Matriz de Correlação entre Variáveis da Base de Dados	55
Figura 12 - Percentual de projetos que participaram de leilões específicos por tecnologia por fonte	58
Figura 13 – Estratégia de modelagem para as análises de regressão dos atrasos	61
Figura 14 - Tempo médio de implantação dos projetos por fonte, antecedência média dos leilões e comparação com referência internacional.....	64
Figura 15 - Dispersão: Tempo de realização dos projetos x tempo de antecedência dos leilões	65
Figura 16 - Atraso observado dos projetos por rodada de leilão e fonte, 2005-2019	66
Figura 17 - Atendimento do cronograma pelos projetos contratados em cada rodada de leilão.....	67

Figura 18 - Energia Não Fornecida em Decorrência de Atrasos por Submercado e por Fonte.....	68
Figura 19 - Custo Total dos Atrasos por Submercado e Fonte.....	69
Figura 20 - Resumo dos Efeitos das Variáveis por Modelo: Direção e Significância	74
Figura 21 - Dispersão do Atraso (Delay) dos Projetos Eólicos em Relação à Localização no Nordeste e à Alocação dos Riscos de Transmissão.....	77

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Quantidade de agentes no mercado elétrico brasileiro	21
Tabela 2 - Matriz elétrica brasileira (Outubro 2024).....	22
Tabela 3- Elementos básicos do desenho do esquema de leilões no Brasil.....	27
Tabela 4 – Descrição das informações extraídas do Relatório InfoMercado Dados Individuais (CCEE, 2024c)	37
Tabela 5 - Descrição das informações extraídas do Relatório de Resultados Consolidados de Leilões (CCEE, 2024b).....	38
Tabela 6 - Descrição das potenciais variáveis explicativas	45
Tabela 7 - Estatística descritiva resumida da amostra final.....	54
Tabela 8 - Resumo dos Modelos de Regressão Utilizados.....	56
Tabela 9 - Resumo dos projetos contratados por fonte: quantidade, atrasos, cancelamentos e capacidade instalada	62
Tabela 10 - Resultados dos Modelos de Regressão Linear (LM).....	71
Tabela 11 - Resultados dos Modelos de Regressão Linear Robusta (RLM) – dados filtrados.....	72
Tabela 12 - Resultados dos Modelos de Regressão Linear Robusta (RLM_NF) - sem remoção prévia de outliers	73

LISTA DE SIGLAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre
ACR: Ambiente de Contratação Regulada
AIC: Critério de Informação de Akaike [*Akaike Information Criterion*]
ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica
BECCS: Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono
CCEAR: Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CER: Contrato de Energia de Reserva
CMO: Custo Marginal de Operação
CVU: Custo Variável Unitário
EER: Encargo de Energia de Reserva
EPE: Empresa de Pesquisa Energética
FER: Fontes de Energia Renovável
FIT: Tarifa Feed-in [*Feed-in Tariff*]
FIP: Prêmio Feed-in [*Feed-in Premium*]
GNL: Gás Natural Liquefeito
IDH: Índice de Desenvolvimento Humano
IEA: Agência Internacional de Energia
IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
LCR: Regra de Conteúdo Local [*Local Content Requirement*]
LEN: Leilão de Energia Nova
LER: Leilão de Energia de Reserva
LFA: Leilão de Fontes Alternativas
LPE: Leilão de Projeto Estruturante
LRC: Leilão de Reserva de Capacidade
LRT: Testes de Razão de Verossimilhança [*Likelihood Ratio Test*]
MME: Ministério de Minas e Energia
ONS: Operador Nacional do Sistema Elétrico

ONU: Organização das Nações Unidas

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PDE: Plano Decenal de Expansão

PIB: Produto Interno Bruto

PIE: Produtor Independente de Energia

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças

PPA: Contrato de Compra e Venda de Energia [*Power Purchase Agreement*]

REC: Renewable Energy Certificate

RPO: Obrigação de Compra de Energia Renovável [*Renewable Purchase Obligation*]

SCRs: Regras de Concentração de Vendedores [*Seller Concentration Rules*]

SIN: Sistema Interligado Nacional

TS: Específico por Tecnologia [*Technology Specific*]

TN: Tecnologicamente Neutro [*Technology Neutral*]

UHE: Usina Hidrelétrica

VIF: Fator de Inflação da Variância [*Variance Inflation Factor*]

1. Introdução

Historicamente, o consumo de energia final esteve associado ao crescimento populacional, ao Produto Interno Bruto (PIB) e ao Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) de um país (SMIL, 2010; UNDP, 2016). Por essa razão, assegurar o acesso universal, confiável, moderno e a preços acessíveis a serviços de energia é um dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável da Agenda 2030 da ONU (UN, 2015). Embora a eletricidade corresponda atualmente a cerca de um quinto do consumo total de energia no mundo, sua participação vem aumentando. Diversos cenários consistentes com o Acordo de Paris, como o *Sustainable Development Scenario* da Agência Internacional de Energia (IEA), apontam para uma tendência de aceleração da eletrificação, de modo que a eletricidade pode superar os derivados de petróleo como principal fonte de energia final até 2040 (IEA, 2020).

Nesse cenário, a rápida implementação de tecnologias de energia renovável é central para o atingimento de metas de descarbonização (JUNG; SCHINDLER, 2022). Na última década, a centralidade dessas tecnologias na substituição de fontes fósseis poluentes aumentou nos planos de descarbonização de muitos países (KLAASSEN; STEFFEN, 2023). Por exemplo, a União Europeia (UE) estabeleceu a meta de alcançar 45% da geração elétrica a partir de renováveis até 2030 (PARLIAMENT, 2023), e a Índia pretende suprir 50% de suas necessidades de eletricidade com renováveis no mesmo ano (INDIA, 2022). No Brasil, o Plano Nacional de Energia (MME; EPE, 2020) inclui cenários em que a demanda por energia elétrica pode triplicar até 2050, fazendo com que a necessidade de atendimento através de geração centralizada possa atingir cerca de 172 mil MW médios em 2050, o que equivale a cerca de 2,4 vezes a geração observada em 2020 (EPE, 2021).

Considerando as políticas existentes e as condições de mercado, o cenário base da IEA prevê 5.500 gigawatts (GW) de capacidade renovável nova entrando em operação até 2030 (IEA, 2024). Isso implica que as adições globais de capacidade renovável devem continuar a aumentar a cada ano, atingindo quase 940 GW anuais até 2030. Assim, espera-se que haja uma implantação acelerada de renováveis, com execução rápida e simultânea de múltiplos projetos no futuro, de modo a atender à velocidade prevista nos planos de políticas públicas (GUMBER; ZANA; STEFFEN, 2024). Tal expansão constitui um

desafio que exige posicionamento estratégico e um constante aprimoramento de mecanismos e incentivos para promover a atuação sincronizada de todos os agentes envolvidos.

Os leilões tornaram-se o principal instrumento para apoiar a expansão da geração de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis (FER) em todo o mundo (DEL RÍO; KIEFER, 2021). Segundo IRENA (2019), houve nas últimas décadas um aumento considerável na adoção de esquemas de leilões para a aquisição de eletricidade proveniente de FER, com 106 países implementando tais mecanismos em 2018, em comparação com apenas 8 países em 2005.

O Brasil é um dos pioneiros no uso de leilões de energia para apoiar a expansão de seu sistema elétrico. Com o intuito de garantir a segurança do suprimento e a modicidade tarifária, os leilões de energia, implementados pelo governo brasileiro a partir de 2004, se tornaram o principal mecanismo de contratação de energia e capacidade com um foco no longo prazo, e foram cruciais para a diversificação da matriz e para o desenvolvimento das fontes de energia renovável no Brasil (TOLMASQUIM et al., 2021). Desde então, os leilões têm sido o principal mecanismo para aquisição de eletricidade e contratação de capacidade com um foco de longo prazo. Assim, o Brasil possui um dos programas de leilões mais longevos do mundo e pode oferecer lições importantes sobre o desenho e a implementação de leilões de FER (PAHLE et al., 2021).

Os leilões têm a vantagem de promover um processo de competição entre os empreendedores, o que tende a assegurar níveis de remuneração que refletem os custos reais. Além de estimular ganhos de eficiência e redução de tarifas, esses processos permitem um maior controle sobre a expansão da oferta, uma vez que a capacidade a ser contratada e os prazos de implantação são definidos a priori (DEL RÍO; LINARES, 2014).

Na prática, contudo, os leilões não são capazes de superar determinados problemas estruturais de mercado competitivo ou de mitigar todos os riscos associados à implementação de projetos de infraestrutura (TOLMASQUIM et al., 2021). Um desses riscos é que os projetos podem não ser concluídos de acordo com o cronograma estimado. O atraso na entrada em operação de um projeto pode impor custos econômicos ao sistema elétrico, seja por eventual déficit de capacidade ou pela necessidade de suprimento de energia por plantas com custos variáveis elevados (BACON; BESANT-JONES;

HEIDARIAN, 1996). No caso de empreendimentos de geração a partir de fontes renováveis, atrasos e cancelamentos podem, ainda, resultar em maiores emissões de dióxido de carbono (CO₂) do sistema elétrico, além de impactar negativamente a aceitação pública das energias renováveis (BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS, 2018). Além disso, há o risco de seleção adversa, na medida em que se escolheu um projeto no leilão com base em informações que se mostraram equivocadas. Atrasos podem ainda causar impactos financeiros nos investidores, afetando suas taxas de retorno e eventualmente gerando a necessidade de pagamento dos financiamentos antes da geração de receitas (BACON; BESANT-JONES; HEIDARIAN, 1996). Simulações de risco financeiro realizadas por Carvalho et al. (2020) indicaram que o atraso ou antecipação da entrada em operação têm influência significativa sobre a viabilidade de projetos de geração de energia solar e eólica no Brasil. Hunt. et al. (2018) analisaram as causas de crises de suprimento do setor elétrico brasileiro, apontando o atraso na entrada em operação de novas plantas como um fator relevante.

De acordo com Sovacool et al. (2014), a importância deste tema se estende para além do domínio da economia, tendo implicações em elaboração de cenários, projeções e planejamento integrado de recursos, cálculo de externalidades, justificativas para políticas de apoio a determinadas tecnologias, questões geográficas e de escala, estratégias de comunicação, risco, *accountability*, e política climática.

Trata-se, portanto, de uma preocupação legítima dos formuladores de política, refletida em diversas publicações que abordam mecanismos destinados a evitar a ocorrência de atrasos em projetos de geração de energia (DEL RÍO, 2017; HELD et al., 2014; IRENA; CEM, 2015; KREISS; EHRHART; HAUFE, 2017a). As taxas de realização de leilões (ou seja, a parcela da capacidade contratada que de fato é comissionada) têm sido utilizadas na literatura como uma *proxy* para quantificar a eficácia dos leilões de FER e investigar o efeito de diferentes elementos de desenho de leilão (BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS, 2018; DEL RÍO; LINARES, 2014; MATTHÄUS, 2020; SHRIMALI; KONDA; FAROOQUEE, 2016; WINKLER; MAGOSCH; RAGWITZ, 2018).

De acordo com QUINTANA-ROJO et al. (2020), existe uma carência de estudos econométricos acerca da eficácia e da eficiência dos mecanismos de leilão. Trabalhos recentes foram publicados na área (ANATOLITIS; AZANBAYEV; FLECK, 2022;

MATTHÄUS, 2020), mas os estudos geralmente se limitam a dados agregados em nível de leilão (por exemplo, capacidade total implantada, preços médios de lance). Além disso, são escassas as informações sobre o estágio de construção dos projetos após os prazos previstos para entrada em operação das unidades geradora. Por exemplo, o Projeto *Auctions for Renewable Energy Support II* (AURES II), da União Europeia, desenvolveu uma base de dados *online* abrangente reunindo informações estruturadas sobre 820 rodadas de leilões realizadas nos países da UE, mas as taxas de realização estão disponíveis para apenas 6% dessas (AURES II, 2022). Essa falta de dados estruturados em nível de projeto impede a avaliação de outras dinâmicas interessantes relacionadas ao desdobramento efetivo dos projetos selecionados, como os efeitos dos valores dos lances individuais, da localização geográfica, da tecnologia e da escala dos empreendimentos.

Recentemente, alguns artigos empregaram técnicas econométricas em dados em nível de projeto para avaliar os efeitos das opções de desenho de leilões de FER. Probst et al. (2020) analisaram dados sobre projetos de energia solar FV provenientes de leilões realizados na Índia entre 2014 e 2017 para avaliar o efeito dos requisitos de conteúdo local (RCL) nos preços médios ofertados e nas taxas de conclusão dos projetos. Eles descobriram que a adoção de RCL aumentou significativamente os preços contratados, mas não teve efeito nas taxas de realização dos projetos. Com base em dados de leilões de energia eólica *onshore* realizados na Itália entre 2012 e 2016, Cassetta et al. (2017) utilizaram um modelo linear múltiplo para analisar empiricamente a influência de diferentes características dos projetos, empresas e do desenho dos leilões sobre o valor da tarifa contratada. No entanto, os autores apontam a dificuldade de se realizar avaliação semelhante sobre atrasos e cancelamentos de projetos, o que atribuem à falta de dados consistentes sobre o status individual de construção dos projetos selecionados. Batz Liñeiro and Müsgens (2021) avaliaram dados desagregados de lances individuais de projetos do programa de leilão de energia solar FV na Alemanha. Eles empregaram análise de regressão para explorar o impacto de características dos projetos e de seus desenvolvedores, da concorrência e dos preços dos módulos PV nos valores dos lances e nas taxas de realização dos projetos.

No contexto brasileiro, há uma lacuna no que diz respeito à análise comparativa do histórico de execução do cronograma de implantação de diferentes tipos de projetos de geração de energia. Embora a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2021)

publique relatórios mensais sobre a expansão do fornecimento de geração de eletricidade com estatísticas referentes a atrasos de projetos, os dados se restringem à execução dos empreendimentos em construção. Com base em entrevistas com especialistas e extensa análise de dados, Bayer et al. (2018) investigaram as causas e possíveis medidas de mitigação dos atrasos em usinas contratadas em leilões brasileiros, porém focando apenas em projetos eólicos onshore.

Em uma tentativa de contribuir com os estudos empíricos existentes, este trabalho propõe uma avaliação abrangente da experiência brasileira com leilões de eletricidade, tanto de fontes renováveis quanto não renováveis, com base em informações detalhadas de projetos e lances individuais para um número extenso de rodadas de leilão. Embora o foco principal do estudo esteja nos leilões de FER, a análise de dados inclui também leilões de fontes não renováveis. Isso se deve ao fato de que esses leilões fazem parte do mesmo programa institucional, compartilhando regras e mecanismos de funcionamento que podem impactar o desempenho dos projetos de FER. Além disso, a experiência acumulada com diferentes tipos de leilões pode fornecer *insights* relevantes sobre desafios comuns, efeitos de mudanças regulatórias e boas práticas que podem ser aproveitadas para aprimorar o desenho de leilões voltados à expansão das renováveis.

O objetivo geral desta pesquisa é analisar o cronograma de implantação dos projetos de geração de eletricidade contratados em leilões no Brasil, buscando compreender os determinantes dos atrasos e suas consequências.

Para viabilizar essa análise, foi estruturada uma base de dados consolidada a partir de informações publicadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), abrangendo todos os leilões realizados entre 2005 e 2019, com informações detalhadas sobre os projetos e lances individuais.

A partir dessa base, a pesquisa se desenvolveu em três eixos principais. Primeiramente, buscou-se estimar o impacto econômico dos atrasos, calculando o déficit de oferta e os custos decorrentes do descasamento entre os cronogramas previstos e a efetiva entrada em operação dos projetos. Em seguida, aplicaram-se técnicas econométricas para avaliar o efeito das características dos projetos e das mudanças regulatórias sobre os atrasos observados, considerando variáveis como tecnologia, escala

dos empreendimentos, lances individuais, tempo de antecedência e penalidades. Por fim, com base nos resultados obtidos, foram extraídas lições para o aprimoramento do desenho de leilões, fornecendo subsídios para a formulação de políticas públicas e o planejamento de futuras rodadas de contratação de eletricidade renovável e de apoio a tecnologias emergentes, tanto no Brasil quanto em outros países.

Parte do trabalho realizado ao longo desta pesquisa foi previamente publicado em formato de artigo científico (DINIZ et al., 2023), abordando projetos de fontes específicas e leilões realizados até 2017. Esta dissertação, entretanto, amplia o escopo das análises e inclui um número maior de projetos, considerando todos os leilões realizados até 2019, pois esse foi o último ano cujos projetos contratados deveriam ter entrado em operação até a data de referência do estudo, maio de 2024. Assim, buscou-se obter uma visão mais abrangente e atualizada sobre os fatores que influenciam o cumprimento dos cronogramas em leilões de energia no Brasil.

O trabalho está estruturado da seguinte forma: o próximo capítulo traz uma discussão da literatura sobre atrasos de projetos e desenho de leilões de FER para identificar elementos considerados importantes para uma análise empírica sobre atrasos de projetos. Também se apresenta uma visão geral do programa de leilões brasileiro, focando nos principais elementos de desenho de leilão adotados e nas mudanças regulatórias que foram implementadas para lidar com as baixas taxas de realização. O Capítulo 3 detalha a metodologia adotada, descrevendo a base de dados utilizada, as definições e análises empregadas. No Capítulo 4, os resultados são apresentados e suas implicações para o planejamento de leilões de energia renovável são discutidas. Finalmente, o Capítulo 5 traz as principais conclusões e recomendações de políticas, além das limitações do estudo e sugestões para futuros trabalhos.

2. Fundamentação teórica

2.1. Instrumentos de política pública para apoio a fontes renováveis

Os esquemas de apoio à energia renovável evoluíram significativamente nas últimas décadas, impulsionados por diversos objetivos de política pública, como aumentar a segurança energética, reduzir as emissões de gases de efeito estufa e ampliar o acesso à energia. Em geral, os países empregam uma combinação de diferentes tipos de incentivos econômicos, fiscais e financeiros, tais como isenções tributárias, depreciação acelerada, condições facilitadas de financiamento, dentre outros (ABOLHOSSEINI; HESHMATI, 2014). Os instrumentos econômicos de apoio diretamente relacionados à aquisição de eletricidade de fontes renováveis podem ser amplamente categorizados em três tipos principais: baseados em tarifas, baseados em quantidade e instrumentos híbridos (IRENA; CEM, 2015).

Os instrumentos baseados em tarifas fornecem incentivos econômicos que podem ser concedidos como subsídios ao investimento ou como pagamentos pela energia gerada. Exemplos comuns incluem as Tarifas *Feed-in* (FITs) [*Feed-in Tariff*] e os Prêmios *Feed-in* (FIPs) [*Feed-in Premium*] que, embora semelhantes, diferem em como o incentivo financeiro é estruturado.

- As FITs são um mecanismo de incentivo em que os produtores de energia renovável recebem uma tarifa fixa, geralmente acima do preço de mercado, pela energia renovável injetada na rede. Essas tarifas são pré-determinadas administrativamente e garantidas por um período específico (geralmente longo, como 10 a 20 anos), o que proporciona retornos financeiros estáveis e previsíveis para os desenvolvedores de projetos. No entanto, o ajuste adequado destas tarifas pode ser desafiador devido às mudanças rápidas nos custos de equipamentos e à assimetria de informações. Como os formuladores de políticas controlam o preço em vez da quantidade, há risco de desajustes caso as metas definidas de energia renovável não estejam alinhadas com a realidade do mercado. Um método comum para evitar exceder as metas é definir limites de capacidade (IRENA; CEM, 2015).

- Nos FIPs, os produtores de energia renovável recebem um bônus sobre o preço de mercado da eletricidade, em vez de uma tarifa fixa. Nesse modelo, o produtor vende a eletricidade diretamente no mercado e, além disso, recebe uma compensação extra ("*premium*") para cobrir os custos de geração e tornar o investimento mais atrativo. O prêmio pode ser fixo ou variável, dependendo do esquema. Os FIPs expõem os produtores às flutuações de preço no mercado de eletricidade, resultando em uma receita que pode variar conforme as condições do mercado. Por outro lado, este mecanismo oferece flexibilidade, incentivando a produção de eletricidade em momentos de maior demanda, quando os preços da eletricidade são mais altos, promovendo um maior alinhamento da oferta de eletricidade renovável com a demanda do sistema (IRENA; CEM, 2015).

Os instrumentos baseados em quantidade, por sua vez, oferecem controle direto sobre a capacidade instalada ou o volume de eletricidade gerado a partir de fontes renováveis. O principal exemplo é a Obrigação de Compra de Energia Renovável (RPO - *Renewable Purchase Obligation*¹). As RPOs consistem na imposição aos distribuidores ou comercializadores de eletricidade de uma cota mínima de energia proveniente de FER. Esse mecanismo é frequentemente complementado por um mercado que permite a negociação de certificados de energia renovável (*Renewable Energy Certificates* - RECs). Em comparação com os instrumentos baseados em tarifas, as RPOs oferecem melhores garantias de atingimento das metas de energia renovável, mas implicam em maior incerteza para os desenvolvedores quanto aos fluxos de caixa futuros, uma vez que o risco de mercado (por excesso ou escassez de oferta de eletricidade renovável) é transferido do governo para os desenvolvedores. O sucesso dos esquemas RPO/REC depende de um regime de *compliance* forte para garantir que os participantes do mercado cumpram seus papéis de forma satisfatória (IRENA; CEM, 2015). De acordo com ABOLHOSSEINI; HESHMATI (2014), este mecanismo é mais adequado em contextos de mercado

¹ RPS (Renewable Portfolio Standard) e RPO (Renewable Purchase Obligation) são termos similares que se referem a políticas que envolvem a exigência de que uma porcentagem da eletricidade fornecida venha de fontes renováveis.

competitivo, sendo menos eficaz para o desenvolvimento de tecnologias renováveis incipientes.

Já os instrumentos híbridos combinam características tanto de mecanismos baseados em tarifas quanto em quantidade. Estes envolvem a definição antecipada de quantidades e preços por meio de um processo de licitação pública. É nesta categoria que se enquadram os leilões, objeto deste trabalho.

Um leilão é um mecanismo competitivo para alocação e precificação de bens. Existem dois tipos principais de leilões: os de "venda", onde um vendedor oferece um bem a vários compradores, e os de "demanda" (também conhecidos como leilões "reversos" ou de "aquisição"), nos quais um comprador adquire um bem de vários vendedores.

Os leilões para o apoio à eletricidade de fontes de energia renováveis (FER) são mecanismos de mercado destinados a alocar recursos e incentivos a projetos de geração a partir de FER. Tipicamente, o governo leiloa um certo volume e os desenvolvedores de projetos interessados propõem o montante de remuneração necessário para realizar seus projetos. Nesses leilões reversos, o objetivo do leiloeiro é obter o menor preço possível.

Na prática, os leilões de FER são geralmente combinados com algum esquema de remuneração baseado na geração (FIT ou FIP), sendo utilizados para definir os níveis de remuneração dos projetos (KITZING; MITCHELL; MORTHORST, 2012).

Após duas décadas de inovação e experimentação de políticas em todo o mundo, os leilões gradualmente se tornaram o instrumento mais importante no conjunto de políticas de incentivo energias renováveis (Fitch-Roy et al., 2019; Grashof, 2021), como mostrado na Figura 1.

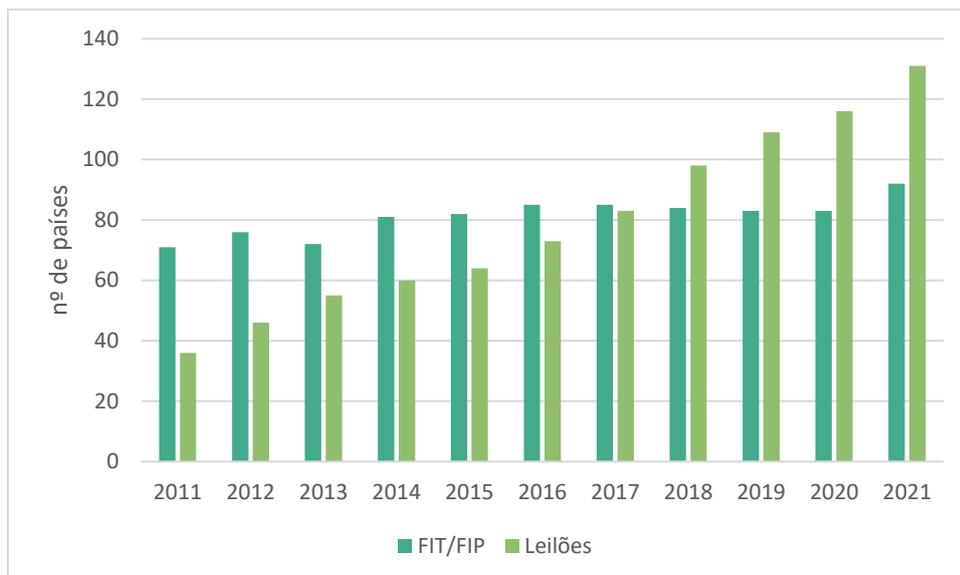


Figura 1 - Adoção de políticas de incentivo a energias renováveis (FIP/FIT ou Leilões), 2010-2021

Fonte: Elaboração própria, com base em REN21 (2022)

Nota: Países com pelo menos uma política em nível subnacional também são considerados (e contados uma única vez).

Por um lado, os leilões de FER oferecem duas vantagens principais em comparação com instrumentos puramente tarifários ou de quantidade: permitem aos governos controlar de forma eficiente a capacidade de FER apoiada e possibilitam a definição competitiva dos níveis de apoio (DEL RÍO; LINARES, 2014).

Em outros esquemas de apoio, administrativamente definidos, os governos tentam estimar os custos dos projetos de FER para determinar o valor da remuneração dos projetos de FER. Se esse nível de apoio financeiro for suficiente, os desenvolvedores de projetos avançam e realizam seus projetos. No entanto, a adequação dos níveis de apoio só pode ser avaliada *ex-post*: se forem muito baixos, pode não haver interesse por parte dos desenvolvedores de projetos; se forem muito altos, pode ocorrer remuneração excessiva e instalação desproporcional de capacidade de FER, com repasse dos custos aos consumidores por meio do aumento de impostos ou tarifas (DEL RÍO; RAGWITZ, 2023).

Assim, os leilões são especialmente adequados quando há assimetria de informação entre os atores, no caso o governo e os desenvolvedores de projetos de FER, a respeito do custo e do nível de remuneração necessários para a geração de eletricidade a partir de FER (DEL RÍO; RAGWITZ, 2023). Consequentemente, a principal vantagem dos leilões reside em sua capacidade teórica e percebida de alocar um bem específico de

forma eficiente, o que é uma das principais razões para sua ampla adoção (FITCH-ROY; BENSON; WOODMAN, 2019; GRASHOF, 2021).

Além disso, os leilões resultam em contratos bilaterais que claramente estabelecem os compromissos e responsabilidades de cada parte, oferecendo maior segurança regulatória para os investidores e minimizando a probabilidade de contestação futura da remuneração, mesmo com mudanças nos cenários de mercado e políticas (IRENA; CEM, 2015).

Por outro lado, há ressalvas tanto para as entidades organizadoras dos leilões quanto para os participantes. Para os desenvolvedores, participar de um leilão pode ser um processo complexo que exige conhecimento especializado e investimento inicial significativo, que pode se tornar um custo afundado caso o projeto não seja contratado. Os custos de transação associados à preparação dos projetos e execução de procedimentos administrativos necessários para participar do leilão podem desincentivar a participação de desenvolvedores de menor porte e reduzir a concorrência (CÔTÉ et al., 2022; GRASHOF, 2019; IRENA; CEM, 2015). O risco de não vencer o leilão também pode implicar em custos mais altos devido aos prêmios de risco (ĐUKAN; KITZING, 2021).

Para a entidade organizadora, existe o desafio de que, sem concorrência suficiente no leilão, os participantes podem apresentar lances relativamente altos, prejudicando a eficiência dos níveis de remuneração dos projetos (BATZ LIÑEIRO; MÜSGENS, 2023).

Por outro lado, a intensa competição no ambiente do leilão pode levar a lances arriscados, especialmente se as penalidades impostas pelo desenho do leilão não forem suficientemente rigorosas (IRENA; CEM, 2015). Lances excessivamente agressivos podem ser resultado de um otimismo exagerado quanto à evolução dos custos tecnológicos ou da avaliação inadequada dos riscos regulatórios, contratuais e de mercado. Esses fatores aumentam os riscos de atrasos na construção e de cancelamento dos projetos contratados — foco principal deste trabalho —, o que pode comprometer as metas de expansão da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis.

Assim, embora os leilões de FER possam, em muitos casos, otimizar os níveis de remuneração dos projetos e ajudar a alcançar as metas de FER, eles não são necessariamente superiores a outros instrumentos de apoio (WINKLER; MAGOSCH;

RAGWITZ, 2018). Os diversos mecanismos disponíveis, cada um com suas próprias vantagens e desvantagens, têm sido fundamentais na definição do panorama da energia renovável globalmente. Cabe aos formuladores de políticas selecionar e adaptar cuidadosamente esses instrumentos aos contextos econômicos, regulatórios e tecnológicos específicos de seus países para promover o desenvolvimento efetivo da geração de eletricidade a partir de fontes renováveis (DEL RÍO; RAGWITZ, 2023).

No caso dos leilões de FER, os principais objetivos para os formuladores de políticas são a eficiência, no sentido de minimizar os custos de incentivo por meio da contratação de energia a preços baixos (ANATOLITIS; AZANBAYEV; FLECK, 2022), e a eficácia, ou seja, alcançar altas taxas de realização dos projetos contratados (MATTHÄUS, 2020). Neste trabalho, focamos neste último, visto que o risco de atrasos e cancelamento dos projetos leiloados tem sido uma preocupação recorrente no setor, refletida em diversos trabalhos (AZUELA ELIZONDO et al., 2014; BAYER, 2018; DEL RÍO; LINARES, 2014; KREISS; EHRHART; HAUFE, 2017a).

O sucesso dos organizadores dos leilões em alcançar esses e outros objetivos de políticas públicas depende amplamente da escolha dos elementos de desenho e do grau de adequação dessas escolhas às circunstâncias específicas, ou seja, “o diabo está nos detalhes” (DEL RÍO et al., 2015). Na seção a seguir, será apresentada uma breve discussão a respeito das diversas opções disponíveis aos formuladores de políticas públicas.

2.2. Elementos de desenho de leilões

Ao projetar os leilões de FER, os organizadores têm diversas opções que podem impactar sua eficiência de custos, aceitação social, nível de concorrência, diversidade tecnológica, custos de transação, entre outros. Ajustes finos e combinações de diferentes regras são cruciais para aumentar a eficiência dos leilões e garantir que seus objetivos de desenvolvimento sejam atingidos (IRENA; CEM, 2015).

Diversos estudos identificaram e classificaram as diferentes categorias de elementos de desenho de leilões de FER (DEL RÍO, 2017; DEL RÍO; LINARES, 2014; HELD et al., 2014; IRENA; CEM, 2015). A seguir, são apresentadas as principais opções de desenho seguindo a classificação adotada em DEL RÍO; KIEFER (2021).

2.2.1. Métricas para definição e divulgação de quantidade

A quantidade a ser leiloada pode ser definida em termos de capacidade instalada (MW), geração de eletricidade (MWh) ou metas orçamentárias (ex.: milhões de R\$).

A decisão de divulgar ou não as quantidades a serem contratadas também é uma escolha relevante na concepção dos processos, podendo influenciar a estratégia dos participantes no leilão (DEL RÍO, 2017). A divulgação antecipada pode aumentar o interesse entre investidores e desenvolvedores de projetos, pois fornece clareza sobre as oportunidades disponíveis. No entanto, também pode incentivar comportamentos estratégicos, como lances predatórios², que podem levar à não realização de projetos, problemas de poder de mercado e alocação ineficiente de recursos econômicos (IRENA; CEM, 2015). Por outro lado, a não divulgação pode desestimular a participação, especialmente de pequenos desenvolvedores, resultando em menor competição e potencialmente em preços mais altos (DEL RÍO, 2017). Assim, os organizadores devem equilibrar a transparência com a necessidade de evitar distorções no mercado.

² Estratégias em que participantes de leilões apresentam propostas com preços artificialmente baixos, frequentemente abaixo do custo real de execução do projeto, com o objetivo de vencer a competição no curto prazo.

2.2.2. Cronograma (programação)

A existência de um cronograma oficial de lançamento de leilões em intervalos regulares permite maior previsibilidade para os participantes. Por outro lado, leilões *ad hoc*, em intervalos irregulares, oferecem flexibilidade aos organizadores para definir o momento de realização de acordo com a demanda de mercado ou com os objetivos específicos de política pública vigentes. Mesmo que não haja um cronograma oficial, a realização de leilões de forma regular, como no caso brasileiro, aumenta a confiança do mercado e estimula a participação, uma vez que os investidores podem constituir uma carteira de projetos planejados (TOLMASQUIM et al., 2021).

2.2.3. Diversidade (tecnológica, geográfica, atores e escala)

Os leilões podem ser organizados de forma neutra em relação à participação de projetos de diferentes tecnologias, localizações, atores e escala de projetos. Ou, alternativamente, os organizadores podem optar por restringir ou promover determinado tipo de projeto dentro de alguma dessas categorias (DEL RÍO, 2017).

Uma distinção relevante é entre leilões neutros em termos de tecnologia (TN) [*Technology Neutral*] e leilões específicos para tecnologia (TS) [*Technology Specific*]. Todas as tecnologias de geração de eletricidade (renováveis ou não renováveis) são, em princípio, elegíveis para participar e serem contratadas em leilões TN. Apenas uma tecnologia é elegível para participar em leilões TS, ou várias delas em leilões multitecnologia (MT).

Os leilões também podem ser geograficamente neutros (sem exigência de que o projeto seja implantado em uma localização específica) ou regionalmente direcionados (com a localização pré-selecionada pelo governo ou com incentivos para a implantação em determinados locais).

A neutralidade de atores ocorre quando as regras do leilão não fazem distinção entre os participantes, permitindo que empresas de diferentes tamanhos e perfis concorram em igualdade de condições, promovendo uma competição mais ampla. Já o direcionamento de atores envolve critérios específicos que podem favorecer certos tipos de participantes, como pequenos desenvolvedores ou empresas locais, por meio de incentivos, quotas ou restrições.

Os leilões podem, ainda, ser neutros em relação à escala dos projetos ou definir limites mínimos ou máximos de capacidade, com o intuito de favorecer diferentes perfis de projetos.

2.2.4. Condições de participação

Regras de conteúdo local (LCRs) [*Local Content Requirements*]: Alguns países exigem que os equipamentos utilizados nos projetos contratados sejam fabricados domesticamente, com o objetivo de promover o desenvolvimento da indústria local.

Regras de concentração de vendedores (SCRs) [*Seller Concentration Rules*]: Para assegurar a competição, pode haver previsão de cancelamento do leilão caso não haja um número mínimo de participantes.

Fornecimento de informações: Os governos podem estimular a participação no leilão fornecendo informações aos potenciais competidores, como medições de potencial de recursos renováveis. Isso pode incentivar a diversidade de atores e reduzir riscos e custos para os licitantes, resultando em maior participação, competição e lances mais baixos.

Requisitos de pré-qualificação física ou financeira: Os requisitos de pré-qualificação são exigências prévias necessárias para participar do processo de licitação, com o objetivo de mitigar o risco de não realização e garantir a seriedade das propostas. A dificuldade está em definir esses requisitos em níveis adequados, de forma que não sejam nem demasiado rigorosos nem excessivamente brandos (DEL RÍO, 2017).

Pré-qualificações físicas são requisitos específicos do projeto que os licitantes devem cumprir para participar do leilão. Exemplos incluem licenças ambientais, aprovação de acesso à rede de transmissão, medições de recursos por uma autoridade independente ou um acordo de fornecimento de combustível. Uma característica essencial das pré-qualificações físicas é que os licitantes precisam realizá-las de qualquer forma para executar seus projetos. No entanto, como os requisitos precisam ser cumpridos antes do leilão e os custos envolvidos são irreversíveis, geram um risco adicional aos licitantes (KREISS; EHRHART; HAUFE, 2017b).

Uma pré-qualificação financeira é um pagamento que o licitante deve depositar antes do leilão ou após vencê-lo. Esse pagamento é considerado uma garantia. Em geral, o licitante recupera o valor se não vencer o leilão ou se concluir o projeto dentro do prazo.

Há, ainda, outros critérios de qualificação que não estão relacionados a um projeto específico, mas ao desenvolvedor, tais como exigências de experiência prévia, conhecimento tecnológico, ou indicadores de saúde financeira.

2.2.5. Penalidades

Penalidades são medidas tomadas pelo leiloeiro para punir os desenvolvedores contemplados em caso de não realização ou atraso dos projetos. Exemplos incluem redução dos níveis de remuneração ou do período contratado, a rescisão do contrato e o banimento de futuros leilões (HELD et al., 2014). Diferentemente das pré-qualificações, uma penalidade pode entrar em vigor apenas após o projeto vencer o leilão. Enquanto uma penalidade traz o risco de uma despesa futura para o licitante, uma pré-qualificação envolve o risco de não recuperar uma despesa passada (KREISS; EHRHART; HAUFE, 2017a).

2.2.6. Tipo e forma de remuneração

Os projetos contemplados nos leilões podem ser remunerados com base na geração (MWh) ou na capacidade instalada (MW). Além disso, a remuneração pode ocorrer por meio de pagamento integral através de contratos de compra de energia de longo prazo (PPAs) ou tarifas *feed-in* (FITs), ou ainda por prêmios *feed-in* (FIPs), que podem ser fixos ou ajustáveis.

2.2.7. Critérios de seleção

Os projetos podem ser selecionados exclusivamente com base nos menores preços ofertados ou em leilões multicritério, onde o preço é o fator principal, mas outros requisitos de pré-qualificação, como regras de conteúdo local, impactos socioambientais e desenvolvimento de P&D e da indústria local, também são considerados. Isso permite que os leilões atendam a uma variedade de objetivos de política pública, além de promover a eficiência econômica (HELD et al., 2014).

2.2.8. Formato do leilão

Os leilões podem ser de item único ou de múltiplos itens. Em um leilão de item único, há um único produto, indivisível, que é atribuído a um único vencedor. Em um leilão de múltiplos itens, o produto leiloadado pode ser dividido entre diferentes proprietários, e as propostas são submetidas para apenas uma parte ou para o total do valor leiloadado (DEL RÍO, 2017).

2.2.9. Tipo de leilão

Os leilões de energia renovável podem ser classificados em estáticos ou dinâmicos, com diferentes implicações para a estratégia dos participantes e os resultados do processo.

Nos leilões estáticos, ou de proposta fechada, os participantes enviam suas ofertas de preço de forma sigilosa e simultânea, sem interagir ou ajustar suas propostas com base nas ações dos concorrentes. O leiloeiro, então, classifica os projetos com base nas ofertas submetidas e concede os contratos até que o volume total de energia a ser leiloadado seja atingido. Este formato reduz a possibilidade de colusão, uma vez que os licitantes não têm conhecimento das ofertas dos concorrentes, tornando-o mais adequado para mercados com menos participantes ou maior risco de comportamentos estratégicos prejudiciais. Por outro lado, a falta de interação prejudica a descoberta de preços, aumentando o risco de lances significativamente acima ou abaixo do valor adequado (HOCHBERG; POUDINEH, 2018).

Nos leilões dinâmicos, os licitantes interagem diretamente com o leiloeiro em várias rodadas. A maneira mais comum de implementar esse tipo de esquema é por meio do chamado leilão de preço descendente (ou leilão holandês). O leiloeiro começa oferecendo um preço inicial, e os desenvolvedores de projetos submetem ofertas de quantidade que estariam dispostos a fornecer a esse preço. Em rodadas subsequentes, o leiloeiro progressivamente reduz o preço até que a quantidade total ofertada pelos participantes corresponda ao volume de energia a ser leiloadado. Esse modelo incentiva a competição em tempo real e pode levar à descoberta mais eficiente de preços, pois os licitantes ajustam suas ofertas à medida que observam as decisões dos concorrentes. No entanto, há um risco maior de colusão entre os participantes, que podem utilizar sinais

tácitos por meio dos lances para se comunicarem, elevando os preços finais do leilão (MAURER; BARROSO, 2011).

Em alguns casos, leilões híbridos combinam as características dos dois tipos. Um exemplo comum é o uso do leilão de preço descendente na fase inicial para reduzir o preço até que um determinado volume seja alcançado, seguido de uma fase de leilão de propostas fechadas, onde os participantes fazem suas ofertas finais de forma sigilosa. Essa abordagem híbrida pode equilibrar a descoberta de preços eficiente com a mitigação de comportamentos estratégicos (IRENA; CEM, 2015).

2.2.10. Regras de precificação

Em leilões de propostas fechadas, existem basicamente duas maneiras diferentes de definir os níveis de remuneração. No modelo de pagamento pelo lance (*pay-as-bid*), cada projeto vencedor recebe o preço que ofereceu em seu lance. Na precificação uniforme, todos os projetos vencedores recebem o mesmo preço, em geral estabelecido pelo último lance necessário para atender à cota de eletricidade a ser contratada. Em leilões com licitantes experientes e projetos únicos, as diferenças entre os formatos de precificação *pay-as-bid* e preço uniforme são mínimas. No entanto, para licitantes com múltiplos projetos, o regime de preço uniforme incentiva a redução estratégica da oferta e a colusão implícita, especialmente em leilões repetidos (HAUFE et al., 2018). Portanto, os leilões *pay-as-bid* são frequentemente preferidos para contratação de FER. De fato, a maioria dos países analisados por DEL RÍO e LINARES (2014) adotou esse formato, embora os autores apontem problemas como baixa eficácia.

2.2.11. Existência e divulgação de preços-teto

O mecanismo de preço-teto impede que lances acima de um determinado valor sejam aceitos, mesmo que não haja outras ofertas. Esse teto geralmente é calculado com base nos custos esperados de construção e operação das usinas, e tem o objetivo de evitar que sejam gerados lucros excessivos para os vencedores dos contratos. Em essência, esse mecanismo ajuda a evitar a manipulação de preços por players dominantes, funcionando como uma medida antimonopólio. Embora o preço teto possa ajudar a reduzir os custos e controlar o processo de licitação, ele também apresenta desvantagens. Se o valor do teto for mal calculado, há o risco de que ofertas razoáveis sejam rejeitadas, resultando na contratação de uma quantidade subótima de eletricidade renovável.

Outra decisão importante refere-se à divulgação prévia do preço teto. A divulgação completa aumenta a transparência, mas pode influenciar o comportamento dos licitantes, estabelecendo uma "âncora" para as ofertas. Por outro lado, não divulgar o teto pode resultar na rejeição de ofertas levemente superiores ao valor máximo, levando a resultados subótimos. Na prática, a decisão de divulgar ou não o preço teto tende a ter maior impacto em situações de baixa concorrência (IRENA; CEM, 2015).

2.2.12. Antecedência do leilão

De acordo com IRENA e CEM (2015), o tempo de antecedência entre a data de realização do leilão e a data de início de suprimento de energia é um atributo crucial nos leilões de comercialização de eletricidade. Estes prazos devem ser estabelecidos levando-se em conta a urgência de atendimento da demanda, a escala e a tecnologia dos projetos leiloados, eventuais restrições de transmissão e as expectativas quanto ao tempo necessário para a construção dos projetos e execução dos procedimentos administrativos relacionados.

Se o tempo de antecedência for menor do que o necessário, os empreendedores têm pouca margem para erro, resultando em um risco maior de atrasos que podem levar a penalidades. Entretanto, leilões realizados com muita antecedência podem induzir a especulação, atraindo investidores que planejam adiar o início da construção na expectativa de possíveis reduções nos custos de desenvolvimento. Esse problema é agravado quando as penalidades pela não realização do projeto são baixas, fazendo com que, pelo menos para alguns desenvolvedores, o valor da opção de manter o direito de construir supere as penalidades em caso de desistência do projeto (HOCHBERG; POUDINEH, 2018). Além disso, Sovacool et al. (2014a) pontuam que tempos de construção mais longos implicam em diversas incertezas durante o processo, incluindo mudanças imprevistas nas taxas de juros, disponibilidade de materiais, taxas de câmbio, condições climáticas severas e greves trabalhistas, tornando o planejamento e o financiamento desafiadores.

Na Seção 2.3 a seguir, será apresentado um breve histórico do sistema de leilões no Brasil e como ele se insere no setor elétrico nacional, com destaque para suas características de implementação, classificadas segundo com as categorias discutidas anteriormente neste capítulo.

2.3. Leilões de eletricidade no Brasil

2.3.1. Reforma do setor elétrico

O sistema de leilões de eletricidade brasileiro surgiu no âmbito da reforma do setor elétrico brasileiro de 2004, que estabeleceu um novo modelo institucional e regulatório para o mercado de eletricidade do país. Antes da reforma, o setor enfrentava diversos desafios, como a falta de investimentos em infraestrutura, que culminaram em uma crise de abastecimento de energia em 2001. A reforma de 2004, coordenada pelo Ministério de Minas e Energia (MME), tinha cinco objetivos explícitos: (i) construir um ambiente regulatório estável; (ii) garantir a segurança do fornecimento; (iii) alcançar tarifas justas; (iv) respeitar os contratos; e (v) reintroduzir o planejamento para lidar com o crescimento da demanda (DE ARAÚJO et al., 2008).

A reforma restabeleceu o planejamento central e o papel do MME na supervisão do setor, tendo sido criadas, neste contexto, instituições como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), para apoiar o MME no planejamento energético. O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) manteve a responsabilidade pela operação e planejamento de curto prazo da transmissão. Por fim, criou-se um novo operador de mercado, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), sob a supervisão direta da ANEEL.

Um dos pilares dessa reforma foi a organização da comercialização de energia em dois ambientes comerciais: o livre e o regulado. No ambiente livre, os consumidores elegíveis³ podem negociar energia diretamente com geradores independentes e comercializadores. No ambiente regulado, as distribuidoras são responsáveis pela compra de energia em nome dos seus consumidores, que são conhecidos como regulados ou cativos.

No intuito de buscar segurança no suprimento e modicidade tarifária, criou-se ainda a obrigatoriedade de cobertura contratual por parte das distribuidoras e consumidores livres, deixando o mercado de curto prazo (*spot*) apenas para ajustes.

³ Os consumidores elegíveis para adquirir energia no mercado livre de eletricidade no Brasil são aqueles com demanda igual ou superior a 500 kW, independentemente do nível de tensão. Em 2024, as regras foram flexibilizadas para permitir que pequenas empresas e consumidores de alta tensão com cargas menores também possam ingressar no mercado livre, desde que sejam representados por um comercializador varejista.

Também foi estabelecido que todos os contratos deveriam indicar as usinas que produzirão a energia e estar limitados à energia firme (garantia física), certificada pelo MME para cada usina. Isso evita a situação em que uma usina vende mais energia por meio de contratos bilaterais do que pode produzir, dado um determinado nível de risco estabelecido por regulamentação governamental. O cálculo e as revisões da garantia física, realizados pela EPE, seguem metodologias regulamentadas e variam conforme o tipo de empreendimento. No caso das hidrelétricas e termelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS, as garantias físicas são baseadas na contribuição de cada usina para a máxima quantidade de energia possível de ser suprida pelo sistema como um todo, dado critério de garantia de suprimento. Já para usinas eólicas e solares, os cálculos utilizam dados de produção certificados por entidades independentes. Revisões ordinárias periódicas ajustam as garantias físicas em função de evoluções do sistema, enquanto revisões extraordinárias ocorrem em casos de fatos relevantes, como modernizações ou alterações de projeto (EPE, 2024a).

A reforma setorial foi bem-sucedida em criar um mercado dinâmico, com um número crescente de agentes, especialmente Produtores Independentes de Energia (PIEs), comercializadores de energia e consumidores livres, conforme demonstrado na Tabela 1:

Tabela 1 - Quantidade de agentes no mercado elétrico brasileiro

Ano	2000	2005	2010	2020	2024
Produtores Independentes	17	87	290	1400	2017
Comercializadores	5	47	93	397	522
Consumidores Livres/Especiais	0	470	940	8579	12868
Autoprodutores	0	14	34	77	110

Fonte: CCEE. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>.

Acesso em outubro de 2024.

A matriz de oferta de eletricidade também evoluiu, de um sistema fortemente dependente de grandes hidrelétricas, com uma complementação relativamente pequena de energia nuclear e fóssil, para um sistema com penetração significativa de fontes eólicas, biomassa e solar, conforme apresentado na Tabela 2. A Figura 2 ilustra a evolução da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil de 2005 a 2023, destacando o crescimento dessas fontes renováveis no contexto da diversificação da matriz energética.

Tabela 2 - Matriz elétrica brasileira (Outubro 2024)

Tipo	Nº de usinas	Capacidade instalada (GW)	Participação %
Biomassa	641	17.03	8.26%
Hidrelétrica (UHE)	214	103.20	50.06%
Pequena Hidrelétrica (PCH e CGH)	1109	6.69	3.25%
Solar fotovoltaica	18000	15.59	7.56%
Eólica	1088	32.18	15.61%
Petróleo e outros	2186	8.30	4.03%
Gás natural	180	17.71	8.59%
Carvão mineral	21	3.46	1.68%
Nuclear	2	1.99	0.97%
Total	23.441	206	100%

Fonte: ANEEL. Disponível em www.aneel.gov.br. Acesso em outubro de 2024.

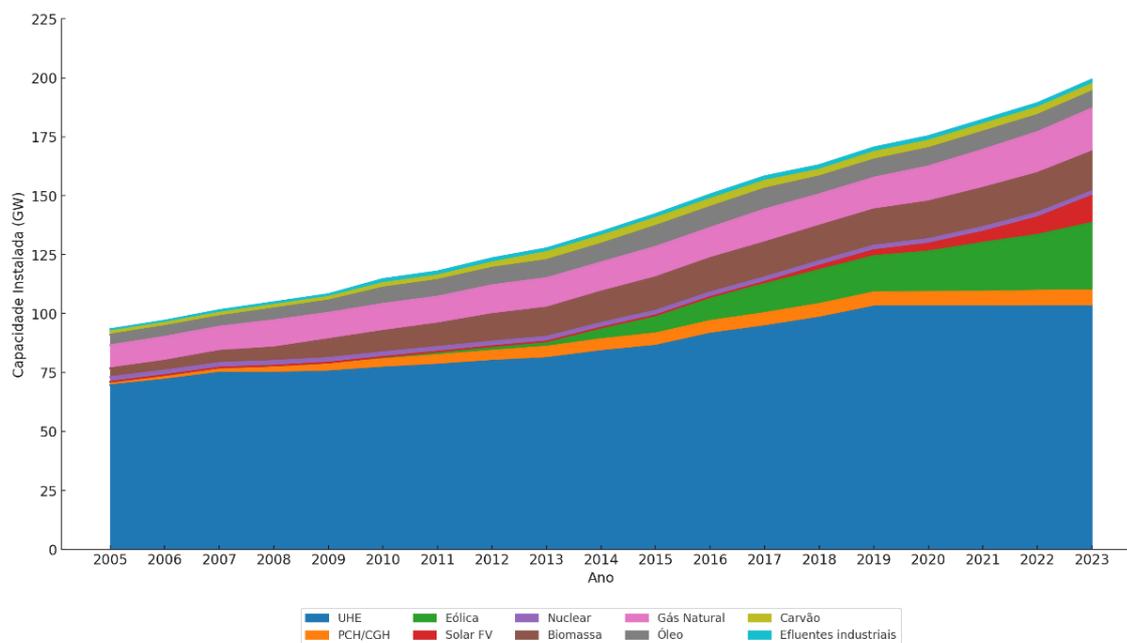


Figura 2 - Capacidade instalada de geração elétrica no Brasil em 2005-2023 (GW)

Fonte: Elaboração própria, com base em (EPE, 2024b)

Atualmente, o sistema de produção e transmissão de eletricidade do Brasil é um sistema hidrotérmico-eólico de grande escala, com predominância de grandes usinas hidrelétricas. O planejamento centralizado da transmissão garante a interconexão dos sistemas elétricos, possibilitando a transferência de energia entre subsistemas, permitindo ganhos sinérgicos e explorando a diversidade entre os diferentes regimes hidrológicos e eólicos (TOLMASQUIM et al., 2021).

2.3.2. Leilões

Os leilões de eletricidade ocorrem no âmbito do ambiente regulado, e são promovidos pelo MME e realizados pela ANEEL e pela CCEE. O sistema de leilões foi concebido com o objetivo de fornecer um instrumento eficiente, transparente e competitivo para a celebração de Contratos de Compra e Venda de Energia (PPAs) [*Power Purchase Agreements*] de longo prazo entre geradores e distribuidoras. Estes contratos reduzem a volatilidade de preços e permitem aos geradores uma fonte de receita previsível que pode ser utilizada como garantia para o financiamento de novos projetos a longo prazo.

Nos leilões, a demanda das distribuidoras é atendida por meio da celebração de PPAs para suprimento de energia firme tanto por novos geradores quanto para aqueles já em operação. No Brasil, as energias existentes e novas competem em processos separados, o que permite que o preço médio no mercado regulado seja calculado à parte do custo marginal de expansão, contribuindo assim para tarifas de eletricidade justas (TOLMASQUIM et al., 2021). Ademais, em situações especiais, o governo pode promover leilões de reserva, destinados a assegurar a confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN), cujos custos dos contratos de energia são repassados a todos os consumidores do sistema. No período abarcado pelo presente estudo (entre 2005 e 2019), havia três tipos de leilões de eletricidade relacionados à construção de novos projetos:

- Leilão de Energia Nova (LEN): Leilão projetado para contratar eletricidade de projetos *greenfield*, com o objetivo de atender ao aumento na demanda de energia das distribuidoras, conforme estimativas fornecidas por cada uma antes da rodada de leilão. Esses leilões podem ocorrer de três a seis anos antes da data de início da entrega de energia. Projetos de geração competem no leilão e cada vencedor assina contratos com várias distribuidoras conforme o aumento esperado na demanda. Alguns projetos de geração, como as usinas hidrelétricas do Rio Madeira e de Belo Monte, devido à sua natureza estratégica e relevante interesse público, são leiloados através de um leilão de nova energia específico para determinado projeto, chamado Leilão de Projeto Estruturante (LPE).

- Leilão de Energia de Reserva (LER): Leilões criados para aumentar a segurança no fornecimento de eletricidade no SIN, por meio da compra de energia de usinas contratadas especialmente para este fim. Uma vez que as fontes renováveis, na maioria das vezes contratadas nesses leilões, são fontes não controláveis e têm despacho inflexível, o conceito de energia de reserva é interpretado aqui como energia adicional ao sistema que visa reduzir o esgotamento dos reservatórios de usinas hidrelétricas (TOLMASQUIM et al., 2021). A CCEE atua como único comprador e assina contratos com todos os vencedores do leilão. Como o leilão de reserva funciona como uma espécie de seguro para todo o sistema elétrico, o custo da contratação é rateado entre todos os usuários finais do SIN, tanto do mercado regulado quanto do mercado livre, através do Encargo de Energia de Reserva (EER).

- Leilão de Fontes Alternativas (LFA): Leilão projetado para aumentar a participação de fontes de energia renováveis - que inclui eólica, solar e pequenas centrais hidrelétricas - no sistema energético brasileiro. Apesar da criação de uma modalidade de leilão específica, apenas três rodadas de LFA ocorreram (em 2007, 2010 e 2015), e a maioria da capacidade FER foi adquirida através dos LEN e LER.

Recentemente, foi introduzido no Brasil o Leilão de Reserva de Capacidade (LRC), uma nova modalidade de leilão voltada para a contratação de potência e energia elétrica associada. A primeira rodada ocorreu em dezembro de 2021, visando à contratação de potência e energia elétrica associada proveniente de usinas termelétricas novas e existentes, com início de suprimento em 2026 e 2027. Diferentemente dos leilões tradicionais, o LRC estabelece a contratação de potência (MW), com o objetivo de garantir a capacidade do sistema de atender à demanda nos momentos de pico. Os contratos podem ser firmados tanto no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto no Ambiente de Contratação Livre (ACL), o que representa uma inovação no modelo de leilões. Como os primeiros contratos de suprimento terão início apenas em 2026, os projetos contratados por meio do Leilão de Reserva de Capacidade estão fora do período de análise desta dissertação e por isso não serão considerados no presente estudo.

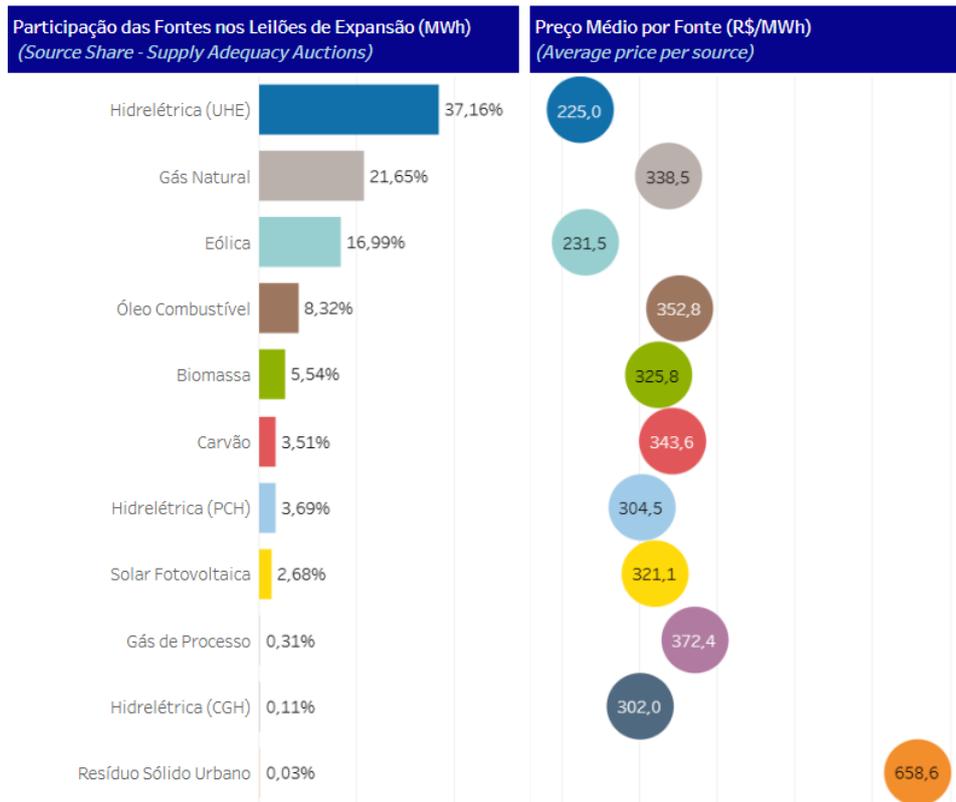


Figura 3 – Histórico de Contratação nos Leilões de Expansão por Fonte Energética (2005-2024)
 Fonte: InfoLeilão Dinâmico – 079 – Novembro/2024 (CCEE, 2024a)

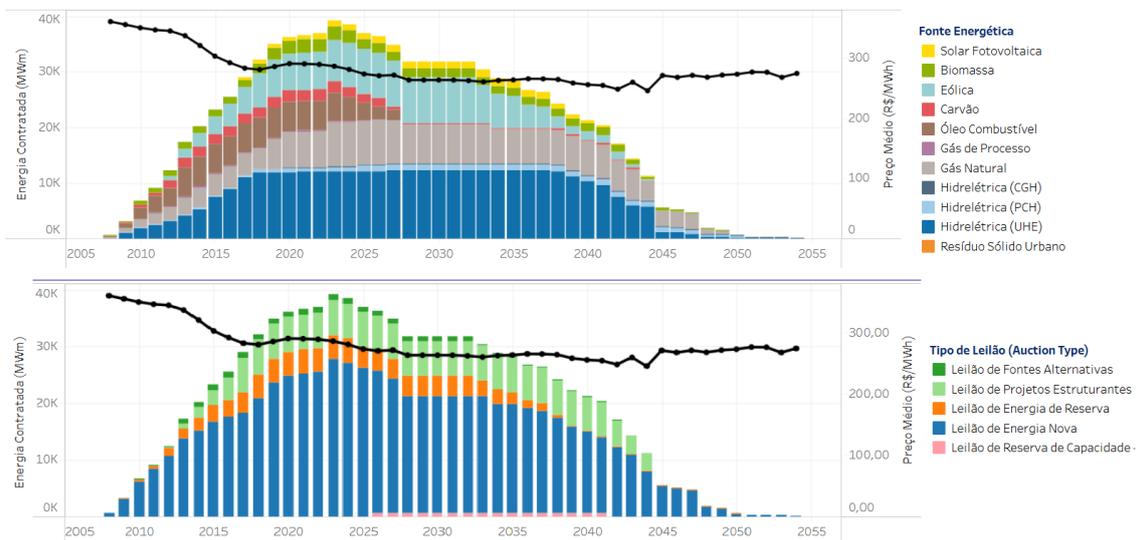


Figura 4 - Evolução da Contratação por Fonte Energética e por Tipo de Leilão
 Fonte: Adaptado de CCEE (2024a)

A Figura 3 e a Figura 4 apresentam um panorama da contratação de energia nos leilões brasileiros ao longo do tempo. Destaca-se o protagonismo das hidrelétricas, que

tiveram a maior quantidade de energia vendida nos leilões de expansão, seguidas pelas termelétricas a gás natural e pelas eólicas. A variação do preço médio da energia por fonte revela que as opções mais competitivas foram as hidrelétricas de grande porte e as eólicas. A evolução da contratação por tipo de leilão e fonte evidencia a predominância dos Leilões de Energia Nova (LEN) e a diversificação do mix energético, com o crescimento expressivo das fontes renováveis e a redução gradual da contratação de fontes fósseis mais poluentes, como carvão e óleo combustível.

Os leilões são realizados seguindo um cronograma divulgado pelo MME. O processo é conduzido pela ANEEL, sob as diretrizes estabelecidas pelo MME. Um comitê de leilões é responsável pelas principais etapas, que são distribuídas entre diferentes instituições: EPE, CCEE, ANEEL e MME. Conforme ilustrado na Figura 5, os leilões são divididos em três etapas principais: a primeira envolve o registro e a pré-qualificação técnica dos projetos; a segunda inclui o envio dos lances e a seleção dos vencedores; e a etapa final consiste na qualificação jurídica e financeira dos proponentes selecionados, realizada pela ANEEL. Após a conclusão do leilão, as empresas geradoras vencedoras assinam contratos diretamente com as distribuidoras, ou com a CCEE, no caso de leilões de reserva.



Figura 5 - Etapas do leilão
 Fonte: Adaptado de TOLMASQUIM et al. (2021)

A Tabela 3 resume os principais elementos do desenho do esquema de leilões brasileiro, classificados de acordo com as categorias descritas na literatura (DEL RÍO; KIEFER, 2021; IRENA; CEM, 2015).

Tabela 3- Elementos básicos do desenho do esquema de leilões no Brasil

Métricas para definição e divulgação de quantidade	A quantidade contratada é definida em termos de geração (MWh)
Cronograma	Não há um cronograma fixo de leilões, mas estes são organizados regularmente – geralmente 2 rodadas por ano.
Diversidade tecnológica	Leilões específicos por tecnologia (TS) ou multi-tecnológicos (MT).
Diversidade geográfica	Geograficamente neutro - sem exigência de implantação do projeto em uma localização específica (exceto para leilões específicos por projeto).
Critérios de seleção de vencedores:	Somente preço.
Remuneração	Pagamento integral por meio de PPAs de longo prazo, assinados com a CCEE (leilões de reserva) ou com um pool de distribuidoras.
Prazo de antecedência	De 2 a 6 anos
Pré-qualificações	
Físicas	Os licitantes devem garantir autorizações e licenças ambientais, direitos de uso da terra e acordos de interconexão para se registrarem no leilão.
Financeiras	- Bid-bond: caução de 1% do custo total estimado do investimento antes de ingressar na fase de apresentação de lances. - Completion bond: os vencedores devem fornecer garantias de conclusão (5% do investimento estimado) antes da assinatura do contrato.
Penalidades	Indicador de saúde financeira do desenvolvedor do projeto (exigência de nível mínimo de liquidez geral para participar). Em caso de atrasos, os desenvolvedores de projetos estão sujeitos a multas administrativas, obrigação de reembolsar custos de energia, rescisão de contrato ou exclusão de leilões futuros.
Riscos	
Vendedor	Riscos de construção, operação, desempenho de equipamentos e, no caso da modalidade de contrato por "quantidade", exposição ao mercado de curto prazo.
Comprador	Inflação e, no caso da modalidade de contrato por "disponibilidade", exposição ao mercado de curto prazo.

Fonte: Elaboração própria baseada em BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS (2018) e TOLMASQUIM et al. (2021)

No que tange às regras de precificação e seleção dos vencedores, o procedimento regular de leilão consiste em um modelo híbrido em duas fases:

1 - Leilão de relógio descendente (ou leilão holandês) com preço uniforme, começando com um preço-teto definido pelos reguladores. Os participantes indicam quanto de energia estão dispostos a fornecer por esse preço. O leiloeiro então reduz o preço até que o nível desejado de oferta seja atingido, mais uma certa margem, utilizada para estimular a competição na segunda fase.

2 - Rodada final, realizada na modalidade *'pay-as-bid'*, em que os vencedores da primeira fase apresentam suas ofertas finais por meio de lances fechados. Os projetos cujos lances são inferiores ao preço de equilíbrio — definido no ponto em que a oferta iguala a demanda — são premiados com PPAs pelo valor de seus lances.

A partir de 2017, passou-se a adotar um processo de leilão reverso de negociação contínua em duas fases. Na primeira, “vencedores temporários” são selecionados por meio de lances lacrados com preço e quantidade. A segunda fase consiste em iterações de relógio descendente nas quais qualquer participante temporariamente desqualificado pode substituir um vencedor temporário, apresentando um lance inferior ao preço marginal menos um decremento definido pelo leiloeiro (TOLMASQUIM et al., 2021).

Os PPAs celebrados pelos vencedores dos leilões podem ser de dois tipos: contratos de quantidade e de disponibilidade. Na modalidade por quantidade, o vendedor é responsável por entregar a quantidade contratada de eletricidade, assumindo os custos operacionais e os riscos de variações na geração de energia e nos preços do mercado de curto prazo. Nos contratos por disponibilidade, os geradores recebem uma receita fixa por oferecer a capacidade disponível da planta, enquanto os compradores arcam com os custos variáveis (combustível) e os custos (ou receitas) de liquidação de desequilíbrios de geração.

Uma descrição mais detalhada do arcabouço regulatório dos leilões do setor elétrico brasileiro está disponível em outros estudos (CORREIA; TOLMASQUIM; HALLACK, 2020; TOLMASQUIM, 2015; TOLMASQUIM et al., 2021) e nos diversos regulamentos e documentos emitidos pelas entidades envolvidas, como ANEEL, MME, CCEE, e EPE.

Certas regras e obrigações contratuais diferem entre os tipos e rodadas de leilões, refletindo tanto as características e objetivos específicos de cada leilão quanto mudanças regulatórias introduzidas ao longo dos anos. O Apêndice A detalha as opções de elementos de desenho adotadas em cada uma das rodadas analisadas neste estudo. Na próxima seção, discutir-se-á como essas variações e características específicas dos projetos podem ter impactado os atrasos na implementação. A partir disso, serão formuladas hipóteses a serem testadas empiricamente.

2.4. Hipóteses a serem testadas

2.4.1. Penalidades e Exposição aos Preços do Mercado *Spot*

Em caso de atraso ou cancelamento, as penalidades previstas podem incluir: reembolso dos custos associados à energia não entregue; execução de garantias financeiras; e outras sanções, como rescisão do contrato, proibição de participação em futuros leilões e multas administrativas de até 10% do valor total do investimento. As consequências legais de cada caso são definidas pelas autoridades reguladoras, que podem decidir *ex-post* qual medida administrativa é mais adequada para melhorar o processo de implementação (BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS, 2018). A obrigação específica de reembolso em caso de atrasos depende do tipo de leilão. Para projetos selecionados em Leilões de Energia de Reserva (LER), a cobrança sobre a eletricidade não fornecida é aplicada com base no preço contratado. Já em outros tipos de leilão, os desenvolvedores de projetos devem comprar a quantidade faltante no mercado de eletricidade, assumindo o risco da volatilidade do preço de mercado se este exceder a remuneração contratual. Segundo BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS (2018), a obrigação de assumir riscos de preço de mercado cria um incentivo financeiro ainda maior para o atendimento dos prazos de implementação, uma vez que os preços do mercado à vista têm sido historicamente mais altos que o preço do leilão, especialmente em épocas de seca. Com base nesses argumentos, será testada a hipótese de que projetos selecionados em leilões LER estariam sujeitos a atrasos mais longos.

2.4.2. Agrupamento tecnológico

Cada rodada de leilão inclui um ou mais produtos, leiloados em sessões separadas, que podem ser multitecnológicas, permitindo a competição direta entre diferentes tecnologias, ou específicas para determinada fonte de energia. A questão do agrupamento tecnológico em leilões é um tópico muito debatido na literatura (LENA KITZING et al., 2019; LUCAS; DEL RÍO; CABEZA, 2020). Enquanto leilões multitecnologia têm o potencial de maximizar a eficiência e reduzir custos (KREISS et al., 2021), processos específicos por tecnologia podem estimular o aprendizado tecnológico e evitar a exclusão de fontes com tecnologias menos maduras (LENA KITZING et al., 2019). Além disso, a separação por fontes permite que os níveis de apoio e as regras dos leilões sejam ajustados de acordo com as condições do mercado e a maturidade tecnológica (POLZIN et al., 2015), o que pode potencialmente aumentar as taxas de realização. No entanto, MATTHÄUS (2020) analisou rodadas de leilões de FER mundialmente e não encontrou evidências empíricas de que o agrupamento tecnológico afete a eficácia. Este estudo avalia se, no contexto brasileiro, projetos selecionados em leilões específicos por tecnologia são menos propensos a atrasos.

2.4.3. Tempo de antecedência

No Brasil, os investidores têm a opção de vender no mercado livre qualquer energia gerada antes do período de fornecimento do PPA leiloadado, o que pode criar um incentivo para antecipar a operação comercial dos projetos contratados em leilões com tempos de antecedência mais longos. No entanto, essa não é uma decisão simples para os investidores, dependendo de vários fatores, incluindo preços de lance, condições de mercado e expectativas. Dalbem et al. (2014) modelaram as decisões de preço dos lances nos leilões de eólicas A-5 brasileiros, realizados com 5 anos de antecedência, como opções reais. Concluíram que os preços baixos de lances vencedores podem incentivar os empreendedores a adiar o início da construção, na expectativa de preços de equipamentos e energia mais favoráveis. Contudo, evidências de leilões de FER na Europa sugerem que esse comportamento pode ser inibido quando critérios de pré-qualificação e penalidades estão em vigor (ANATOLITIS; AZANBAYEV; FLECK, 2022). Para contribuir com este debate, este estudo testa a hipótese de que maiores prazos de

antecedência nos leilões aumentam a pontualidade na implementação dos projetos selecionados.

2.4.4. Atrasos relacionados à transmissão

No Brasil, a infraestrutura de transmissão era tradicionalmente planejada, leiloadada e construída após a revelação dos projetos vencedores dos leilões de geração, com sua localização e características definidas. No entanto, na prática, atrasos na implementação das instalações de transmissão, devido a restrições ambientais ou lances inviáveis nos leilões de transmissão, resultaram em muitos casos onde as instalações de geração ficaram prontas para operar na data contratual de entrega, mas a energia por elas gerada não pôde chegar ao mercado porque os reforços na capacidade de transmissão não estavam disponíveis a tempo (IRENA; CEM, 2015).

Herrera et al. (2019) apontam o déficit de capacidade de transmissão como o principal gargalo para a expansão da geração na Região Nordeste, que concentra a maior parte do potencial brasileiro para fontes eólicas e solares. De fato, uma parte significativa dos atrasos incorridos nos projetos de geração localizados nesta região não resultou de situações relacionadas à implementação desses projetos, mas de atrasos nos projetos de transmissão associados. Esse problema não é exclusivo do Brasil: o atraso de conexão à rede foi identificado como um dos principais fatores que explicam a diferença entre o potencial técnico e a produção real das fazendas eólicas chinesas (HUENTELER et al., 2018; LU et al., 2016; ZHANG et al., 2013).

Em alguns dos primeiros leilões realizados no Brasil, esses riscos de transmissão foram alocados quase inteiramente aos compradores de eletricidade (ver Apêndice A). Os PPAs concedidos como resultado desses leilões incluíam uma cláusula isentando os desenvolvedores de projetos de suas obrigações contratuais e garantindo remuneração caso o empreendedor pudesse provar que sua planta estava apta a operar, enquanto os compradores tinham que providenciar opções alternativas de aquisição. Desde 2013, essa isenção foi removida, e o risco da indisponibilidade da capacidade de transmissão foi totalmente transferido para os desenvolvedores de projetos de geração, que se tornaram obrigados a cumprir sua obrigação contratual de fornecer eletricidade mesmo em caso de atrasos na extensão da rede de transmissão.

Outra mudança regulatória implementada para lidar com esse problema foi a introdução, para determinados leilões de eletricidade com tempos de antecedência mais curtos, de uma fase preliminar para selecionar os projetos com viabilidade de conexão através de competição entre projetos com o mesmo ponto de conexão. Nessa fase preliminar, os licitantes submetem um lance único com preço e quantidade para cada projeto, e os lances são classificados pelo seu preço em cada ponto de conexão. Projetos que excedem a 'margem de escoamento'⁴ são excluídos do leilão, e os vencedores então participam do processo geral de leilão (TOLMASQUIM et al., 2021). Uma característica notável desse tipo de leilão é o esforço para maximizar o uso da rede de transmissão disponível ou já licitada, cuja entrada em operação está programada para coincidir com o início das operações das plantas vencedoras.

Bayer et al. (2018) observaram uma tendência de redução nos atrasos dos projetos de energia eólica devido a problemas na rede de transmissão após a implementação de ambas as alterações nas regras dos leilões. Com base nessa evidência, e incluindo os resultados das rodadas recentes de leilões, este estudo testa empiricamente se cada uma dessas mudanças regulatórias reduziu efetivamente os atrasos nos projetos.

2.4.5. Regra de precificação

Como descrito na Seção 2.3, o procedimento regular de leilão no Brasil é um modelo híbrido que ocorre em duas fases: uma primeira fase de relógio decrescente com precificação uniforme, seguida de uma rodada final no formato *pay-as-bid*, na qual os lances mais baixos (selados) celebram PPAs ao preço do lance. Em geral, espera-se obter preços mais baixos em um leilão selado *pay-as-bid*, mas o *trade-off* pode ser um risco maior de "maldição do vencedor" nesse cenário (TOLMASQUIM et al., 2021). Haufe et al. (2018) apontam o risco de lances irracionais em modelos *pay-as-bid*: os licitantes podem tender a oferecer preços menores que seus custos, levando a atrasos e/ou cancelamentos de projetos. Por outro lado, MATTHÄUS (2020) não encontrou evidências empíricas de que a regra de precificação afete a eficácia dos leilões de energia renovável. A partir dessa discussão, formulou-se a hipótese de que, dentre os projetos

⁴ As margens de escoamento são calculadas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) para cada ponto de conexão indicado pelos projetos cadastrados.

selecionados em uma rodada de leilão, os projetos com os menores preços de lance individual são mais propensos a atrasos.

2.4.6. Características específicas dos projetos

Há uma panóplia de estudos avaliando a magnitude e a frequência de atrasos e sobrecustos em empreendimentos internacionais de infraestrutura, demonstrando que se trata de um problema pervasivo em projetos em todo o mundo (ANSAR et al., 2014; AWOJOBI; JENKINS, 2015; CALLEGARI; SZKLO; SCHAEFFER, 2018; FLYVBJERG; SKAMRIS HOLM; BUHL, 2004; GOULDING; LESLIE, 2019; PETHERAM; MCMAHON, 2019; PLUMMER BRAECKMAN; DISSELHOFF; KIRCHHERR, 2000; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2018; SOVACOOOL; GILBERT; NUGENT, 2014b, 2014a; WCD, 2000). Ansar et al. (2014), analisando uma amostra de 245 grandes hidrelétricas construídas entre 1934 e 2007, observaram que o cronograma de implementação foi em média 44% (2,3 anos) superior ao estimado. Sovacool et al. (2014a), com base em levantamento de 401 projetos em 57 países, concluíram que linhas de transmissão e usinas eólicas, solares e pequenas termelétricas apresentam riscos de atrasos e sobrecustos significativamente menores do que os observados em centrais nucleares (PORTUGAL-PEREIRA et al., 2018) e grandes hidrelétricas. Bacon and Besant-Jones (1998) demonstraram que projetos de grande porte apresentam desvios de orçamento e atrasos mais significativos, mesmo proporcionalmente ao seu tamanho. Callegari et al. (2018) sugerem que, devido à rápida curva de aprendizado, projetos de geração das fontes solar e eólica podem apresentar períodos de implementação mais curtos que o inicialmente estimado. Outros estudos chegaram a resultados semelhantes (KÖBERLE et al., 2018).

GUMBER; ZANA; STEFFEN (2024) realizaram um amplo estudo sobre os prazos globais de implementação de 12.475 projetos de geração de eletricidade das fontes solar fotovoltaica, eólica *onshore* e *offshore*, biomassa e hidrelétrica de fio d'água em 48 países entre 2005 e 2022. A partir da análise da base de dados e da revisão da literatura, eles identificaram cinco categorias principais de fatores que influenciam os prazos de comissionamento de projetos de energia renovável:

- Tamanho do Projeto: Projetos maiores tendem a demorar mais devido à sua complexidade, necessidade de planejamento detalhado e maior

demanda por equipamentos, materiais e mão de obra. Além disso, grandes projetos podem exigir infraestrutura adicional, como estradas e linhas de transmissão, o que pode prolongar o cronograma. Projetos maiores também enfrentam mais obstáculos regulatórios e ambientais.

- Características Tecnológicas: A novidade da tecnologia, complexidade de desenho e necessidade de customização aumentam o tempo de construção. Tecnologias inovadoras podem exigir mais testes e ajustes, além de enfrentar desafios regulatórios adicionais. Projetos com alta customização para atender condições específicas do local são particularmente desafiadores.
- Estrutura do Projeto e Características dos Atores: Inclui aspectos financeiros e legais, como a estrutura financeira e os tipos de contratos. Estruturas financeiras complexas ou contratos flexíveis podem aumentar o tempo de comissionamento devido à necessidade de negociações e revisões. A experiência e a saúde financeira do desenvolvedor também influenciam a velocidade de execução.
- Características do Local do Projeto: Condições do solo, clima, presença de infraestrutura e aceitação social são fatores críticos. A ausência de infraestrutura de suporte, como linhas de transmissão ou estradas, pode atrasar o cronograma. Além disso, o impacto ambiental e a aceitação social podem exigir medidas adicionais que retardam a entrada em operação.
- Características do Mercado: Inclui a disponibilidade de mão de obra, capital, e a estabilidade econômica e política. Mercados com maior disponibilidade de recursos facilitam o comissionamento mais rápido. Contudo, exigências de conteúdo local ou políticas instáveis podem aumentar os prazos de comissionamento.

Esses fatores interagem entre si, e o impacto deles no cronograma de comissionamento pode variar dependendo do contexto de cada projeto, como mostrado em diversos estudos globais. No contexto brasileiro, estudos identificaram frequentes atrasos nos cronogramas das usinas eólicas contratadas em leilões, que em alguns casos chegaram a se estender por anos (AZUELA ELIZONDO et al., 2014; BAYER, 2018). BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS (2018) fizeram uma

extensa análise das causas destes atrasos, constatando que os mais severos decorreram principalmente de problemas de conexão com a rede de transmissão e, em alguns casos, dificuldades no fornecimento de turbinas eólicas. Outros fatores de menor relevância identificados no estudo incluíram questões relacionadas a processos de licenciamento ambiental, financiamento e logística, além da inexperiência de alguns desenvolvedores.

Assim, a princípio, espera-se que projetos menores, modulares e com tecnologias mais consolidadas tenham menos atrasos, devido à menor complexidade e processos padronizados. No entanto, no contexto dos leilões de energia, os prazos observados entre o leilão e o comissionamento não estão necessariamente vinculados apenas à fase de construção. O fato de um projeto vencer o leilão não implica que ele começará a ser construído imediatamente, pois há etapas de preparação e licenciamento a serem cumpridas, além das já mencionadas decisões estratégicas dos investidores.

Por outro lado, em alguns casos, projetos já em estágio inicial de implantação podem participar e vencer os leilões, o que influencia diretamente os prazos de comissionamento observados, uma vez que esses projetos já possuem parte da infraestrutura ou licenças necessárias. Esse fenômeno pode ser observado no caso das usinas termoelétricas movidas a biomassa, uma vez que muitas delas são, na verdade, projetos *brownfield* associados a usinas de cana-de-açúcar, inicialmente construídas para gerar eletricidade para suprir seu próprio consumo e depois adaptadas para vender a energia excedente. Além disso, as usinas de cana-de-açúcar geralmente estão localizadas próximas aos centros de carga, o que implica na redução dos problemas de conexão à rede de transmissão (WATANABE et al., 2020).

Na tentativa de abordar algumas dessas questões no contexto do programa de leilões brasileiro, foram incluídas na análise variáveis para considerar os efeitos da tecnologia e escala dos projetos sobre os atrasos.

No próximo Capítulo, será apresentada e discutida a metodologia adotada neste estudo, detalhando os procedimentos utilizados para coleta e análise dos dados, bem como as abordagens empregadas para testar as hipóteses propostas.

3. Metodologia

Inicialmente, seguindo o procedimento descrito na Seção 3.1, estruturou-se um banco de dados contendo informações detalhadas dos leilões e de cada um dos projetos vencedores.

Em seguida, realizou-se uma análise exploratória dos dados para obter uma visão geral dos resultados dos leilões, identificando padrões, distribuições, *outliers* e possíveis inconsistências que poderiam impactar as próximas etapas de modelagem. Essa abordagem permite não apenas descrever o conjunto de dados, mas também levantar hipóteses iniciais que orientem a análise quantitativa nas etapas seguintes.

Os montantes de energia não fornecida em decorrência dos atrasos e o impacto econômico-financeiro resultante foram estimados conforme descrito na Seção 3.2.

Por fim, empregaram-se técnicas de regressão múltipla para testar as hipóteses levantadas na Seção 2.4 a respeito da influência dos elementos do desenho dos leilões, lances individuais, escala dos projetos e tecnologia nos atrasos medidos. Essa análise, realizada conforme detalhado na Seção 3.3, tem o objetivo de inferir o efeito integrado de várias variáveis nos atrasos observados, o que pode não ser capturado em uma análise descritiva do banco de dados. Se correlações estatisticamente significativas⁵ puderem ser estabelecidas, então o conhecimento quantitativo sobre esses efeitos pode trazer novas visões para o aprimoramento dos mecanismos de leilão.

Todas as análises realizadas neste estudo foram conduzidas utilizando a linguagem R (versão 4.4.1). Para a manipulação da base de dados e aplicação das técnicas estatísticas, foram empregados diversos pacotes, que serão detalhadas ao longo das seções a seguir.

3.1. Base de dados

O banco de dados utilizado neste trabalho foi compilado a partir de informações publicadas pela CCEE, pela ANEEL e pelo ONS. A seguir serão descritas as principais

⁵ Salvo indicação em contrário, neste trabalho será adotado um nível de significância geral de 0,05.

bases de dados utilizadas, bem como os tratamentos realizados para consolidar as informações de projetos de geração de energia contratados em leilões no Brasil.

A tabelas a seguir (Tabela 4 e a Tabela 5) mostram as informações básicas dos projetos, leilões e de cada contrato de venda de energia celebrado, que foram obtidas das publicações atualizadas mensalmente pela CCEE: o “Resultado Consolidado dos Leilões” (CCEE, 2024b) e o “Boletim Infomercado – Dados Individuais” (CCEE, 2024c). As tabelas foram unificadas utilizando o código CEG do Empreendimento, para associar as informações técnicas dos projetos com os dados contratuais e de desempenho dos leilões.

Tabela 4 – Descrição das informações extraídas do Relatório InfoMercado Dados Individuais (CCEE, 2024c)

Dado	Descrição
Código do Ativo	Código único que identifica o ativo de geração de energia.
Sigla do Ativo	Abreviação associada ao ativo.
CEG do empreendimento	Código específico do empreendimento.
Cód. Parcela de Usina	Código referente a uma parcela específica da usina.
Parcela de Usina	Nome ou descrição da parcela da usina.
Tipo de Despacho	Classificação do despacho, como geração livre ou despachada centralmente.
Fonte de Energia Primária	Tipo de fonte energética utilizada (eólica, solar, hídrica, térmica, etc.).
Combustível	Tipo de combustível utilizado, se aplicável (para térmicas).
Submercado	Submercado elétrico em que o ativo está localizado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste, Sul).
UF	Unidade Federativa (estado) onde está localizado o ativo.
Participante do Rateio de Perdas	Indica se o ativo participa do rateio de perdas no sistema elétrico.
Participante do MRE	Indica a participação no Mecanismo de Realocação de Energia (MRE).
Participante do Regime de Cotas	Indica se o ativo participa do regime de cotas.
% de Desconto da Usina	Percentual de desconto aplicável à usina, como descontos de transmissão.
Capacidade da Usina (MW - CAP_T)	Capacidade instalada da usina, medida em megawatts (MW).
Garantia Física (MW Médio - GF)	Montante de energia média assegurada pela usina.
Sigla	Sigla associada à empresa ou participante.
Nome Empresarial	Nome completo da empresa responsável pelo ativo.
Data de Início de Operação Comercial	Data em que o ativo iniciou a operação comercial na CCEE.

Tabela 5 - Descrição das informações extraídas do Relatório de Resultados Consolidados de Leilões (CCEE, 2024b)

Dado	Descrição
ID Negociação	ID para cada negociação realizada.
Leilão	Certame ou evento de negociação de energia elétrica.
Tipo de leilão	Tipo de leilão: LEN (Energia Nova), LER (Reserva), LFA (Fontes Alternativas), LPE (Projetos Estruturantes), LEE (Energia Existente), entre outros.
Nº Edital	Numeração do edital do leilão utilizada pela ANEEL (Nº/ Ano).
Produto	Identificação do produto negociado no leilão, contendo informações sobre início de suprimento, duração, fonte ou modalidade do contrato.
Sigla do vendedor	Escrita abreviada da razão social do vendedor.
Razão social do vendedor	Nome completo da empresa vendedora, conforme consta no contrato.
CNPJ do vendedor	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) do vendedor.
Sigla do comprador	Escrita abreviada da razão social do comprador.
Razão social do comprador	Nome completo da empresa compradora, conforme consta no contrato.
CNPJ do comprador	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica (CNPJ) do comprador.
C.E.G.	Código Único de Empreendimento de Geração.
Nome da usina	Nome da usina de geração de energia elétrica.
Situação	Status do contrato ou situação da usina (sem pendências, atraso, antecipação de contrato, outorga revogada, etc.).
Submercado do registro do contrato	Subdivisão do sistema interligado nacional: Sul (S), Sudeste (SE), Norte (N) ou Nordeste (NE).
Tipo de usina	Tipo da usina: PCH (Pequena Central Hidroelétrica), UHE (Hidroelétrica), UTE (Termoelétrica), EOL (Eólica), UFV (Fotovoltaica).
UF da usina	Unidade Federativa onde está localizada a usina.
Fonte energética	Fonte de energia utilizada pela usina: Biomassa, Carvão, Eólica, Gás Natural, Gás Liquefeito, Óleo Combustível, Solar, entre outras.
Combustível / Rio da usina	Tipo de combustível (para térmicas) ou rio (para hidrelétricas) associado à geração de energia.
Potência da usina (MW)	Disponibilidade de potência da usina (MW).
Garantia Física da usina (MW médio)	Energia média assegurada para a usina, conforme definida pelo Ministério de Minas e Energia (MME).
Energia negociada por contrato (MWh)	Montante de energia negociada no leilão por contrato (em MWh).
Energia negociada por contrato para os anos A, A+1, A+2, A+3 (MW médio)	Energia negociada em cada um dos primeiros quatro anos de suprimento (Anos A, A+1, A+2 e A+3), medida em MW-médio.
Energia negociada por contrato para os demais anos (MW médio)	Energia negociada para os demais anos do contrato, medida em MW-médio.

Tipo de contrato (QTD/DIS/POT)	Modalidade do contrato: Quantidade (QTD), Disponibilidade (DIS) ou Potência (POT).
Preço de venda ou ICB na data do leilão (R\$/MWh)	Preço resultante do leilão (em R\$/MWh), usado para seleção dos vencedores.
ICE (R\$/MWh)	Índice de Classificação do Empreendimento (ICE), expresso em R\$/MWh.
Data de Realização do leilão	Data em que o leilão foi realizado.
IPCA na data do leilão	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) vigente na data do leilão.
Preço de venda atualizado (R\$/MWh)	Preço de venda atualizado monetariamente pelo IPCA.
Data do Início de Suprimento	Data de início do fornecimento de energia contratada.
Data do Fim de Suprimento	Data de término do fornecimento de energia contratada.
Possibilidade de escalonamento da entrega da energia do contrato (SIM/NÃO)	Possibilidade de incremento anual de entrega de energia conforme Edital e Portarias do MME (SIM ou NÃO).
Entrega escalonada (SIM/NÃO)	Indica se a entrega foi escalonada conforme opção escolhida pela usina (SIM ou NÃO).

Além disso, os editais de leilões e as minutas dos respectivos contratos de comercialização de energia foram obtidos do site da ANEEL (ANEEL, 2024a). A análise desses documentos permitiu identificar, em cada caso, características específicas do desenho dos leilões, como a existência de uma fase preliminar para eliminação de projetos com base no ponto de conexão, e a alocação aos desenvolvedores dos projetos dos riscos de atrasos na conexão ao sistema de transmissão. Da mesma fonte foram coletadas informações sobre quais tecnologias estavam autorizadas a concorrer em cada um dos produtos comercializados nos leilões.

Para identificação dos projetos considerados cancelados ou abandonados, foi criada uma variável dicotômica *cancelled*. Foram classificados nessa categoria os projetos que ainda não haviam entrado em operação comercial na data de referência do estudo (maio/2024) e cuja situação na CCEE constava como "Outorga Revogada", "Contrato Rescindido", "Contrato não Adjudicado", "Agente Desligado pela CCEE" ou "Imbróglgio Judicial".

Foram selecionadas as rodadas de leilões relacionadas à construção de novas usinas⁶ com prazos estabelecidos para conclusão até maio de 2024. No total, foram coletadas informações sobre 1.273 projetos de geração que venderam um total de 7.496 TWh em 41 rodadas de leilões, realizadas entre 2005 e 2019. O banco de dados inclui usinas eólicas, hidrelétricas, pequenas centrais hidrelétricas (<30 MW), usinas solares fotovoltaicas (solar FV) e usinas termelétricas alimentadas com gás natural, biomassa, óleo e carvão.

3.2. Energia não fornecida e custos associados

Para estimar o déficit total de fornecimento devido aos atrasos na conclusão dos projetos, foi calculada, para cada usina, a quantidade de energia contratada que não esteve disponível para as distribuidoras ou para o sistema durante o período de atraso, conforme a Equação (1):

$$E_{di} = E_{ci} * T_{di} \quad (1)$$

Onde:

E_{di} : Déficit de geração de energia relacionado ao atraso do projeto i [MWh]

E_{ci} : Potência média contratada durante o período de atraso [MW]

T_{di} : Período de atraso do projeto i [horas]

Para estimar o custo associado a esses déficits de geração, é fundamental contextualizar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que serve como referência para os preços de energia no mercado de curto prazo no Brasil. O PLD define o valor da energia elétrica gerada e que não havia sido previamente contratada, desempenhando um papel central na precificação das liquidações financeiras e influenciando diretamente as estratégias de operação e contratação dos agentes de mercado.

O PLD é calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com base no Custo Marginal de Operação (CMO). Este cálculo, realizado diariamente

⁶ Os leilões destinados à contratação de energia gerada por usinas já construídas e em operação (Leilões de Energia Existente e Leilões de Ajuste) não foram incluídos na base de dados.

para cada hora do dia seguinte e para cada submercado, leva em consideração limites máximos e mínimos definidos para o período de apuração. Utilizam-se modelos computacionais especializados (NEWAVE, DECOMP e DESSEM), que buscam encontrar uma solução ótima que equilibre o custo marginal de operação das usinas termelétricas e o custo de oportunidade da energia potencial armazenada nos reservatórios das hidrelétricas (HOCHSTETLER; CHO, 2019). Essa decisão é crucial, pois o uso excessivo de água na geração hídrica reduz os custos de combustível no curto prazo, mas eleva o risco de déficit hídrico no futuro, enquanto a retenção de água pode exigir o acionamento de termelétricas, aumentando os custos operacionais. Assim, o cálculo do PLD reflete uma otimização intertemporal, que considera variáveis como condições hidrológicas, preços de combustível, disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, expectativa de geração de usinas não despachada centralizadamente, demanda de energia, custo de déficit e a entrada de novos projetos (CCEE, 2024d).

Além disso, o PLD adota uma abordagem de precificação uniforme dentro de cada submercado, desconsiderando as restrições elétricas internas, mas levando em conta os limites de intercâmbio de energia entre submercados. Essa metodologia assegura que o preço seja único para todos os agentes de um mesmo submercado. O cálculo é baseado em previsões de geração e consumo, utilizando informações declaradas previamente pelos agentes de mercado. Essa característica torna o PLD suscetível a variações nas condições hidrológicas e nas projeções de consumo e oferta, o que pode resultar em flutuações significativas no preço ao longo do tempo (CCEE, 2024d).

De acordo com as regras definidas em cada leilão, os PPAs estabelecem diferentes penalidades e mecanismos de compensação em caso de atrasos no início da operação dos projetos de geração. O impacto financeiro desses atrasos pode estar exposto às variações do mercado *spot*, mas há situações em que o reembolso é calculado com base no preço do PPA e outras em que o empreendedor é isento de responsabilidade. Apesar disso, neste trabalho, para fins de simplificação e uniformização do cálculo, a estimativa do custo dos atrasos foi realizada multiplicando, para cada projeto, o déficit de energia pela diferença entre o preço do PPA correspondente e o PLD em cada período.

Utilizando dados históricos do PLD obtidos no Painel de Preços da CCEE (CCEE, 2024e), foi estimado, para cada usina, o impacto econômico associado aos atrasos dos projetos, conforme a Equação (2):

$$C_{di} = \sum_{t=1}^T (PLD_t - PV_t) * E_{dit} \quad (2)$$

onde:

C_{di} : Custo incorrido devido ao atraso na conclusão do projeto “i” [BRL]

PLD_t : Preço médio mensal do mercado spot no submercado correspondente, em cada período t [BRL/MWh]

PV_t : Preço de Energia do PPA em cada período t [BRL/MWh]

E_{dit} : Déficit de geração de energia em cada período [MWh]

A Figura 6 ilustra conceitualmente o cálculo do custo associado ao atraso de cada projeto (C_{di}). Para cada dia de atraso, a energia contratada que deveria ter sido suprida é multiplicada pela diferença entre o valor estabelecido no PPA e o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) médio do respectivo mês. Quando o PLD excede o valor do PPA, é registrado um custo positivo, proporcional a essa diferença. Por outro lado, se o PLD for inferior ao valor do PPA, o custo é negativo, refletindo o benefício obtido pela distribuidora ou pelo sistema ao adquirir energia no mercado de curto prazo a um preço mais baixo do que o contratado.

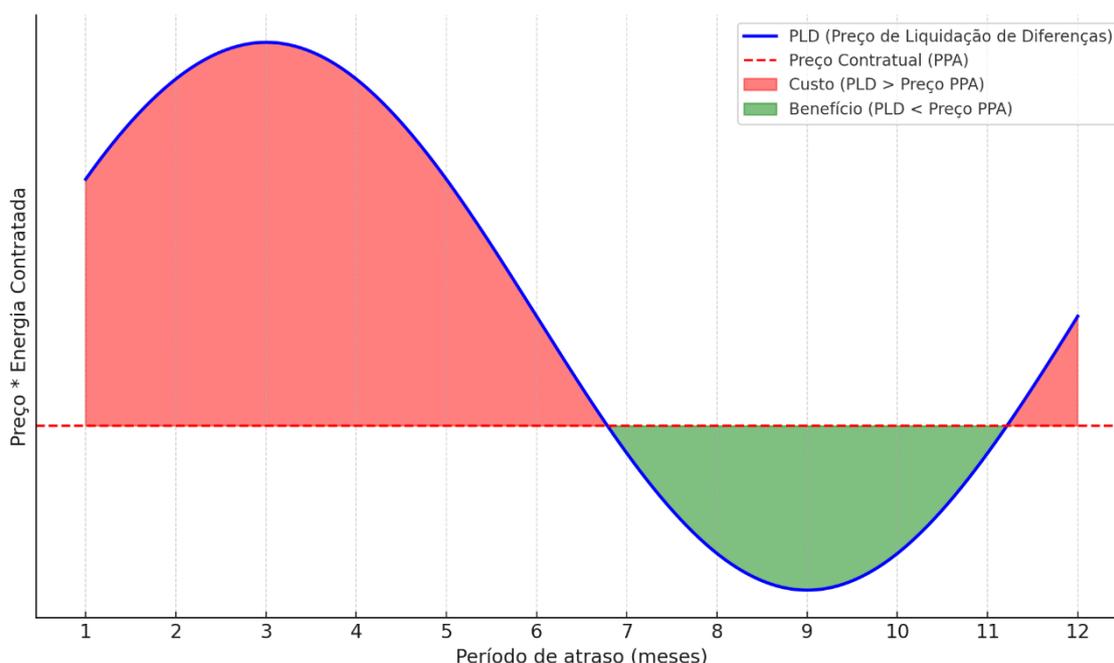


Figura 6 - Representação gráfica do cálculo do custo econômico dos atrasos

Fonte: Elaboração própria

O custo total dos atrasos foi estimado como a soma de C_{di} para todos os projetos presentes na base de dados.

Cabe destacar que diversos projetos contratados enfrentaram atrasos significativos que podem superar 15 anos. Além disso, muitos projetos foram oficialmente cancelados ou abandonados pelos empreendedores sem que o cancelamento formal tenha sido registrado. No entanto, não há informações precisas sobre a data exata em que esses projetos foram cancelados ou efetivamente abandonados. Diante dessa limitação de informações, a análise do impacto financeiro do atraso requer ajustes metodológicos. Considerando que a não entrada em operação de um projeto tende a ser compensada ao longo do tempo pela contratação de novas usinas em leilões subsequentes, não seria adequado considerar a exposição ao PLD por períodos de atraso excessivamente longos. Para uniformizar e padronizar o cálculo do custo do atraso, optou-se por limitar o período máximo de atraso ao intervalo equivalente à antecedência do leilão. Por exemplo, em projetos contratados em leilões A-4 (realizados com quatro anos de antecedência), o impacto do atraso foi limitado a, no máximo, quatro anos após a data de suprimento originalmente prevista no PPA. Essa abordagem visa garantir maior consistência no cálculo, além de refletir melhor a dinâmica do setor elétrico, em que novas contratações tendem a suprir os déficits de energia decorrentes de projetos não concluídos.

Todos os preços em Reais Brasileiros (BRL) foram atualizados para o valor de referência de maio de 2024, com base no IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo).

3.3. Análise de regressão

3.3.1. Seleção e implementação do Modelo

Para quantificar o efeito integrado das potenciais variáveis explicativas nos atrasos dos projetos, estima-se o seguinte modelo multivariado:

$$Delay_i \sim \beta_0 + \beta_1.Preditores_i + \beta_2.Controleres_i + \epsilon_i \quad (3)$$

Neste modelo, **Preditores** é um vetor que inclui as potenciais variáveis explicativas e algumas interações relevantes entre elas, enquanto **Controleres** é um vetor de variáveis de controle e covariáveis introduzidas em cada modelo.

A principal variável dependente é o atraso (*delay*) do projeto, definido como a diferença entre o prazo de conclusão definido do leilão e a data de efetiva entrada em operação comercial, que corresponde ao momento em que a primeira unidade geradora da planta foi conectada ao sistema elétrico. Os atrasos são expressos em termos absolutos (dias), e valores negativos indicam que a operação comercial começou antes do início do período contratual de fornecimento de eletricidade. Para as usinas que não haviam iniciado a operação até maio de 2024, o atraso é calculado como o tempo decorrido entre o prazo do leilão e a data de referência deste estudo (maio de 2024). O atraso foi escolhido como principal variável de estudo porque mede como os cronogramas de implementação se desviam das metas acordadas entre o leiloeiro e os desenvolvedores de projetos, o que pode comprometer a viabilidade dos projetos e a eficácia dos leilões de FER.

A Tabela 6 resume as potenciais variáveis explicativas (preditores), escolhidas de acordo com as hipóteses e previsões discutidas na Seção 2.4.

Tabela 6 - Descrição das potenciais variáveis explicativas

Variável	Tipo	Descrição
Wind	Dummy (0/1)	Indica se o projeto é uma Usina Eólica <i>onshore</i> . Valor 1 se for um projeto eólico, 0 caso contrário.
Solar_PV	Dummy (0/1)	Indica se o projeto é uma Usina Solar Fovoltaica. Valor 1 se for um projeto solar fotovoltaico, 0 caso contrário.
Biomass	Dummy (0/1)	Indica se o projeto é uma Termelétrica a Biomassa. Valor 1 se for um projeto de biomassa, 0 caso contrário.
UHE	Dummy (0/1)	Indica se o projeto é uma Usina Hidrelétrica (UHE) de grande porte. Valor 1 se for uma UHE, 0 caso contrário.
PCH	Dummy (0/1)	Indica se o projeto é uma Pequena Central Hidrelétrica (PCH). Valor 1 se for uma PCH, 0 caso contrário.
UTG	Dummy (0/1)	Indica se o projeto é uma Usina Termelétrica a Gás (UTG). Valor 1 se for uma UTG, 0 caso contrário.
ln_proj_cap_mw	Contínua (log)	Logaritmo natural da capacidade instalada do projeto em MW. A transformação logarítmica foi utilizada para melhorar o ajuste do modelo, tendo em vista a grande amplitude de escala dos projetos.
NORDESTE	Dummy (0/1)	Indica se o projeto está localizado na região Nordeste do Brasil. Valor 1 se for no Nordeste, 0 caso contrário.
bid_prod_ratio	Contínua	Relação entre o preço do lance individual (<i>bid</i>) do projeto e o preço médio dos projetos contemplados no âmbito do mesmo produto da rodada de leilão.
QTD	Dummy (0/1)	Indica se o PPA foi celebrado na modalidade de Quantidade (=1) ou Disponibilidade (=0).
tech_specific	Dummy (0/1)	Indica se o projeto foi contratado no âmbito de um produto específico para determinada tecnologia. Valor 1 se o projeto premiado não competiu diretamente com outras tecnologias, e 0 se participou de uma concorrência multitecnológica. Leilões

		com competição entre diferentes fontes térmicas (por exemplo, gás, carvão, biomassa) são considerados leilões multi-tecnológicos.
LER	Dummy (0/1)	Indica se o projeto participou de um Leilão de Energia de Reserva (LER). Valor 1 se for um projeto de LER, 0 caso contrário.
dev_trans_risks	Dummy (0/1)	Indica se os riscos de conexão à rede de transmissão são alocados ao desenvolvedor do projeto de geração (=1) ou se os compradores devem remunerar o empreendedor caso este possa provar que sua planta estava apta a operar (=0).
Preliminary_Phase	Dummy (0/1)	Indica se o projeto foi contratado em um leilão que incluiu uma fase preliminar para a pré-seleção de projetos com base na capacidade de transmissão disponível (também conhecida como margem de escoamento). Valor 1 se o projeto precisou demonstrar que poderia ser conectado à rede sem comprometer os limites de transmissão disponíveis, e 0 se não houve fase preliminar para pré-seleção com base na margem de escoamento.
Lead_Time	Contínua	Representa o tempo de antecedência, medido em anos, entre a data de realização do leilão e a data de início de suprimento de energia prevista no contrato de compra e venda de energia (PPA). Este intervalo indica o prazo concedido para a construção, execução e entrada em operação comercial do projeto
scaled_auction_year	Contínua	Ano do leilão (centrada). Usada para controlar o efeito do tempo no modelo.

Para evitar problemas de multicolinearidade, o modelo incluiu variáveis *dummy* apenas para as principais fontes de geração analisadas. As demais tecnologias (termelétricas a carvão e outros combustíveis) atuam como grupo de referência. Assim, os coeficientes das *dummies* estimam o efeito marginal de cada tecnologia incluída no modelo em relação ao grupo de referência, e os impactos devem ser interpretados de forma comparativa.

A variável *scaled_auction_year* representa o ano em que a rodada de leilão ocorreu, e foi inserida como controle para capturar possíveis efeitos ocultos variáveis no tempo, como desenvolvimento tecnológico, curvas de aprendizado das energias renováveis e experiência adquirida pelos leiloeiros e desenvolvedores de projetos, além da impossibilidade inerente de observação de atrasos longos em leilões mais recentes. É adicionada como uma variável contínua para evitar problemas de multicolinearidade decorrentes da divisão do período de estudo em intervalos que possam estar correlacionados com a introdução de alguns elementos de desenho sob análise. A variável *scaled_auction_year* foi centralizada, subtraindo a média de *auction_year* de cada valor individual dessa variável. Como a média foi calculada com base na amostra original, e não foi recalculada após a exclusão dos outliers, a média da variável *scaled_auction_year* na amostra final não será zero.

As suposições fundamentais dos modelos de regressão linear múltipla - linearidade, homocedasticidade, normalidade e independência dos resíduos - foram avaliadas com o auxílio do pacote *gvlma* (*Global Validation of Linear Model Assumptions*) do R (PEÑA; SLATE, 2006). O *gvlma* implementa um procedimento global que utiliza o vetor de resíduos padronizados para avaliar a conformidade do modelo com essas suposições. Se o teste global indicar a violação de pelo menos uma das suposições, são fornecidos componentes adicionais de teste que auxiliam na identificação específica de quais suposições foram comprometidas.

Adicionalmente, os modelos foram testados quanto à presença de multicolinearidade, o que pode inflacionar os erros padrão dos coeficientes, comprometendo a interpretação dos efeitos individuais das variáveis preditoras. Para isso, utilizou-se o *Variance Inflation Factor* (VIF), uma métrica que quantifica o grau de correlação entre uma variável preditora específica e todas as demais no modelo. O VIF é calculado, para cada preditor, como:

$$VIF_i = \frac{1}{(1 - R_i^2)} \quad (4)$$

Onde R_i^2 é o coeficiente de determinação obtido ao realizar a regressão da i -ésima variável sobre todas as outras variáveis preditoras. Adotou-se o critério de $VIF = 5$ como

ponto de corte para indicar multicolinearidade moderada, o que implica em necessidade de ajustes quando esse limite é ultrapassado (HAIR, 2011).

Paralelamente, utilizaram-se os pacotes “*performance*” (LÜDECKE et al., 2021) e “*lmtest*” (ZEILEIS; HOTHORN, 2002) para realizar testes estatísticos adicionais e inspeções visuais, como gráficos de resíduos versus valores ajustados e *QQ-plots* (exemplo na Figura 7).

A utilização conjunta dessas ferramentas proporciona uma verificação abrangente das suposições dos modelos ajustados, reforçando a validade e a confiabilidade das inferências estatísticas obtidas.

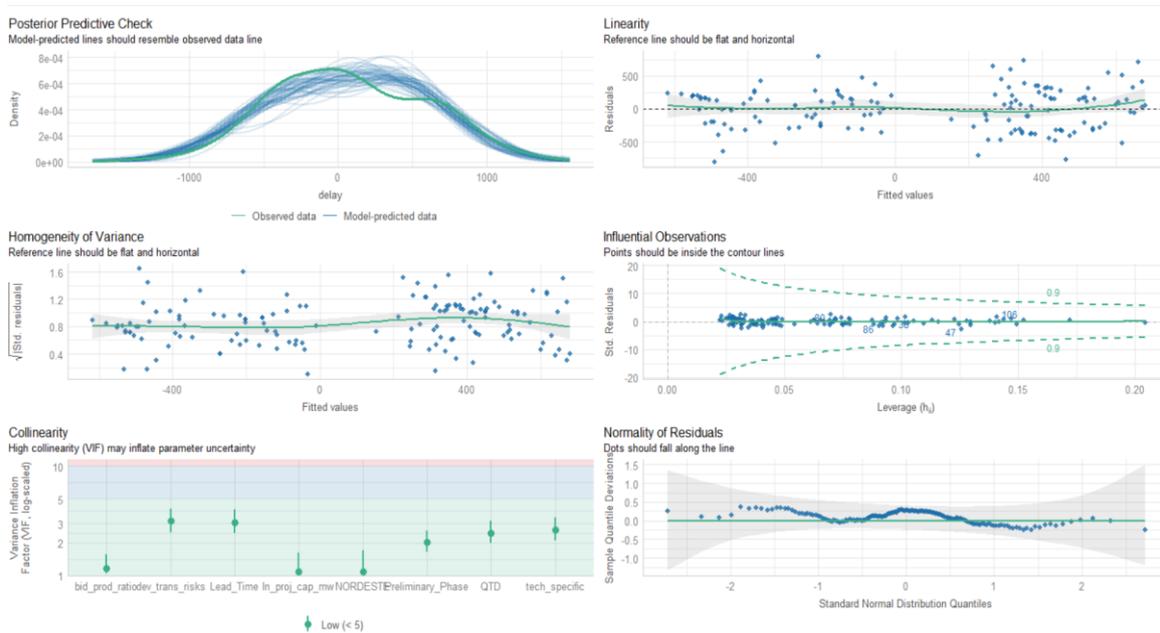


Figura 7 – Exemplo de Avaliação Visual do Ajuste do Modelo: Verificação de Suposições e Desempenho (Modelo “Somente Eólicas”)

Fonte: Elaboração própria utilizando pacote *performance* do R

Por meio do teste de Breusch-Pagan (BREUSCH; PAGAN, 1979), verificou-se a presença de heterocedasticidade nos resíduos de alguns dos modelos de regressão ajustados. Nesses casos, conforme recomendado por Wooldridge (2018), utilizaram-se erros padrão e estatísticas de teste robustos, utilizando os pacotes *lmtest* e *sandwich* do R. Essa abordagem permite que as inferências, como testes de hipóteses e intervalos de

confiança, mantenham sua validade, mesmo diante da variabilidade não constante dos resíduos.

3.3.2. Preparação dos dados para análises de regressão

Agrupamento de complexos

No setor de energia eólica e solar fotovoltaica no Brasil, devido a incentivos fiscais e regulatórios⁷, é comum que grandes complexos de geração sejam virtualmente segmentados em parques menores e adjacentes. Embora esses parques sejam registrados formalmente como projetos separados em diferentes Sociedades de Propósito Específico (SPEs), na prática, eles compartilham as mesmas instalações físicas, desenvolvedores, processos de licenciamento e cronogramas de construção. Por essa razão, com base em informações extraídas de ONS (2022), os empreendimentos pertencentes a complexos foram agrupados, passando a ser tratados como projetos unificados que agregam a capacidade instalada e os contratos dos parques integrantes.

Essa abordagem tem implicações importantes para as análises de regressão. Se as usinas fossem consideradas separadamente, os coeficientes estimados poderiam estar sujeitos a viés de autocorrelação e superestimação da amostra efetiva, pois as observações estariam altamente correlacionadas. Projetos pertencentes ao mesmo complexo teriam características idênticas ou muito semelhantes, mas seriam tratados como observações independentes, violando o pressuposto de independência dos erros. Isso poderia inflar artificialmente o tamanho da amostra, reduzir os erros padrão e levar a interpretações equivocadas quanto à significância estatística dos coeficientes. Ao agrupar as usinas em complexos, considera-se de forma mais realista a estrutura dos dados, refletindo melhor a realidade operacional e regulatória.

Além disso, nos casos de projetos ou complexos que venderam energia em mais de um leilão, foi considerado apenas o primeiro leilão em que o projeto foi selecionado. Isso se justifica porque o primeiro leilão define o compromisso inicial de entrega e o

⁷ Usinas de fontes de energia renováveis com menos de 30 MW de capacidade instalada eram elegíveis para incentivos fiscais e descontos nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

cronograma de operação, sendo o mais relevante para avaliar atrasos e prazos de conclusão.

Ao final do processo de agrupamento, restaram 642 observações independentes na base de dados agrupada completa, que compreende todos os vencedores de lances, incluindo projetos que foram oficialmente cancelados ou aqueles com atrasos extremamente longos e baixa probabilidade de realização.

Projetos cancelados

A análise dos projetos cancelados constitui um desafio metodológico importante. Os projetos concluídos têm um horizonte claro de referência para a análise de atraso: a diferença entre a data de entrega efetiva e a data de início de suprimento prevista no PPA. Por outro lado, o cancelamento implica na interrupção definitiva do cronograma de obras, impossibilitando a definição de um tempo de atraso concreto. Isso implica em dificuldade de se estabelecer uma base comum que permita analisar estes projetos em conjunto. Assim, para as análises de regressão dos atrasos, foram removidos da base os 85 projetos oficialmente cancelados.

Identificação e remoção de *outliers*

Primeiramente, foram removidos da base oito projetos concluídos em um período inferior a 6 meses após o leilão. Esse prazo é incompatível com levantamentos internacionais do tempo necessário para a execução de empreendimentos de geração centralizada (GUMBER; ZANA; STEFFEN, 2024). Trata-se, provavelmente, de projetos que já estavam em construção quando participaram dos leilões, e sua inclusão na análise poderia distorcer as inferências sobre o tempo de implantação e os fatores de atraso, uma vez que seus cronogramas não guardam relação direta com os leilões e não enfrentam o mesmo conjunto de desafios regulatórios, financeiros e operacionais que os demais projetos.

Em seguida, foi adotada uma abordagem baseada na análise da distribuição empírica da variável *delay*, que corresponde ao atraso observado em cada projeto. Inicialmente, foram calculados a média e o desvio padrão (σ) da variável, que serviram como referência para a definição de limites em torno da média. Esses limites foram estabelecidos em múltiplos de desvios padrão, abrangendo intervalos de $\pm 3\sigma$, $\pm 2\sigma$ e $\pm 1\sigma$,

considerando a amplitude da distribuição empírica dos dados. Além disso, os percentis correspondentes a esses limites foram identificados para compreender a posição relativa dos valores na distribuição da variável, conforme Figura 8 a seguir:

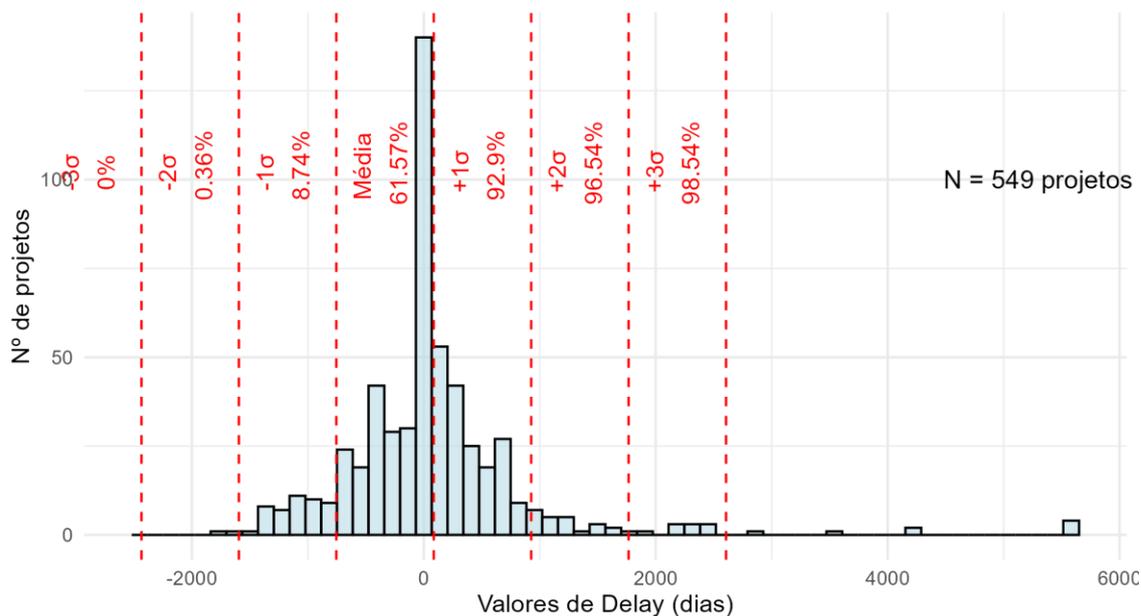


Figura 8 - Distribuição Empírica do Atraso em Projetos Não Cancelados: Frequência e Identificação de Percentis e Desvios Padrão
Fonte: Elaboração própria

Com base nessa análise, os limites de $\pm 2\sigma$ foram adotados como critério para determinar a faixa de valores aceitáveis de *delay*. Observações que se situassem fora dessa faixa foram consideradas potenciais outliers, dado que excediam o intervalo esperado para a maioria dos dados. Essa abordagem permite uma identificação criteriosa de valores atípicos, preservando a representatividade da amostra e mitigando o impacto de extremos na análise subsequente. Nesta etapa, do total de 549 projetos analisados, 21 observações foram filtradas, representando 4% da amostra total de projetos não cancelados.

Para ilustrar a atipicidade desses projetos, cabe analisar, a título de exemplo, os casos com maior atraso sem registro de cancelamento oficial, como o das usinas termelétricas a óleo combustível Camaçari Muricy II e Pecém II. Esses projetos possuem um histórico marcado por desafios técnicos, econômicos e institucionais desde sua origem no Leilão nº 2/2006-ANEEL (A-3 de 2006). Representadas por consórcios liderados pela Petrobras Distribuidora S.A., suas propostas foram vencedoras sob decisão judicial, mas a homologação enfrentou diversos obstáculos, com decisão final apenas em 2009. Em

2013, a ANEEL homologou os contratos de fornecimento de energia, mas condicionou a definição dos prazos de implantação ao parecer do MME e EPE a respeito da conversão do Custo Variável Unitário (CVU), da garantia física e da alteração de características técnicas do projeto. Em 2014, as empresas obtiveram do MME a outorga para implantarem e explorarem os empreendimentos. Nos anos seguintes, as usinas passaram por diversas solicitações de alterações técnicas, recomposição financeira, ajustes em sistemas de transmissão e redefinição de cronogramas⁸. Em 2016, por exemplo, os responsáveis solicitaram aumento da receita fixa contratual para recomposição financeira, mas o pedido foi indeferido pela ANEEL, que aprovou cronogramas ajustados. Posteriormente, houve diversas alterações na estrutura societária dos empreendimentos, até que, em 2024, as autorizações foram transferidas para a Centrais Elétricas de Pernambuco (EPESA), conforme Despacho ANEEL nº 3.000, de 4 de outubro de 2024 (ANEEL, 2024b). Por fim, após um longo processo de negociações e ajustes regulatórios, as usinas entraram em operação em outubro de 2024 (ANEEL, 2024c), mais de 15 anos após a data prevista inicialmente no leilão.

Além da filtragem inicial, foi implementado um processo de remoção de *outliers* com base nos resíduos padronizados dos modelos lineares ajustados, que serão descritos na sequência deste item. Os resíduos padronizados medem o desvio entre os valores observados e os valores ajustados pelo modelo, ajustados pelo desvio padrão estimado dos erros. A padronização torna os resíduos comparáveis entre observações, facilitando a identificação de *outliers* que podem distorcer os coeficientes estimados. O processo foi conduzido de forma iterativa para garantir que os coeficientes dos modelos não fossem influenciados por observações discrepantes, seguindo os passos abaixo:

- Ajuste inicial de modelos lineares utilizando a função $lm()$ em R;
- Extração dos resíduos padronizados de cada modelo utilizando a função $rstandard()$ do R;
- Identificação de outliers em cada modelo: observações com valores absolutos de resíduos padronizados superiores a 3 foram consideradas discrepantes (ver Figura 9);

⁸ PROCESSOS ANEEL: 48500.005336/2005-88 e 48500.005374/2005-77

- Remoção das observações identificadas como outliers nos modelos do conjunto de dados;
- Repetição do processo de ajuste dos modelos e análise de resíduos de forma iterativa, até que nenhum novo *outlier* fosse detectado.

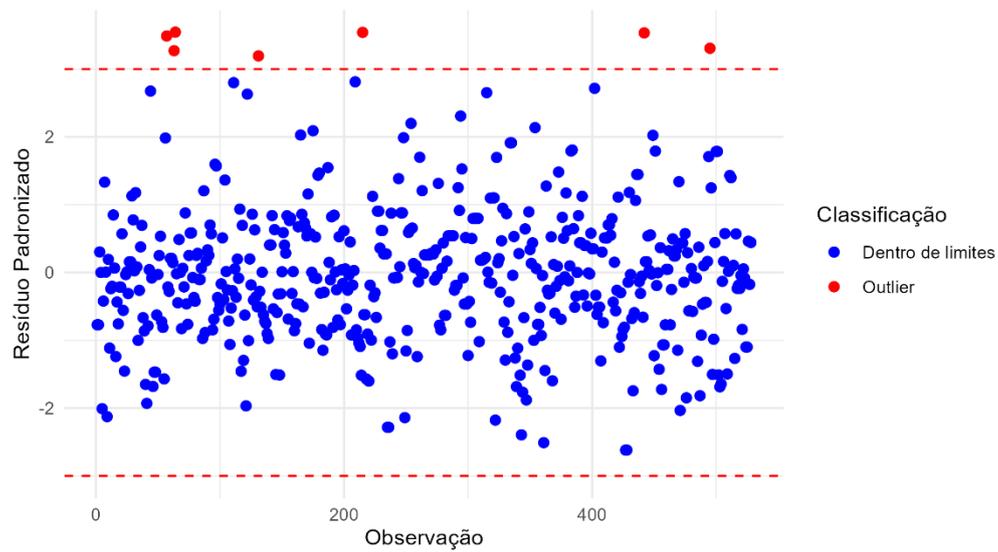


Figura 9 - Distribuição dos Resíduos Padronizados: Identificação de Outliers
Fonte: Elaboração própria

Esse processo iterativo implicou na remoção de mais 16 observações. Após o processo de filtragem e remoção de outliers, a amostra final utilizada nos modelos de regressão linear contém 512 projetos. O diagrama da Figura 10 apresenta de forma resumida as etapas do processo de filtragem e preparação dos dados para as análises de regressão.

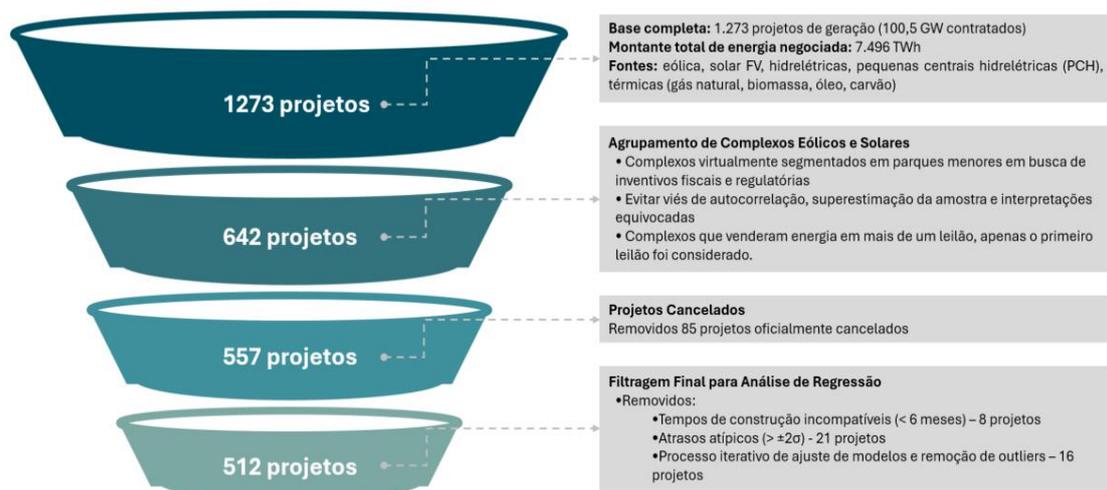


Figura 10 – Resumo esquemático das etapas do processo de filtragem dos dados

Fonte: Elaboração própria

As estatísticas descritivas resumidas são apresentadas na Tabela 7, e a matriz de correlação entre as variáveis é exibida na Figura 11.

Tabela 7 - Estatística descritiva resumida da amostra final

	Média	Desv. Padrão	Min	Max
Delay	-50,67	485,13	-1499,00	1369,40
Wind	0,29	0,45	0	1
Solar_PV	0,11	0,31	0	1
Biomass	0,17	0,37	0	1
UHE	0,11	0,31	0	1
PCH	0,20	0,40	0	1
UTG	0,03	0,18	0	1
ln_proj_cap_mw	3,94	1,37	-0,58	9,33
NORDESTE	0,42	0,49	0	1
bid_prod_ratio	1,01	0,07	0,50	1,36
QTD	0,57	0,50	0	1
tech_specific	0,67	0,47	0	1
LER	0,29	0,46	0	1
dev_trans_risks	0,70	0,46	0	1
Preliminary_Phase	0,15	0,36	0	1
Lead_Time	3,37	1,09	0,35	5,34
scaled_auction_year	0,12	4,29	-6,62	7,38

Nota: N = 512 para todas as variáveis

Fonte: Elaboração própria

avaliadas criticamente e descartadas em alguns modelos. A Tabela 1 apresenta um resumo dos modelos ajustados, destacando as variáveis principais, objetivos e métricas de ajuste.

Tabela 8 - Resumo dos Modelos de Regressão Utilizados

Modelo	Variável Dependente	Variáveis Explicativas	Hipótese ou Foco Principal
1 model_glmulti	delay	Wind, Solar_PV, Biomass, UHE, PCH, UTG, ln_proj_cap_mw, tech_specific, LER, dev_trans_risks, Lead_Time, scaled_auction_year	Modelo de melhor ajuste (apenas variáveis significativas, sem interações)
2 model_all_noint	delay	Wind, Solar_PV, Biomass, UHE, PCH, UTG, ln_proj_cap_mw, NORDESTE, bid_prod_ratio, QTD, tech_specific, LER, dev_trans_risks, Preliminary_Phase, Lead_Time, scaled_auction_year	Investigar atrasos considerando todos os efeitos principais, excluindo interações.
3 model_int_ne	delay	NORDESTE, Solar_PV, Biomass, UHE, PCH, UTG, ln_proj_cap_mw, NORDESTE:dev_trans_risks, NORDESTE:Preliminary_Phase, Lead_Time, scaled_auction_year	Analisar o impacto de interações envolvendo a região Nordeste.
4 model_int_ts	delay	Wind, Solar_PV, Biomass, UHE, PCH, UTG, ln_proj_cap_mw, Wind:tech_specific, Biomass:tech_specific, LER, dev_trans_risks, Lead_Time, bid_prod_ratio, scaled_auction_year	Avaliar a relação entre agrupamento tecnológico e atrasos.
5 model_wind	delay	ln_proj_cap_mw, NORDESTE, bid_prod_ratio, QTD, tech_specific, dev_trans_risks, Preliminary_Phase, Lead_Time	Focado exclusivamente em projetos eólicos.

Fonte: Elaboração própria

O primeiro modelo foi ajustado utilizando o pacote *glmulti* (CALCAGNO; DE MAZANCOURT, 2010) do R, uma ferramenta que utiliza algoritmos genéticos para explorar de forma eficiente o espaço de modelos e permitir a identificação da melhor combinação de variáveis predictoras. Os modelos foram ranqueados com base no *Akaike Information Criterion* (AIC) (AKAIKE, 1974), uma métrica que equilibra a qualidade do ajuste do modelo com sua complexidade, penalizando modelos que incluem um maior número de parâmetros para evitar o *overfitting*. Considerando apenas as variáveis

isoladas, sem levar em conta as interações entre elas, o algoritmo convergiu para o Modelo 1 (*model_gl_multi*).

O Modelo 2 (*model_all_noint*) considera todas as potenciais variáveis explicativas disponíveis no conjunto de dados, com o objetivo de fornecer uma visão ampla dos efeitos principais das variáveis disponíveis. Por não incluir interações, o modelo assume que os efeitos de cada variável explicativa ocorrem de forma independente, o que simplifica sua aplicação como ponto de partida para análises mais detalhadas.

O Modelo 3 (*model_int_ne*) inclui as interações as interações *NORDESTE:Preliminary_Phase* e *NORDESTE:dev_trans_risks* para avaliar se a relação entre a localização no Nordeste e os atrasos é amplificada ou reduzida em função da presença de uma fase preliminar de avaliação de transmissão ou da alocação de riscos de conexão ao desenvolvedor. Esse enfoque é relevante porque os projetos na região Nordeste apresentaram atrasos significativos, frequentemente atribuídos a problemas de conexão ao sistema de transmissão. Devido à elevada prevalência de projetos eólicos na região Nordeste, a variável *Wind* não foi incluída neste modelo para evitar problemas de multicolinearidade.

O Modelo 4 (*model_int_ts*) foi ajustado incluindo as interações *Wind:tech_specific* e *Biomass:tech_specific* para testar o impacto de leilões específicos por tecnologia sobre os atrasos em projetos de geração a partir de biomassa e eólica. A escolha dessas duas fontes se justifica pelos dados apresentados na Figura 12, que mostram o percentual de projetos contratados em leilões específicos por tecnologia, segregados por fonte de energia. Enquanto fontes como Solar FV, UHE e PCH tiveram projetos contratados quase exclusivamente em leilões específicos por tecnologia, os projetos eólicos e de biomassa apresentaram uma proporção razoável de participação em leilões multitecnologia. Essa variabilidade de tipos de leilão oferece uma oportunidade de análise mais robusta para avaliar o impacto de *tech_specific* nos atrasos desses projetos.

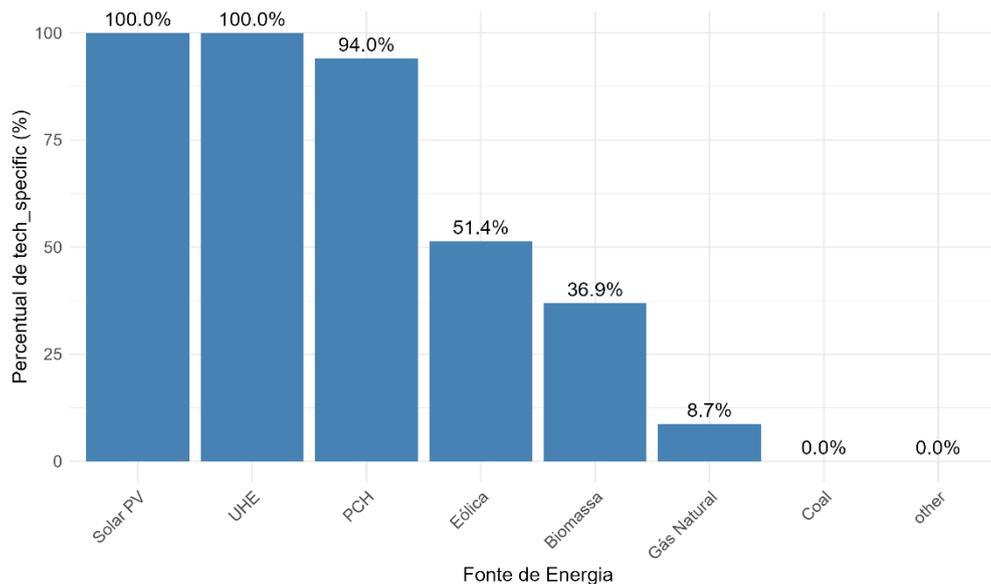


Figura 12 - Percentual de projetos que participaram de leilões específicos por tecnologia por fonte

Por fim, o Modelo 5 (*model_wind*) restringe a análise exclusivamente a projetos eólicos, buscando capturar as especificidades dessa fonte de energia, fornecendo uma análise mais detalhada das interações entre variáveis de projeto, desenho de leilão e atrasos. Essa escolha se justifica por ser a fonte de maior participação no conjunto de dados e pelos resultados de análises descritivas que indicam atrasos significativos em projetos desse tipo. Os resultados desse modelo visam identificar fatores críticos que podem ser utilizados para otimizar o planejamento e a execução de projetos eólicos no contexto brasileiro.

Modelos Robustos (RLM)

Para garantir a robustez dos resultados obtidos nos modelos lineares, também foram ajustados modelos de regressão robusta utilizando a função *rlm()* do pacote MASS (RIPLEY; VENABLES, 2023). O objetivo dessa abordagem foi avaliar o impacto de observações atípicas (*outliers*) e possíveis violações dos pressupostos de homocedasticidade e normalidade dos erros nos modelos lineares convencionais ajustados. As mesmas variáveis explicativas utilizadas nos modelos lineares foram mantidas para permitir uma comparação direta entre os coeficientes obtidos nos dois ajustes. Foram utilizadas duas configurações de modelos robustos: (1) Modelos robustos utilizando a mesma base de dados filtrada dos modelos lineares, em que os *outliers*

havia sido removidos; e (2) modelos robustos sem filtragem de *outliers*, ajustados utilizando a totalidade dos dados, exceto para observações associadas a projetos oficialmente cancelados. Nestes, nenhuma remoção adicional de *outliers* foi realizada, sendo que a robustez é garantida pelo próprio método de estimação robusta, que atribui pesos menores a observações atípicas durante o ajuste do modelo.

Os modelos robustos reduzem o impacto de observações atípicas, aumentando a estabilidade dos coeficientes e a confiabilidade das inferências. Além disso, permitem comparar os coeficientes dos modelos lineares convencionais com as versões robustas, verificando se *outliers* ou possíveis violações de pressupostos influenciam sua magnitude, sinal ou significância.

Nos modelos de regressão robusta, a distribuição dos resíduos pode não ser normal devido à presença de *outliers*, heterocedasticidade ou outras violações dos pressupostos clássicos. Nesse caso, a interpretação convencional de p-valores deixa de ter a interpretação estrita de um nível de confiança de 95%. Ainda assim, optou-se por utilizar $|t\text{-value}| > 1.96$ como critério prático de significância estatística, simplificando a análise e permitindo a comparabilidade direta com os modelos lineares convencionais, apesar das limitações inerentes a essa abordagem.

Modelos mistos

Devido à estrutura hierárquica dos dados (projetos dentro de leilões), considerou-se o uso de modelos mistos para capturar variações não observadas nas variáveis associadas aos leilões, como o contexto econômico. Para isso, foi incluído um efeito aleatório para o leilão, utilizando a variável *auction_code*, junto aos efeitos fixos das variáveis explicativas. O ajuste dos modelos foi realizado utilizando o pacote *lme4* no software R (BATES et al., 2015).

Para cada especificação de modelo da Tabela 8, foram ajustados modelos lineares (LM) e mistos (LMM), incluindo nestes últimos um efeito aleatório para o leilão. Em seguida, realizaram-se Testes de Razão de Verossimilhança (LRT) para comparar os dois modelos e verificar se o efeito aleatório era estatisticamente significativo.

O LRT avalia se um modelo mais complexo (neste caso, o LMM com efeito aleatório) oferece uma melhoria significativa no ajuste em relação a um modelo mais simples (o LM sem efeito aleatório). Ele baseia-se na diferença das log-verossimilhanças

entre os dois modelos, que é convertida em uma estatística qui-quadrado (χ^2) (ZUUR et al., 2009). A hipótese nula do teste afirma que o efeito aleatório não contribui significativamente para o modelo, ou seja, que a variância do efeito aleatório é zero. Em resumo, o LRT permite verificar se a inclusão do efeito aleatório para o leilão é justificada ou se um modelo linear mais simples é suficiente para explicar os dados.

Avaliou-se, ainda, o ajuste geral dos modelos por meio do critério AIC, com preferência para modelos com menor AIC, seguindo o princípio da parcimônia.

Com base nos testes realizados, observou-se que, de maneira geral, o efeito aleatório não foi significativo. O LRT indicou que os modelos lineares eram suficientes, pois não rejeitaram a hipótese nula para os modelos. Além disso, os valores de AIC foram menores ou muito próximos aos dos modelos lineares, sugerindo que estes foram superiores em termos de ajuste e simplicidade.

Cancelamento/Fracasso e Regressão logística

Com o objetivo de investigar os fatores que influenciam os cancelamentos e atrasos significativos em projetos (que foram excluídos dos modelos de regressão linear), adotou-se uma abordagem alternativa: realizar inferências sobre uma variável dicotômica que indicasse o sucesso ou fracasso de um projeto. Para isso, utilizou-se a base de dados completa, sem a remoção de nenhum projeto. Foram consideradas duas variáveis principais: *cancelled* e *fail*. A variável *cancelled* representa se o projeto foi oficialmente cancelado, enquanto a variável *fail* assume o valor 1 se o projeto foi oficialmente cancelado ou não foi cancelado, mas sofreu um atraso superior ao tempo de antecedência estipulado no leilão; caso contrário, assume o valor 0.

Diversos modelos de regressão logística foram testados com o intuito de identificar quais variáveis impactam o fracasso dos projetos. Utilizando a ferramenta *glmulti*, foram avaliadas diversas combinações de variáveis, incluindo, além das utilizadas nos modelos de regressão linear, fatores como taxa de juros, variação cambial no ano subsequente ao leilão, entre outras. Contudo, não se deu continuidade a esta abordagem porque os resultados obtidos indicaram que nenhum dos modelos testados apresentou uma acurácia superior à do modelo nulo, que simplesmente classifica todas as observações como pertencentes à classe majoritária (*fail* = 0).

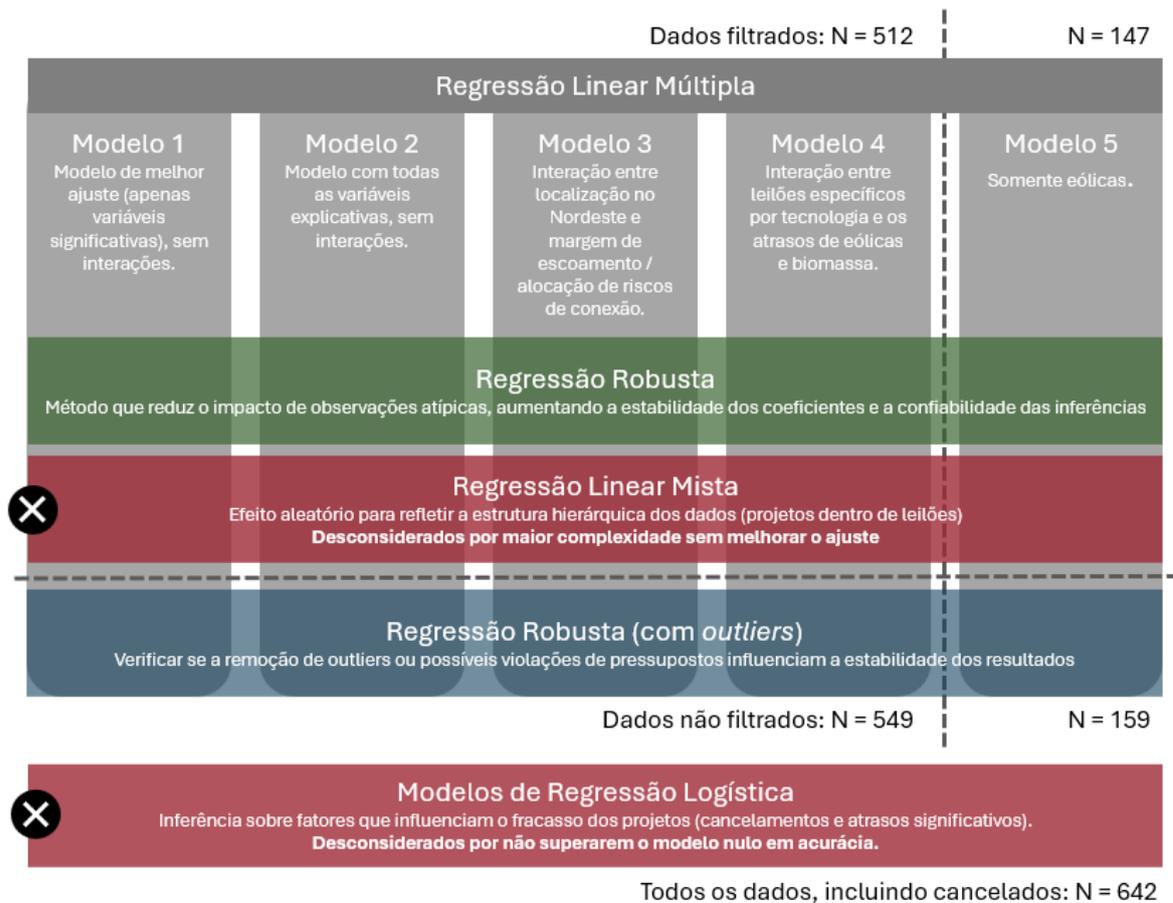


Figura 13 – Estratégia de modelagem para as análises de regressão dos atrasos
Fonte: Elaboração própria

A Figura 13 resume a abordagem metodológica utilizada nas análises de regressão, destacando as diferentes técnicas aplicadas para garantir uma investigação robusta dos fatores que influenciaram os atrasos nos projetos contratados nos leilões brasileiros. No próximo capítulo, serão apresentadas as evidências empíricas obtidas, iniciando-se com uma análise exploratória dos dados, seguida da discussão dos principais efeitos identificados nas análises estatísticas.

4. Resultados e Discussão

4.1. Análise exploratória dos dados

Nesta Seção, apresenta-se uma visão geral dos resultados da base de dados analisada, com destaque para as características dos leilões e dos projetos contratados, especialmente no que tange aos prazos, previstos e realizados, de comissionamento das usinas. Esse panorama permite uma compreensão ampla dos fatores que impactam o cumprimento do cronograma dos projetos, preparando o terreno para as análises de regressão que serão abordadas na sequência.

A Tabela 9 apresenta um resumo dos projetos de energia contratados, categorizados por fonte (Biomassa, UHE, PCH, Solar FV, Eólica, Gás Natural, Carvão e Outros⁹).

Tabela 9 - Resumo dos projetos contratados por fonte: quantidade, atrasos, cancelamentos e capacidade instalada

		Biomassa	UHE	PCH	Solar FV	Eólica	Gás Natural	Carvão	Outros	Total
Projetos	N	111	65	142	148	708	23	9	67	1273
Atrasados	N	43	24	47	90	348	7	2	7	568
	%	38,7	36,9	33,1	60,8	49,2	30,4	22,2	10,4	44,6
Cancelados	N	12	1	10	13	84	5	1	27	153
	%	10,8	1,5	7,0	8,8	11,9	21,7	11,1	40,3	12,0
Antecedência média do leilão	(meses)	32,5	46,5	46,6	35,1	39,9	46,7	48,4	38,0	39,8
Prazo médio de implementação	(meses)	25,8	47,7	37,0	36,9	44,3	54,4	51,8	57,5	41,8
Atraso médio	(meses)	-5,8	1,4	-9,3	1,9	4,6	7,8	1,9	21,7	2,2
Atraso mínimo	(meses)	-54,2	-58,7	-56,0	-20,6	-48,1	-15,4	0,0	-44,0	-58,7
Atraso máximo	(meses)	114,2	78,6	50,0	28,5	95,7	40,0	9,5	183,9	183,9
Capacidade Instalada	(GW)	6,4	38,2	2,1	4,4	19,0	12,6	3,9	13,8	100,5

⁹ Outros corresponde a usinas termelétricas a diesel, óleo combustível ou outros energéticos de petróleo.

A análise revela uma baixa taxa de conclusão pontual no âmbito dos leilões brasileiros: dos 1.273 projetos contemplados, apenas 552, representando 43% do total, foram concluídos no prazo estipulado.

A maior quantidade de projetos contratados foi da fonte eólica, com 708 empreendimentos (desconsiderando o agrupamento de parques em complexos). Desses, 84 (12%) foram cancelados, e uma parte significativa dos projetos (49,2%) enfrentou atrasos. As usinas eólicas que entraram em operação o fizeram, em média, 140 dias após o prazo contratual para o início da entrega de energia. Já a fonte solar FV, com 148 projetos contratados, apresentou o maior percentual de atrasos (60,8%), o que, conforme será discutido mais adiante, deve-se em parte a fatores conjunturais sistêmicos que impactaram a pontualidade dos projetos. Em contrapartida, usinas térmicas a biomassa e PCHs apresentaram atrasos em menor proporção (38,7% e 33,1%, respectivamente) e atrasos médios negativos, indicando que muitos projetos foram comissionados antes do prazo.

O índice geral de cancelamentos foi de 12% dos projetos contratados, com variações significativas entre as fontes de energia. Projetos hidrelétricos apresentaram as menores taxas de cancelamento: apenas uma UHE foi cancelada, enquanto as PCHs registraram apenas 6,7%. As fontes solar e eólica tiveram taxas de cancelamento próximas à média geral, com 11,9% e 8,8%, respectivamente. O destaque negativo foi a categoria "Outros," que inclui usinas termelétricas movidas a diesel, óleo combustível ou outros derivados de petróleo, registrando uma taxa de cancelamento bastante elevada, de cerca de 40% dos empreendimentos.

Quanto à capacidade instalada, a maior parcela da contratação concentrou-se em usinas hidrelétricas de grande porte, totalizando 38,2 GW. Em seguida, destacam-se as fontes eólica, com 19,0 GW, e gás natural, com 12,6 GW, reforçando a relevância dessas tecnologias na matriz elétrica brasileira. A preponderância das UHEs se deve, em parte, à contratação de três megaprojetos em rodadas específicas de Leilões de Projetos Estruturantes (LPE): UHE Belo Monte (11.233,10 MW), UHE Jirau (3.300,00 MW) e UHE Santo Antônio (3.150,76 MW). As UHEs apresentaram um prazo médio de implementação de 4 anos e um atraso máximo significativo (78 meses), evidenciando a complexidade e os desafios associados ao planejamento, licenciamento e execução desse tipo de projeto, em especial os de grande porte.



Figura 14 - Tempo médio de implantação dos projetos por fonte, antecedência média dos leilões e comparação com referência internacional
 Fonte: Elaboração própria

A Figura 14 mostra a comparação do tempo médio de implementação (em verde) dos projetos de cada fonte de energia com a antecedência média dos leilões em que foram contratados (em laranja). Também estão indicados, por linhas tracejadas vermelhas, os prazos médios de comissionamento obtidos por GUMBER; ZANA; STEFFEN (2024), que realizaram um amplo estudo internacional envolvendo 12.475 projetos de geração de eletricidade das fontes solar fotovoltaica, eólica *onshore*, biomassa e hidrelétricas de pequeno porte em 48 países entre 2005 e 2022. Observa-se que os tempos de implementação das usinas das fontes eólica e solar FV superaram as respectivas referências internacionais de prazos de construção, o que indica, conforme será discutido mais adiante, a influência de circunstâncias que vão além da construção dos projetos em si. O tempo de implementação das termelétricas a biomassa no Brasil foi significativamente menor do que o da média internacional, possivelmente refletindo a vasta experiência nacional na realização desses empreendimentos. Essa eficiência decorre

da ampla oferta de fornecedores e da atuação de players experientes, frequentemente em projetos *brownfield* — expansões ou reaproveitamento de instalações já existentes —, o que reduz de forma substancial o período necessário para sua execução.

A Figura 15 mostra a dispersão entre o tempo de implementação dos projetos e a antecedência dos leilões, segmentados por fonte (biomassa, eólica, gás natural, PCH, solar FV e UHE). Observa-se que, para várias fontes, como biomassa, gás natural e UHE, há uma tendência de que uma maior antecedência no leilão esteja associada a prazos de implementação mais longos. Em fontes como eólica e solar FV, essa relação é menos pronunciada, mas ainda perceptível. Esses padrões indicam que a antecedência dos leilões é, conforme esperado, um fator relevante que influencia o prazo até o comissionamento, o que poderá ser verificado por meio dos resultados da análise de regressão apresentados no item 4.2.

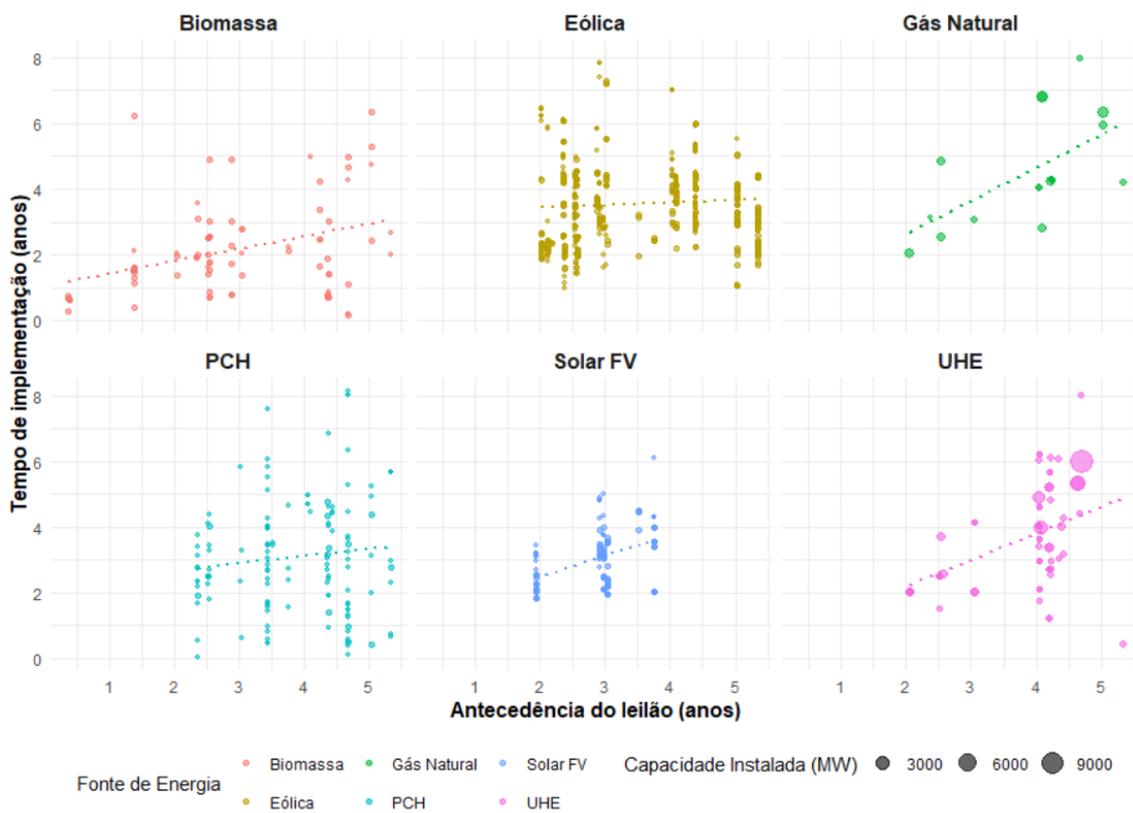


Figura 15 - Dispersão: Tempo de realização dos projetos x tempo de antecedência dos leilões
Fonte: Elaboração própria

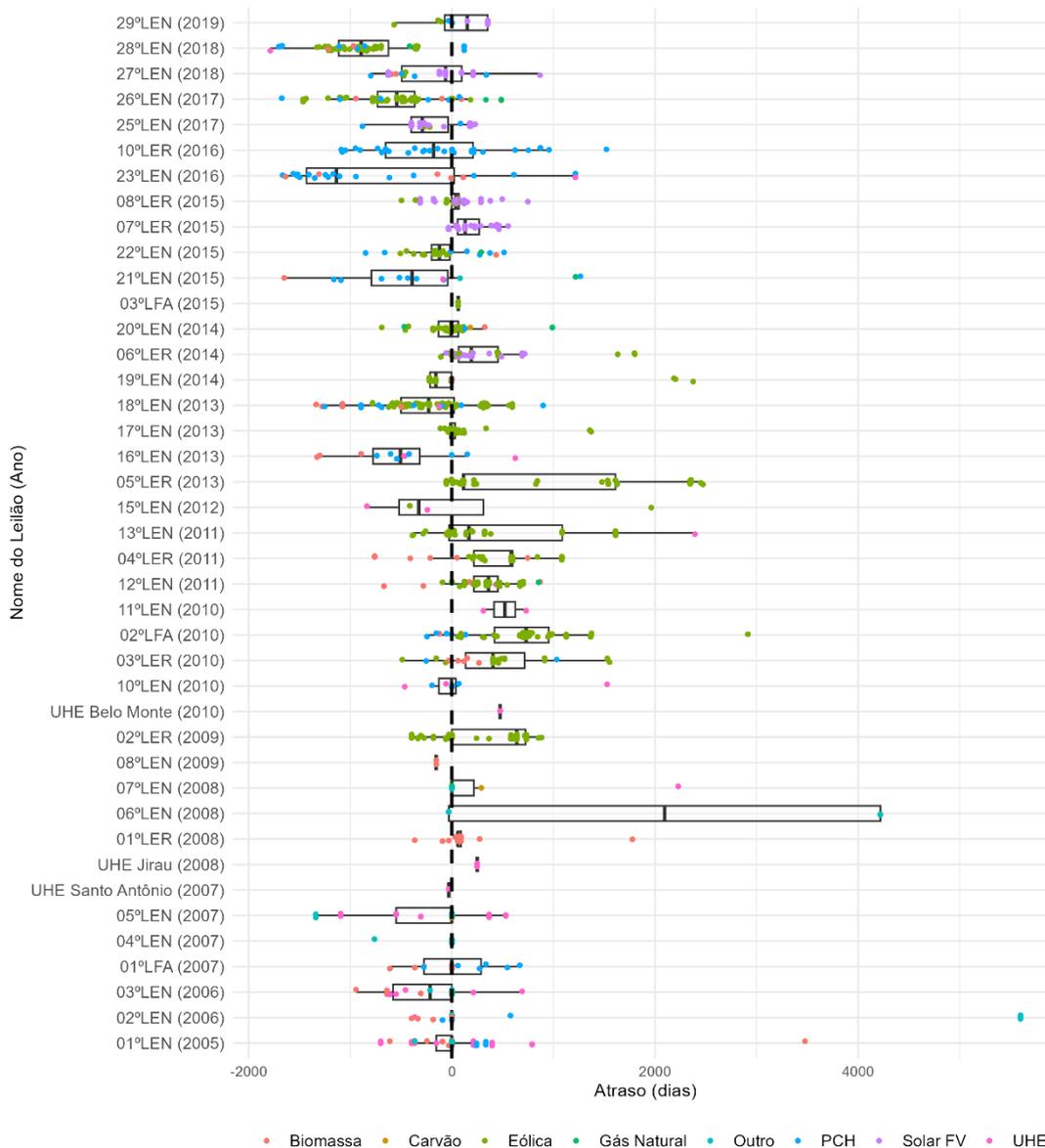


Figura 16 - Atraso observado dos projetos por rodada de leilão e fonte, 2005-2019
 Fonte: Elaboração própria

A Figura 16 apresenta os atrasos incorridos nos projetos contratados por rodada de leilão, abrangendo todo o período deste estudo, de 2005 a 2019. Cada ponto na figura representa um projeto, enquanto os *boxplots* indicam a dispersão e a mediana dos atrasos em cada rodada. Observa-se uma grande variabilidade nos atrasos observados entre diferentes fontes e rodadas de leilão. De forma complementar, a Figura 17 ilustra a quantidade de projetos contratados em cada rodada, classificando-os conforme o status de cumprimento do cronograma. Destaca-se que determinados leilões tiveram uma quantidade significativamente maior de projetos atrasados ou cancelados, seja por

questões regulatórias, estruturais, macroeconômicas ou por problemas enfrentados por grandes empreendedores com participação relevante. Por outro lado, em determinadas rodadas, sobretudo nas mais recentes, verifica-se um controle temporal mais eficaz, com uma maior concentração de projetos concluídos dentro dos prazos previstos.

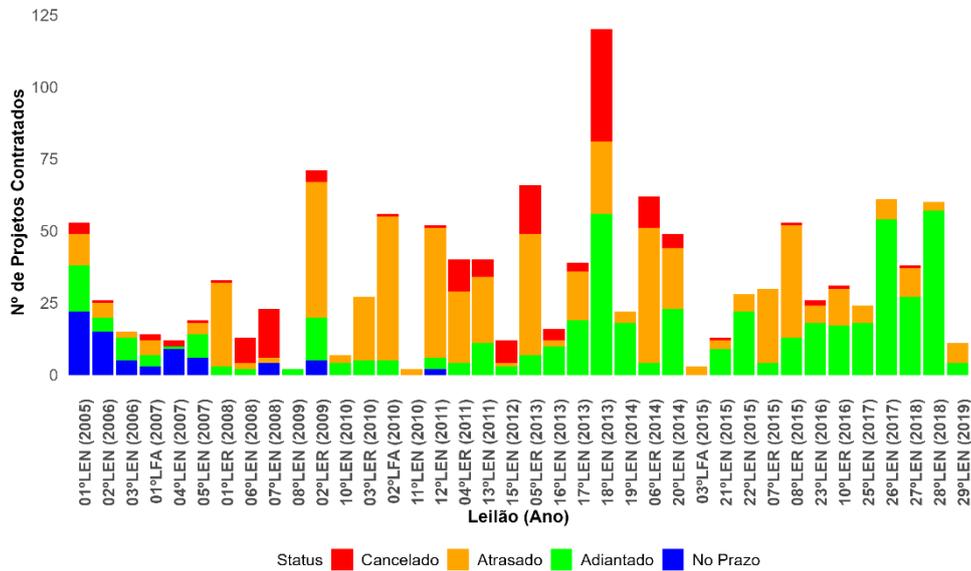


Figura 17 - Atendimento do cronograma pelos projetos contratados em cada rodada de leilão
 Fonte: Elaboração própria

A quantidade total de energia elétrica contratada que não foi disponibilizada devido a atrasos nos projetos foi de aproximadamente 739 TWh, o que corresponde a cerca de 9,86% dos 7.496 TWh do montante total de energia contratada, considerando todo o período de suprimento até o termo final dos PPAs.

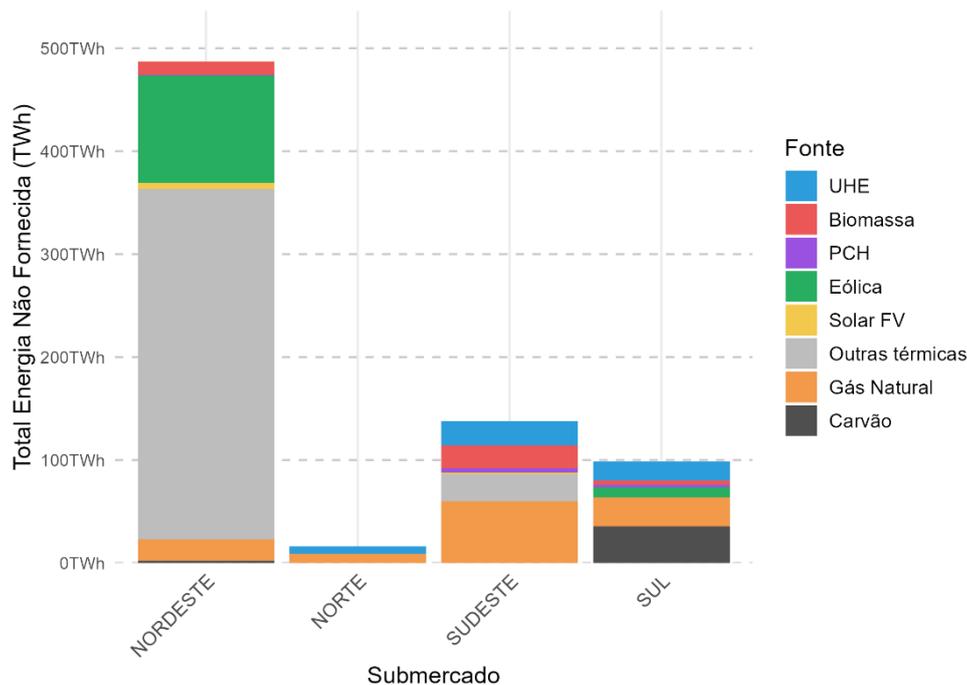


Figura 18 - Energia Não Fornecida em Decorrência de Atrasos por Submercado e por Fonte
 Fonte: Elaboração própria

A distribuição da energia não entregue por fonte e submercado do SIN está representada na Figura 18. Verifica-se que o submercado Nordeste foi desproporcionalmente afetado pelos atrasos, principalmente de usinas eólicas e de termelétricas a combustível. Se, por um lado, os atrasos em eólicas estiveram relacionados principalmente às dificuldades de conexão ao sistema de transmissão (BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS, 2018), as térmicas a combustível enfrentaram problemas não necessariamente relacionados à localização dos projetos.

Aqui cabe analisar o exemplo emblemático do grupo econômico Bertin, que, após vender seu negócio no ramo de frigoríficos (EXAME, 2016), comercializou nos leilões 6º LEN (A-3) e 7º LEN (A-5), realizados em 2008, um total de 1424 MW médios, correspondentes a 13 usinas termelétricas movidas a óleo combustível e gás natural liquefeito (GNL), com capacidade instalada total de 2,4 GW. Nenhuma dessas usinas foi concluída, resultando na aplicação de penalidades e na revogação de suas outorgas pela ANEEL. O Grupo Bertin tentou justificar o abandono dos projetos alegando dificuldades de acesso a crédito em razão da crise financeira de 2008¹⁰. Esse volume expressivo de

¹⁰ Alegações apresentadas no âmbito de diversos processos da ANEEL, como o processo nº 48500.005486/2016-33.

energia contratada em usinas que não chegaram a ser construídas comprometeu significativamente o resultado desses leilões. No 6º LEN, por exemplo, essas usinas representavam 72% da energia contratada. Ao final, das 10 termelétricas contratadas naquela rodada de leilão, apenas uma entrou efetivamente em operação.

Quanto ao impacto econômico-financeiro associado aos atrasos dos projetos contratados no período deste estudo, estima-se um custo total de aproximadamente R\$ 26,76 bilhões. Esse custo representa cerca de 1.33% do valor total dos contratos de geração de eletricidade, que somam R\$ 2,02 trilhões em valores corrigidos pelo IPCA para a data de referência de maio de 2024.

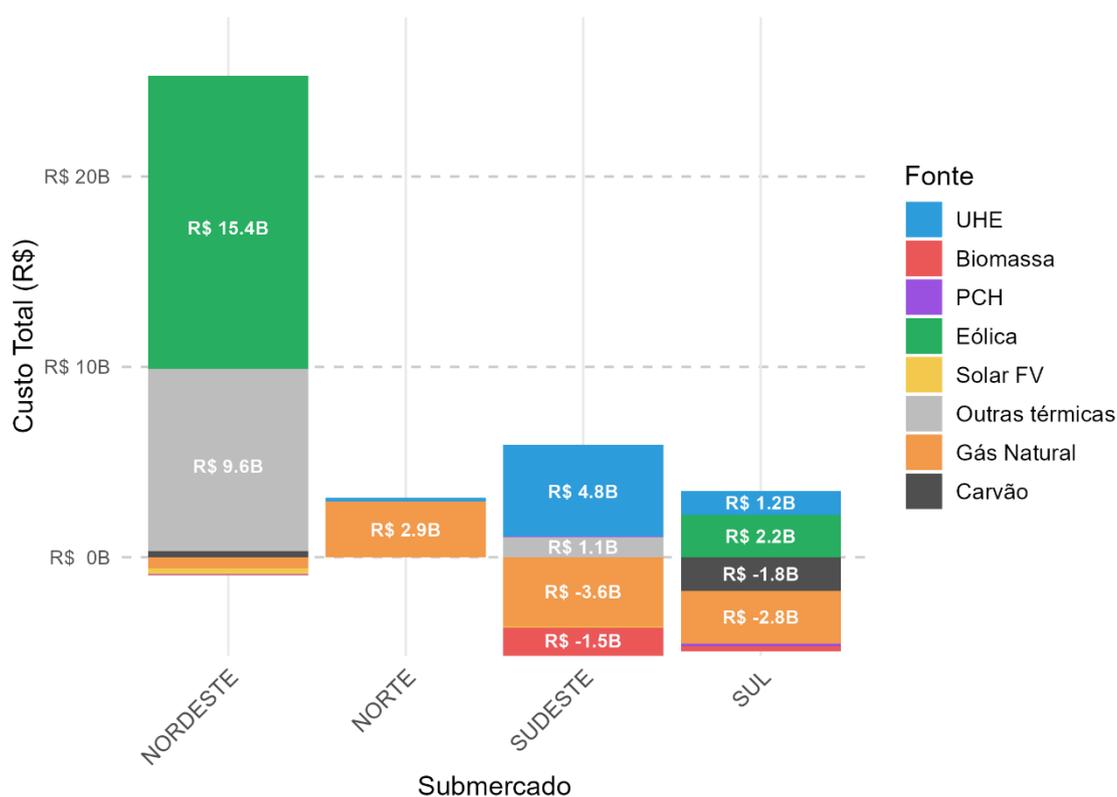


Figura 19 - Custo Total dos Atrasos por Submercado e Fonte
Fonte: Elaboração própria

A Figura 19 destaca as diferenças regionais no impacto econômico-financeiro dos atrasos, influenciadas pela composição das fontes de geração e pelas condições específicas de cada submercado. O impacto foi mais significativo no Submercado Nordeste, onde os longos atrasos de eólicas e térmica a combustível geraram custos elevados, já que os projetos haviam comercializado energia a preços inferiores ao PLD

médio do período. Já nos Submercados Sul e Sudeste, embora tenha havido atrasos, o impacto financeiro não foi tão expressivo. Isso se deve ao fato de que o custo associado aos atrasos de algumas fontes, como térmicas e hidrelétricas, foi compensado por outras fontes que haviam comercializado energia a preços superiores ao PLD médio. Esse equilíbrio contribuiu para mitigar os custos totais, refletindo uma dinâmica mais equilibrada e uma maior diversidade de fontes nesses submercados.

4.2. Resultados das análises de regressão

As tabelas apresentadas a seguir sintetizam os resultados obtidos nos diferentes modelos de regressão que foram aplicados à análise empírica das hipóteses da literatura discutidas na Seção 2.4.

A Tabela 10 exibe os resultados dos Modelos de Regressão Linear (RL), que utilizam a abordagem convencional com remoção dos outliers conforme o procedimento descrito na Seção 3.3. Com o intuito de verificar a robustez das inferências dos modelos de RL, a Tabela 12 apresenta os resultados dos Modelos de Regressão Linear Robusta (RLM), utilizando a mesma base de dados com filtragem prévia de outliers. Por fim, a Tabela 12 apresenta os resultados dos Modelos de Regressão Linear Robusta Sem Filtro (RLM_NF), ajustados diretamente sobre a totalidade dos dados, excetuando-se apenas as observações associadas a projetos oficialmente cancelados. Nessa configuração, não houve remoção prévia de *outliers*, permitindo analisar o impacto de valores extremos no ajuste dos modelos. Essa estrutura permite comparar as abordagens e avaliar a sensibilidade dos resultados aos diferentes métodos e tratamentos de dados.

Tabela 10 - Resultados dos Modelos de Regressão Linear (LM)

	Atraso(delay)				
	(1) GLMulti	(2) Todas as variáveis (sem interação)	(3) Interação tech_specific	(4) Interação NORDESTE	(5) Somente Eólicas
(Intercept)	340* (132)	401 (260)	208 (263)	160 (261)	-264 (667)
Wind	216*** (59)	207*** (61)	318*** (69)		
Solar_PV	469*** (77)	444*** (79)	383*** (81)	356*** (57)	
Biomass	-267*** (64)	-274*** (71)	-241** (77)	-293*** (68)	
UHE	166· (87)	239* (103)	53 (70)	167· (98)	
PCH	187* (79)	248** (88)	118 (73)	155· (80)	
UTG	304** (115)	305** (113)	306** (111)	169· (98)	
ln_proj_cap_mw	43** (17)	36* (17)	53** (17)	62*** (17)	94** (35)
tech_specific	-7290	-7370		-78 (49)	-268*** (68)
LER	77 (55)	135* (64)	89· (52)	106· (62)	
dev_trans_risks	-175*** (48)	-183*** (48)	-163** (50)		-423*** (93)
Lead_Time	-149*** (21)	-133*** (22)	-143*** (22)	-152*** (22)	-176*** (43)
scaled_auction_year	-18** (6)	-21** (7)	-20** (6)	-7 (6)	
NORDESTE		31 (49)		413*** (64)	312*** (86)
bid_prod_ratio		-94 (209)	14 (208)	46 (221)	569 (681)
QTD		-78 (56)		-98· (55)	124· (65)
Preliminary_Phase		77 (59)			-181· (108)
Wind:tech_specific			-234*** (62)		
Biomass:tech_specific			-82 (88)		
NORDESTE:dev_trans_risks				-443*** (58)	
NORDESTE:Preliminary_Phase				-51 (60)	
Número de Observações	512	512	512	512	147
AIC	7561,39	7566,34	7559,9	7548,76	2120,61
R ²	0,388	0,3917	0,3946	0,4099	0,634
R ² Ajustado	0,3733	0,372	0,3775	0,3921	0,6127
Breusch-Pagan (p-value)	0	0	0	0	0,2053
VIF_Max	3,61	4,24	4,65	4,2	3,15
Validação Global (GVLM)	OK	OK	OK	OK	OK

·p<0,10,*p<0,05; **p<0,01; ***p<0,001

Tabela 11 - Resultados dos Modelos de Regressão Linear Robusta (RLM) – dados filtrados

	Atraso (delay)														
	(1)			(2)			(3)			(4)			(5)		
	GLMulti			Todas as variáveis (sem interação)			Interação tech_specific			Interação NORDESTE			Somente Eólicas		
	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE
(Intercept)	265	2,13	125	423	1,47	287	258	0,89	290	112	0,39	285	-73	0,1	706
Wind	227	3,31	69	213	2,86	74	315	4,04	78						
Solar_PV	494	5,74	86	473	5,26	90	429	4,96	87	363	5,21	70			
Biomass	-267	3,82	70	-260	3,42	76	-273	3,64	75	-263	3,91	67			
UHE	122	1,35	90	186	1,8	103	34	0,45	77	117	1,21	97			
PCH	205	2,72	76	267	3,17	84	155	2,19	71	181	2,5	72			
UTG	236	2,16	109	230	2,07	111	253	2,31	110	134	1,29	104			
ln_proj_cap_mw	46	2,79	17	38	2,21	17	53	3,12	17	66	3,89	17	106	3,09	34
tech_specific	-98	1,84	53	-101	1,78	57				-45	0,8	56	-253	3,07	82
LER	70	1,3	54	114	1,76	65	79	1,5	53	85	1,39	61			
dev_trans_risks	-176	3,74	47	-184	3,87	48	-158	3,29	48				-391	4,36	90
Lead_Time	-140	6,23	22	-127	5,05	25	-135	5,66	24	-142	6,06	23	-180	4,45	40
scaled_auction_year	-23	3,67	6	-26	3,91	7	-24	3,95	6	-10	1,56	6			
NORDESTE				49	0,87	57				431	6,37	68	317	3,17	100
bid_prod_ratio				-190	0,79	241	-84	0,35	236	3	0,01	237	292	0,43	676
QTD				-54	0,84	64				-78	1,22	63	167	2,11	79
Preliminary_Phase				80	1,2	66							-196	1,83	107
Wind:tech_specific							-191	2,8	68						
Biomass:tech_specific							-17	0,17	96						
NORDESTE:dev_trans_risks										-446	7,03	63			
NORDESTE:Preliminary_Phase										-45	0,62	73			
Observações		512			512			512			512			147	
MAE		292,99			291,93			293,89			289,01			289,01	
MSE		144347,96			143793,42			142900,17			139197,03			139197,03	
AIC		7563,54			7569,57			7562,38			7550,94			7550,94	

Tabela 12 - Resultados dos Modelos de Regressão Linear Robusta (RLM_NF) - sem remoção prévia de outliers

	Atraso (delay)															
	(1)			(2)			(3)			(4)			(5)			
	GLMulti			Todas as variáveis (sem interação)			Interação tech_specific			Interação NORDESTE			Somente Eólicas			
	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE	coef	t-value	SE	
(Intercept)	469	3,38	139	919	2,82	326	711	2,17	327	561	1,74	323	917	1,1	837	
Wind	228	3,02	76	191	2,3	83	312	3,66	85							
Solar_PV	433	4,46	97	386	3,79	102	340	3,5	97	305	3,82	80				
Biomass	-300	3,88	77	-288	3,41	84	-292	3,53	83	-281	3,69	76				
UHE	221	2,2	101	341	2,96	115	73	0,86	84	272	2,51	109				
PCH	217	2,62	83	327	3,56	92	141	1,83	77	251	3,1	81				
UTG	268	2,17	123	271	2,17	125	295	2,41	123	177	1,52	117				
ln_proj_cap_mw	34	1,84	19	17	0,88	19	42	2,23	19	47	2,44	19	53	1,31	41	
tech_specific	-161	2,63	61	-164	2,5	66				-105	1,62	65	-304	2,97	102	
LER	87	1,4	62	159	2,15	74	77	1,27	60	126	1,78	70				
dev_trans_risks	-183	3,42	54	-194	3,57	54	-167	3,09	54				-488	4,99	98	
Lead_Time	-164	6,42	26	-148	5,13	29	-166	6,19	27	-160	6,03	27	-167	3,68	45	
scaled_auction_year	-16	2,21	7	-21	2,7	8	-18	2,62	7	-4	0,59	7				
NORDESTE				107	1,66	65				494	6,53	76	378	3,06	124	
bid_prod_ratio				-480	1,73	277	-329	1,22	270	-262	0,96	272	-469	0,58	801	
QTD				-93	1,26	74				-122	1,66	73	137	1,4	98	
Preliminary_Phase				124	1,67	74							19	0,17	114	
Wind:tech_specific							-208	2,69	77							
Biomass:tech_specific							-84	0,77	110							
NORDESTE:dev_trans_risks										-480	6,81	70				
NORDESTE:Preliminary_Phase										9	0,11	80				
Observações		549				549				549				159		
MAE		429,36				426,55101				430,4236600				368,9199490		
MSE		596815,16				587706,61				598340,80				343088,57		
AIC		8,887,34				8,886,90				8892,74				8878,69		

A Figura 20 apresenta um panorama geral dos efeitos das variáveis independentes sobre o atraso observado nos diferentes modelos estimados. Cada ponto representa a direção (positivo ou negativo) e a significância estatística¹¹ do coeficiente associado a uma variável em um modelo específico. O objetivo dessa representação visual é identificar os padrões de impacto das variáveis e as diferenças entre os modelos, facilitando a interpretação das relações investigadas.

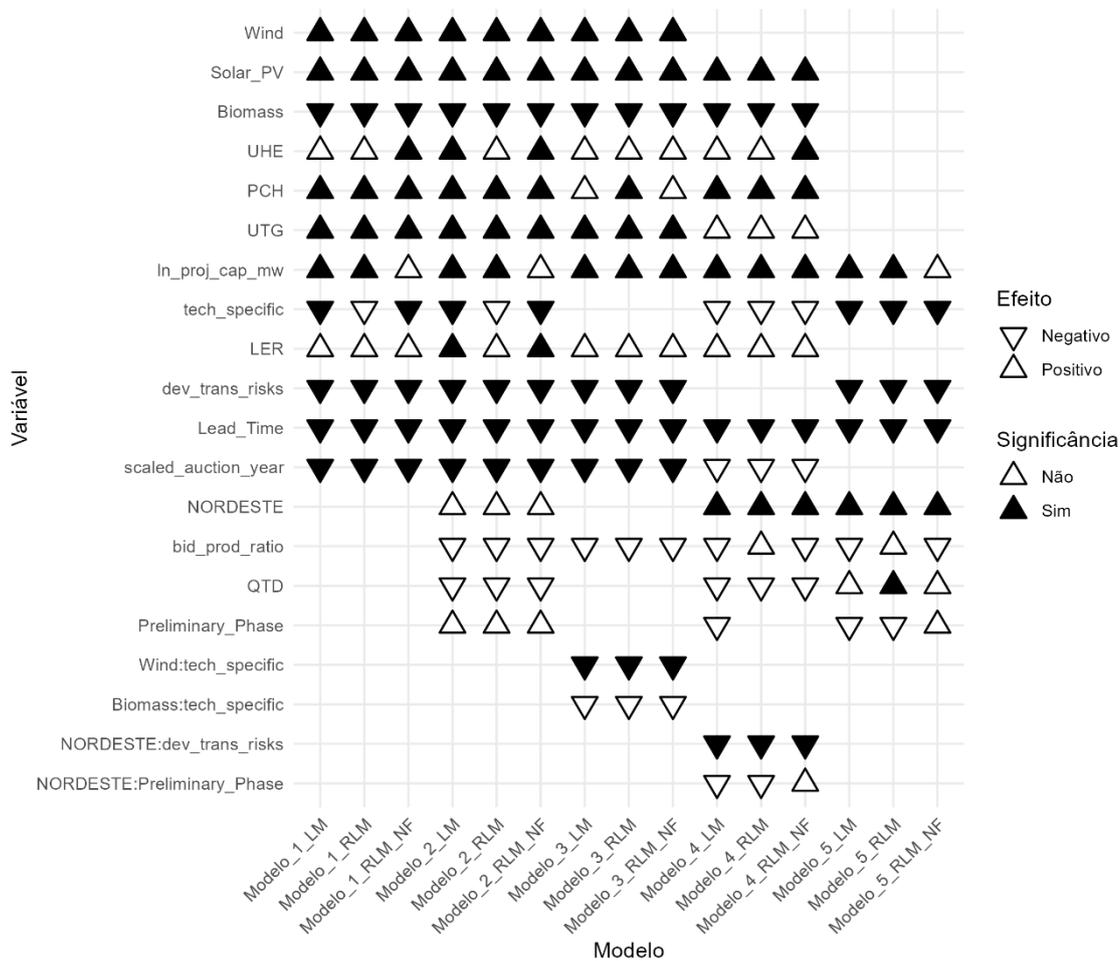


Figura 20 - Resumo dos Efeitos das Variáveis por Modelo: Direção e Significância
 Fonte: Elaboração própria

¹¹ A figura utiliza como critério de significância estatística o p-valor menor que 0,05, equivalente a valores absolutos do teste t superiores a 1,96.

A variável de controle *scaled_auction_year*, que representa o ano de realização do leilão, teve coeficientes pequenos e negativos, embora significativos na maioria dos modelos, sugerindo que leilões realizados em anos mais recentes enfrentaram atrasos ligeiramente menores. Esse resultado pode refletir melhorias recentes nos processos regulatórios e operacionais, bem como o fato de que, devido ao menor tempo decorrido desde os leilões mais recentes, atrasos extremamente longos ainda não puderam ser observados.

A variável *Solar_PV* apresentou um efeito positivo significativo nos atrasos em praticamente todos os modelos. Isso é consistente com os desafios enfrentados por projetos fotovoltaicos no Brasil, sobretudo nos primeiros leilões com participação desta fonte. Por exemplo, no ano seguinte à primeira rodada de leilão com participação de tecnologia fotovoltaica (6º LER, 2014), houve uma desvalorização de 36% da moeda brasileira (BRL) em relação ao dólar americano. Os projetos contratados enfrentaram um desafio significativo, com a escalada dos custos de equipamentos importados que tiveram que ser comprados a uma taxa de câmbio superior à estimada na época do lance (BARBOSA; SARAIVA; SEIXAS, 2020). Das 11 usinas solares fotovoltaicas contratadas nesse leilão, 6 foram canceladas, enquanto as demais foram concluídas fora do cronograma. Esse fenômeno está em linha com resultados da literatura internacional, que identificaram impacto significativo da desvalorização da moeda nos prazos de comissionamento e, portanto, nos atrasos dos projetos (ASSAF; AL-HEJJI, 2006; GUMBER; ZANA; STEFFEN, 2024).

As usinas termelétricas movidas a Biomassa foram menos propensas a atrasos, o que está refletido no fato da variável *Biomass* ter apresentado efeitos negativos significativos em todos os modelos. Esse resultado está em linha com a previsão da Seção 2, e pode ser explicado por algumas características específicas desses empreendimentos. Muitos desses projetos são classificados como *brownfield*, ou seja, envolvem a adaptação de instalações já existentes, como usinas de cana-de-açúcar originalmente projetadas para atender ao consumo próprio, que posteriormente passaram a comercializar o excedente de energia gerada. Essa reutilização de infraestrutura reduz significativamente os desafios relacionados à construção e à entrada em operação. Além disso, as usinas de cana-de-açúcar tendem a estar estrategicamente localizadas próximas aos principais centros de carga, o que mitiga os problemas de conexão ao sistema de transmissão. Essa proximidade

não apenas simplifica a logística para integração da geração à rede elétrica, mas também minimiza os atrasos associados à necessidade de expansão da infraestrutura de transmissão. Outro aspecto importante é que esses projetos, por suas vantagens intrínsecas, como a sinergia com as usinas de cana-de-açúcar às quais estão acoplados, em muitos casos possivelmente seriam construídos independentemente da existência dos leilões. Essa característica reforça sua viabilidade e reduz sua dependência de incentivos adicionais, o que pode explicar a maior eficiência nos prazos de implementação desses empreendimentos.

Quanto às usinas hidrelétricas, a variável *PCH* apresentou efeitos positivos significativos na maioria dos modelos, embora menores do que aqueles de UHE (nem sempre significativos). A variabilidade de prazos de implementação de projetos da fonte hídrica pode estar relacionada às características intrínsecas desse tipo de empreendimento, que demanda intervenções específicas com um volume significativo de obras civis, e são frequentemente impactados por incertezas geológicas, questões de infraestrutura regional, além de desafios associados ao licenciamento ambiental e a aspectos sociais.

A variável *Wind* apresentou um coeficiente significativamente positivo em todos os modelos, refletindo a fraca performance em termos de cumprimento de cronograma dos parques eólicos *onshore* nos primeiros leilões brasileiros, principalmente devido a problemas de conexão com a rede de transmissão e, em alguns casos, dificuldades no fornecimento de turbinas (BAYER; BERTHOLD; MORENO RODRIGO DE FREITAS, 2018). Como se pode ver no gráfico de dispersão da Figura 21, houve uma incerteza maior em relação ao cronograma dos parques localizados na região Nordeste, o que se confirma pelo coeficiente positivo da variável *NORDESTE* nos modelos de regressão específicos para eólicas.

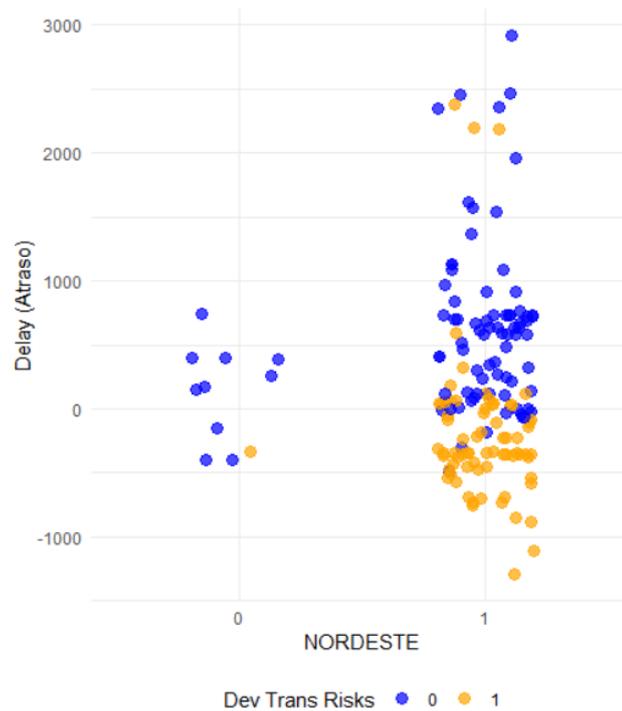


Figura 21 - Dispersão do Atraso (Delay) dos Projetos Eólicos em Relação à Localização no Nordeste e à Alocação dos Riscos de Transmissão
 Fonte: Elaboração própria

Os coeficientes de *dev_trans_risks* são negativos e significativos em todos os modelos, indicando que a alocação de riscos de transmissão aos geradores está associada a uma melhora significativa no cronograma de implementação das usinas. Esse efeito é ainda mais pronunciado no Modelo 5 (somente eólicas, ver Figura 21) e na interação NORDESTE:*dev_trans_risks* (Modelo 4), sugerindo que essa transferência de riscos é particularmente eficaz em mitigar atrasos em projetos eólicos e/ou localizados na região Nordeste, onde problemas de conexão ao sistema de transmissão foram mais frequentes. Isso corrobora IRENA e CEM (2015), que apontam essa opção de desenho como uma maneira eficiente de melhorar a taxa de realização dentro do cronograma, pois força os empreendedores a priorizar o desenvolvimento de projetos de geração em locais com menor risco de conexão à rede. No entanto, os licitantes podem incluir essa responsabilidade como um prêmio de risco em seus lances, potencialmente resultando em aumentos de preços. Embora os preços dos lances de energia eólica tenham de fato aumentado após essa mudança nas regras do leilão, são necessários mais estudos para investigar eventuais relações causais, já que tal aumento pode estar associado a uma variedade de fatores fora das regras dos leilões, como mudanças nas taxas de câmbio do real e o aumento das taxas de juros de financiamento de infraestrutura.

Os resultados para a variável *Preliminary_Phase* foram pouco consistentes nos modelos apresentados. Os coeficientes variaram em direção e magnitude, sugerindo um impacto incerto sobre os atrasos dos projetos. A ausência de significância robusta em vários modelos sugere que a fase preliminar pode não ser um fator determinante isolado para atrasos. Sua influência pode estar ligada a interações com outras variáveis, como *tech_specific* ou *dev_trans_risks*, que não foram diretamente modeladas.

Os coeficientes associados à variável LER apresentaram valores positivos em todos os modelos analisados, porém, na maioria dos casos, não alcançaram significância estatística. Nos leilões LER, as penalidades por atrasos são calculadas com base nos preços dos PPAs concedidos, diferentemente de outros tipos de leilões em que os desenvolvedores de projetos podem estar expostos à volatilidade dos preços de mercado em caso de atrasos. Contudo, os resultados obtidos não fornecem evidências para concluir que essa ou outras características específicas dos leilões LER tenham produzido impacto relevante na conclusão tempestiva dos projetos contratados.

A variável *tech_specific* mostrou efeitos negativos significativos em vários modelos. Isso, por um lado, corrobora a hipótese de que em leilões específicos é possível adaptar os níveis de apoio e as regras às condições de mercado e à maturidade tecnológica de cada fonte (POLZIN et al., 2015), o que pode resultar em maior viabilidade e menor risco de atraso nos projetos, especialmente para tecnologias menos maduras. No entanto, esses resultados devem ser interpretados com cautela, considerando que não há consenso na literatura sobre a eficácia universal dos agrupamentos tecnológicos (MATTHÄUS, 2020) e que o contexto brasileiro pode incluir fatores adicionais que contribuam para essa relação. Como projetos de diversas fontes participaram exclusivamente de leilões específicos ou multitecnológicos, analisamos as interações de *tech_specific* com as duas tecnologias que mais variaram entre esses formatos: eólica e biomassa. A interação *Wind:tech_specific* apresentou coeficientes consistentemente negativos e significativos, reforçando que leilões específicos para a energia eólica foram mais eficazes em termos de cumprimento dos cronogramas, possivelmente devido à adaptação das regras às particularidades dessa fonte. Por outro lado, a interação *Biomass:tech_specific* não apresentou significância robusta, ou seja, a concorrência com outros tipos de usinas térmicas não teve impacto no cronograma dos projetos de geração a partir de biomassa. Isso significa que provavelmente outros fatores, como decisões estratégicas,

infraestrutura local, e questões logísticas podem ser mais determinantes para os atrasos nos projetos de biomassa.

Lead_Time tem efeito negativo significativo em todos os modelos, confirmando que tempos de antecedência mais longos implicam em menores atrasos. Esse é um resultado esperado, pois períodos de realização mais longos permitem que os desenvolvedores de projetos cumpram os requisitos administrativos necessários e concluam as usinas no prazo. Além disso, para geradores cuja conexão ao sistema de transmissão depende da expansão da rede, prazos mais longos podem fornecer o tempo necessário para a execução das atividades de expansão da rede (IRENA; CEM, 2015). Destaca-se que o coeficiente estimado (expresso em dias de atraso para um ano adicional em *Lead_Time*) é inferior a 365 dias em todos os casos, sugerindo que o aumento nos períodos de implementação dos projetos é menor do que a extensão do tempo de antecedência do leilão.

Ainda a respeito dos prazos de antecedência, embora períodos mais curtos possam ser desejáveis para leiloeiros que desejam atender à demanda de eletricidade e às metas de expansão de FER no curto prazo, a literatura sugere que a redução do risco de atrasos e penalidades enfrentada pelos desenvolvedores de projetos em leilões com tempos de antecedência mais longos pode levar a preços de lance mais baixos (DEL RÍO; LINARES, 2014; HOCHBERG; POUDINEH, 2018; IRENA; CEM, 2015). Anatolitis et al. (2022) encontraram empiricamente que, nos leilões de FER europeus, períodos de realização mais longos estavam associados a preços concedidos mais baixos, embora esse efeito seja revertido quando tempos de antecedência longos são adotados em combinação com pré-qualificação financeira. Análises semelhantes sobre o efeito do tempo de antecedência nos preços de energia e suas inter-relações com outros elementos de desenho, tanto no Brasil quanto em outros lugares, podem trazer insights adicionais para os formuladores de políticas ao projetar leilões de FER.

O coeficiente da variável *bid_prod_ratio*, que mede a relação entre o lance individual de cada projeto e o preço médio dos demais projetos vencedores que concorreram diretamente, foi positivo em alguns casos e negativos em outros, mas não foi significativo em nenhum dos modelos. Isso indica que essa variável não teve relação com os atrasos incorridos pelas usinas contratadas, o que significa que aparentemente não

houve problemas de atrasos causados por lances excessivamente baixos de projetos individuais. Este resultado pode estar associado ao sistema híbrido adotado nos leilões brasileiros, no qual, de acordo com (DEL RÍO; LINARES, 2014), a primeira fase de relógio decrescente permite a descoberta de preços e minimiza a "maldição do vencedor", enquanto a segunda fase de lances selados impede a colusão.

Por fim, o efeito de $\ln_proj_cap_mw$ foi consistentemente positivo e significativo em todos os modelos, o que significa que projetos maiores tiveram atrasos mais longos. Isso está em linha com achados anteriores na literatura (CALLEGARI; SZKLO; SCHAEFFER, 2018; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2018; SOVACOOOL; GILBERT; NUGENT, 2014b) de que projetos de grande escala são mais propensos a sobrecustos e atrasos no cronograma devido à sua complexidade inerente, com mais incertezas associadas. Assim, embora esse resultado possa sugerir a vantagem da adoção de mecanismos de desenho de leilão que favoreçam projetos de pequena escala, o que pode levar a maiores taxas de implementação pontual, restringir a participação de projetos maiores pode impedir economias de escala e reduzir os níveis de competição no curto prazo, levando a menor eficiência em termos de custos. Por exemplo, Anatolitis et al. (2022) encontraram empiricamente um efeito de aumento de preço em leilões de FER realizados exclusivamente para projetos de pequena escala (<1MW). Sobre essa questão, a literatura (FLYVBJERG, 2014) nem sempre recomenda evitar projetos maiores. Em vez disso, recomenda-se uma análise muito cuidadosa desses projetos antes da decisão final de investimento, levantando todos os riscos que possam ser incorridos (por exemplo, inflação de custos e atrasos) e abordando as possíveis adaptações que possam ser necessárias durante a fase de implementação.

Os resultados deste estudo mostram que o aprendizado regulatório nos leilões foi essencial para reduzir atrasos, especialmente em projetos eólicos, onde a alocação de riscos de transmissão e as fases preliminares tiveram um impacto positivo na pontualidade da implementação. No entanto, os desafios persistem, e a experiência brasileira revela que ajustes contínuos no desenho dos leilões são decisivos para aumentar a previsibilidade e a eficiência da expansão da matriz elétrica renovável. No próximo Capítulo, serão apresentadas as principais conclusões e limitações do estudo, bem como algumas implicações para a formulação de políticas públicas mais alinhadas às

necessidades de desenvolvimento tecnológico e expansão da infraestrutura, fatores essenciais para viabilizar a transição energética.

5. Conclusão

Os leilões têm sido amplamente utilizados para promover a transição energética e a mitigação de emissões não apenas em fontes renováveis tradicionais, mas também em tecnologias emergentes. Por exemplo, iniciativas baseadas em leilões estão sendo empregadas para impulsionar o desenvolvimento de hidrogênio verde na Alemanha, Índia e Dinamarca (IRENA, 2024). Na Suécia, um esquema de leilão reverso de EUR 3,6 bilhões foi implementado para fomentar a adoção do Bioenergia com Captura e Armazenamento de Carbono (BECCS), uma tecnologia que combina a geração de bioenergia com a remoção de dióxido de carbono da atmosfera (FRIDAHL et al., 2024). Neste contexto, a implementação de leilões bem desenhados é fundamental para que se possa atingir os objetivos de desenvolvimento desses projetos na velocidade exigida pela emergência climática, enfrentando desafios como a alocação eficiente de contratos, mecanismos de conformidade e integração com mercados voluntários de carbono, sem comprometer a integridade ambiental.

O Brasil tem uma longa experiência com leilões para aquisição de eletricidade tanto de fontes renováveis quanto não renováveis. O estudo do histórico de atrasos dos projetos brasileiros traz lições valiosas para aprimorar esses mecanismos, tanto no Brasil quanto em outros países que utilizam leilões como ferramenta de política pública para a transição energética. As evidências deste estudo podem auxiliar formuladores de políticas a identificar ajustes regulatórios que aumentem a eficiência e reduzam riscos na implementação dos projetos.

Neste trabalho, foi estruturado e publicado um banco de dados único contendo informações detalhadas sobre 1273 projetos de geração, com uma capacidade instalada total de 100.5 GW, que venderam eletricidade equivalente a 7496 TWh em 41 rodadas de leilões realizadas no Brasil entre 2005 e 2019.

O déficit de oferta de eletricidade resultante dos atrasos foi calculado com base na potência média contratada e na duração do atraso de cada projeto. Os custos, por sua vez, foram estimados considerando a diferença entre o PLD e o preço estabelecido em cada contrato. Apesar das limitações e simplificações inerentes a essa metodologia, ela fornece uma estimativa da ordem de grandeza dos impactos econômico-financeiros decorrentes dos atrasos dos projetos, em relação aos montantes totais contratados.

Foram feitas análises de regressão múltipla para investigar o efeito integrado dos elementos de desenho dos leilões, dos lances individuais e das características dos projetos nos atrasos observados dos projetos. Foram realizados testes de robustez, que forneceram resultados qualitativamente semelhantes aos da regressão principal. Os resultados acrescentam evidências empíricas à literatura e podem fornecer aos formuladores de políticas novas percepções sobre como projetar leilões eficazes e eficientes para promover a expansão tempestiva da oferta de eletricidade renovável.

Verificou-se que leilões realizados em anos mais recentes enfrentaram atrasos ligeiramente menores, o que pode refletir melhorias nos processos regulatórios e operacionais, ainda que atrasos extremos em projetos mais recentes possam não ter sido observados devido ao menor tempo decorrido.

Constatou-se que usinas termelétricas movidas a Biomassa foram menos propensas a atrasos em comparação com outros tipos de usinas, enquanto projetos fotovoltaicos enfrentaram desafios significativos, especialmente em leilões iniciais, quando fatores como a desvalorização da moeda brasileira impactaram severamente os custos de implementação. Os prazos de implementação de usinas hidrelétricas, UHEs e PCHs, apresentaram variabilidade significativa, provavelmente devido à complexidade das obras civis, incertezas geológicas, infraestrutura regional e desafios de licenciamento ambiental e social.

Usinas eólicas *onshore*, especialmente as localizadas na Região Nordeste, tiveram atrasos significativamente mais longos. No entanto, apresentamos evidências empíricas de que o desempenho de implementação pontual dos projetos eólicos melhorou significativamente após a introdução de mudanças regulatórias destinadas a mitigar problemas relacionados à conexão das usinas à rede de transmissão, que era o principal determinante para os atrasos dos projetos. A principal delas foi a atribuição aos desenvolvedores de projetos do risco de atraso na extensão da rede de transmissão. Embora essa medida tenha demonstrado eficácia, estudos adicionais são necessários para analisar o provável aumento nos preços dos lances devido à inclusão de prêmios de risco. Já a introdução, em leilões com tempos de antecedência mais curtos, de uma fase preliminar para pré-selecionar projetos que se encaixam na capacidade de transmissão disponível em cada ponto de conexão, mostrou impactos incertos nos atrasos, sugerindo que sua eficácia pode estar associada à interação com outros fatores não modelados. A

experiência brasileira mostra que os formuladores de políticas podem considerar a adoção de mecanismos semelhantes, que podem reduzir consideravelmente os atrasos dos projetos, especialmente em países que enfrentam o desafio da expansão da rede de transmissão para conectar nova capacidade de energia renovável.

Os projetos contratados em leilões com tempos de antecedência mais longos levaram mais tempo para serem concluídos, mas foram menos propensos a atrasos. Assim, estender o período disponível para a construção das usinas pode ser uma opção para reduzir os riscos dos desenvolvedores de projetos de incorrer em penalidades, o que, em teoria, pode levar a preços de lance mais baixos. Isso indica que reguladores podem calibrar o tempo de antecedência como uma ferramenta estratégica, equilibrando a necessidade de rápida expansão da oferta com a mitigação de riscos de implementação.

Verificaram-se menores atrasos em projetos eólicos contratados em leilões específicos por tecnologia em relação àqueles que competiram diretamente com outras tecnologias no mesmo certame, possivelmente devido à adaptação das regras do leilão às particularidades dessa fonte. Por outro lado, a concorrência com outros tipos de usinas térmicas não impactou o cronograma dos projetos de geração a partir de biomassa. Considerando que não há consenso na literatura quanto à influência do agrupamento tecnológico no cronograma dos projetos, a decisão dos leiloeiros sobre a adoção deste elemento de desenho deve focar em outros objetivos de política pública, como fomento a tecnologias imaturas, diversificação da matriz de geração ou minimização dos preços de energia.

Além disso, não foi encontrada associação entre lances baixos de projetos individuais e os atrasos incorridos pelas respectivas usinas, o que aparentemente valida a previsão teórica de que sistemas de leilão híbridos, como o adotado nos leilões brasileiros, podem minimizar a "maldição do vencedor".

Projetos de grande escala foram significativamente associados a atrasos mais longos, corroborando resultados de estudos anteriores sobre infraestrutura elétrica mundial. Isso sugere que os formuladores de políticas preocupados com taxas de implementação pontual devem considerar a adoção de mecanismos de desenho de leilão que favoreçam projetos de pequena escala. No entanto, tal decisão deve considerar cuidadosamente os riscos e benefícios em termos de competição, economias de escala e

eficiência de custos de apoio, bem como outros objetivos políticos, como diversidade de atores, aceitabilidade social e descentralização da produção de energia renovável.

Além do interesse acadêmico, os resultados oferecem subsídios concretos para ajustes regulatórios que otimizem a implementação dos projetos contratados via leilões, reduzam custos sistêmicos e garantam maior previsibilidade para investidores e formuladores de políticas públicas.

Importante notar que, embora as técnicas de regressão múltipla permitam controlar certas variáveis de confusão, não é possível determinar a partir dos dados a presença de variáveis ocultas não medidas que possam afetar os atrasos observados. Por essa razão, nas análises empregadas neste estudo, a associação entre variáveis e resultados pode trazer informações interessantes, mas não implica necessariamente a existência de relações causais.

Outra limitação deste estudo é o possível viés decorrente da exclusão de projetos cancelados da amostra. Embora algumas variáveis analisadas possam estar relacionadas aos cancelamentos, não foi possível estabelecer inferências robustas sobre os determinantes dos cancelamentos, limitando a análise a projetos que chegaram às etapas de implementação ou operação. Isso aponta para uma necessidade de estudo dos cancelamentos caso a caso, pois podem ser afetados por uma variedade de fatores e circunstâncias específicas não consideradas em nossa análise, incluindo negociações individuais com reguladores sobre a aplicação de sanções, oportunidades de rescisão de contrato devido ao excesso de oferta de eletricidade, conflitos de uso da terra, problemas com fornecedores e o efeito dos ciclos econômicos.

Por fim, as conclusões deste trabalho e o banco de dados publicado abrem caminho para pesquisas futuras. Primeiramente, adicionar informações sobre a estrutura acionária dos projetos pode permitir a avaliação de como o tamanho e a experiência dos desenvolvedores impactam os atrasos dos projetos. Da mesma forma, dados sobre leilões de transmissão e cronogramas de projetos, em combinação com o banco de dados de projetos de geração deste estudo, podem eventualmente fornecer informações sobre possíveis melhorias na expansão integrada da infraestrutura de geração e transmissão. Além disso, estudos semelhantes sobre a experiência de outros países teriam o potencial de trazer diferentes perspectivas e soluções. Outra possibilidade interessante seria o

desenvolvimento de modelos preditivos baseados nos dados estruturados e nas análises econométricas realizadas, visando estimar a probabilidade de atraso em novos projetos contratados em leilões. Essa abordagem poderia auxiliar tanto formuladores de políticas públicas quanto investidores e financiadores na avaliação de riscos e na adoção de estratégias preventivas e medidas de contingência para mitigar impactos econômicos e operacionais. Por fim, seria interessante incluir outras variáveis relevantes no banco de dados e aplicar técnicas econométricas para analisar o efeito dos elementos de desenho discutidos nesta dissertação sobre os preços dos lances vencedores e outros objetivos de política pública, o que pode lançar luz sobre as inter-relações e compensações entre eles.

6. Referências

ABOLHOSSEINI, S.; HESHMATI, A. The main support mechanisms to finance renewable energy development. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 40, p. 876–885, 2014.

AKAIKE, H. A New Look at the Statistical Model Identification. **IEEE Transactions on Automatic Control**, v. 19, n. 6, p. 716–723, 1974.

ANATOLITIS, V.; AZANBAYEV, A.; FLECK, A. How to design efficient renewable energy auctions ? Empirical insights from Europe. **Energy Policy**, v. 166, n. March, p. 112982, 2022.

ANEEL. **RALIE - Relatório de Acompanhamento da Expansão da Oferta de Geração de Energia Elétrica**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/acompanhamento-da-expansao-da-oferta-de-geracao-de-energia-eletrica>>. Acesso em: 30 nov. 2021.

ANEEL. **Documentação dos Leilões de Geração**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/editais_geracao/edital_geracao.cfm>. Acesso em: 7 dez. 2024a.

ANEEL. **Despacho nº 3.000, de 4 de outubro de 2024**. , 2024b.

ANEEL. **ANEEL libera operação comercial de oito usinas no NE**. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-libera-operacao-comercial-de-oito-usinas-no-ne>>. Acesso em: 20 dez. 2024c.

ANSAR, A. et al. Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development. **Energy Policy**, v. 69, p. 43–56, 2014.

ASSAF, S. A.; AL-HEJJI, S. Causes of delay in large construction projects. **International Journal of Project Management**, v. 24, n. 4, p. 349–357, 2006.

AURES II. **Comprehensive Online Database of Auction Rounds in the European Union**. Disponível em: <AURES II is developing a comprehensive online database of past and planned auction%0AAAn auction is a market mechanism with the aims of allocating...%0A rounds in the EU>. Acesso em: 10 out. 2022.

AWOJOBI, O.; JENKINS, G. P. Were the hydro dams financed by the World

Bank from 1976 to 2005 worthwhile? **Energy Policy**, v. 86, p. 222–232, 2015.

AZUELA ELIZONDO, G. et al. **Performance of Renewable Energy Auctions: Experience in Brazil, China and India**. [s.l.: s.n.].

BACON, R. W.; BESANT-JONES, J. E. Estimating construction costs and schedules: experience with power generation projects in developing countries. **Energy Policy**, v. 26, n. 4, p. 317–333, 1998.

BACON, R. W.; BESANT-JONES, J. E.; HEIDARIAN, J. **Estimating construction costs and schedules : Experience with power generation projects in developing countries**: Energy. Washington,D.C.: [s.n.].

BARBOSA, J. P.; SARAIVA, J. D.; SEIXAS, J. Solar energy policy to boost Brazilian power sector. **International Journal of Climate Change Strategies and Management**, v. 12, n. 3, p. 349–367, 2020.

BATES, D. et al. Fitting Linear Mixed-Effects Models Using lme4. **Journal of Statistical Software**, v. 67, n. 1, 2015.

BATZ LIÑEIRO, T.; MÜSGENS, F. Evaluating the German PV auction program: The secrets of individual bids revealed. **Energy Policy**, v. 159, n. September, 2021.

BATZ LIÑEIRO, T.; MÜSGENS, F. Evaluating the German onshore wind auction programme: An analysis based on individual bids. **Energy Policy**, v. 172, n. November 2022, 2023.

BAYER, B. Experience with auctions for wind power in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, n. November 2016, p. 2644–2658, 2018.

BAYER, B.; BERTHOLD, L.; MORENO RODRIGO DE FREITAS, B. The Brazilian experience with auctions for wind power: An assessment of project delays and potential mitigation measures. **Energy Policy**, v. 122, n. July, p. 97–117, 2018.

BREUSCH, T. S.; PAGAN, A. R. A Simple Test for Heteroscedasticity and Random Coefficient Variation. **Econometrica**, v. 47, n. 5, p. 1287, set. 1979.

CALCAGNO, V.; DE MAZANCOURT, C. glmulti: An R package for easy automated model selection with (generalized) linear models. **Journal of Statistical Software**, v. 34, n. 12, p. 29, 2010.

CALLEGARI, C.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R. Cost overruns and delays in energy megaprojects: How big is big enough? **Energy Policy**, v. 114, n. July 2017, p. 211–220, 2018.

CARVALHO, D. B. et al. Economic impact of anticipations or delays in the completion of power generation projects in the Brazilian energy market. **Renewable Energy**, v. 147, p. 1312–1320, 2020.

CASSETTA, E. et al. Is the answer blowin ' in the wind (auctions)? An assessment of the Italian support scheme. **Energy Policy**, v. 110, n. September, p. 662–674, 2017.

CCEE. **Infoleilão Dinâmico - 079 - Nov/2024**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mensal>>. Acesso em: 7 dez. 2024a.

CCEE. **Relatório de Resultados Consolidados de Leilões (Novembro 2024)**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/documents/80415/28754459/Resultado_Consolidado_Novembro_2024.xlsx/549eb04c-8641-8268-5dc1-33c952aa6888>.

CCEE. **Infomercado Dados Individuais Maio 2024**. , 2024c. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>>

CCEE. **Conceitos de Preço**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/web/guest/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 7 dez. 2024d.

CCEE. **Painel de Preços**. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/precos/painel-precos>>. Acesso em: 12 jan. 2024e.

CORREIA, T. DE B.; TOLMASQUIM, M. T.; HALLACK, M. **Guide for Designing Contracts for Renewable Energy Procured by Auctions Inter-American Development Bank Monograph**. [s.l.: s.n.].

CÔTÉ, E. et al. The price of actor diversity: Measuring project developers' willingness to accept risks in renewable energy auctions. **Energy Policy**, v. 163, n. September 2021, 2022.

DALBEM, M. C.; BRANDÃO, L. E. T.; GOMES, L. L. Can the regulated market

help foster a free market for wind energy in Brazil. **Energy Policy**, v. 66, n. 2014, p. 303–311, 2014.

DE ARAÚJO, J. L. R. H. et al. Reform of the reforms in Brazil: Problems and solutions. In: **Competitive Electricity Markets**. [s.l: s.n.]. p. 543–572.

DEL RÍO, P. et al. **Overview of Design Elements for RES-E AuctionEU Horizon 2020 program, grant number 646172**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <http://auresproject.eu/sites/aures.eu/files/media/documents/design_elements_october2015.pdf>.

DEL RÍO, P. Designing auctions for renewable electricity support. Best practices from around the world. **Energy for Sustainable Development**, v. 41, p. 1–13, 2017.

DEL RÍO, P.; KIEFER, C. P. Analysing patterns and trends in auctions for renewable electricity. **Energy for Sustainable Development**, v. 62, n. 2021, p. 195–213, 2021.

DEL RÍO, P.; LINARES, P. Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 35, p. 42–56, 2014.

DEL RÍO, P.; RAGWITZ, M. **Handbook on the Economics of Renewable Energy**. [s.l.] Edward Elgar Publishing, 2023. v. 01

DINIZ, B. A. et al. Delays in the construction of power plants from electricity auctions in Brazil. **Energy Policy**, v. 175, n. February, p. 113467, 2023.

DUKAN, M.; KITZING, L. The impact of auctions on financing conditions and cost of capital for wind energy projects. **Energy Policy**, v. 152, n. July 2020, 2021.

EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**. [s.l: s.n.].

EPE. **Garantia Física**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/garantia-fisica>>. Acesso em: 23 nov. 2024a.

EPE. **Balço Energético Nacional - Séries Históricas e Matrizes**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>. Acesso em: 10 out. 2024b.

FITCH-ROY, O.; BENSON, D.; WOODMAN, B. Policy instrument supply and demand: How the renewable electricity auction took over the world. **Politics and**

Governance, v. 7, n. 1, p. 81–91, 2019.

FLYVBJERG, B. What you Should Know about Megaprojects and Why: An Overview. **Project Management Journal**, v. 45, n. 2, p. 6–19, 1 abr. 2014.

FLYVBJERG, B.; SKAMRIS HOLM, M. K.; BUHL, SØ. L. What causes cost overrun in transport infrastructure projects? **Transport Reviews**, v. 24, n. 1, p. 3–18, 2004.

FRIDAHL, M. et al. Potential and goal conflicts in reverse auction design for bioenergy with carbon capture and storage (BECCS). **Environmental Sciences Europe**, v. 36, n. 1, 2024.

GOULDING, A. J.; LESLIE, J. **Dammed If You Do: How Sunk Costs Are Dragging Canadian Electricity Ratepayers Underwater**. [s.l: s.n.].

GRASHOF, K. Are auctions likely to deter community wind projects? And would this be problematic? **Energy Policy**, v. 125, n. September 2018, p. 20–32, 2019.

GRASHOF, K. Who put the hammer in the toolbox? Explaining the emergence of renewable energy auctions as a globally dominant policy instrument. **Energy Research and Social Science**, v. 73, n. December 2020, p. 101917, 2021.

GUMBER, A.; ZANA, R.; STEFFEN, B. A global analysis of renewable energy project commissioning timelines. **Applied Energy**, v. 358, n. December 2023, p. 122563, 2024.

HAIR, J. F. Multivariate Data Analysis: An Overview. In: **International Encyclopedia of Statistical Science**. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011. p. 904–907.

HAUFE, M. C. et al. Auctions for renewable energy support – Suitability, design, and first lessons learned. **Energy Policy**, v. 121, n. May, p. 217–224, 2018.

HELD, A. et al. **Design features of support schemes for renewable electricity** Ecofys. [s.l: s.n.]. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_design_features_of_support_schemes.pdf>.

HERRERA, M. M.; DYNER, I.; COSENZ, F. Assessing the effect of transmission

constraints on wind power expansion in northeast Brazil. **Utilities Policy**, v. 59, n. August 2018, p. 100924, 2019.

HOCHBERG, M.; POUDINEH, R. Renewable Auction Design in Theory and Practice: Lessons from the Experiences of Brazil and Mexico. **Oxford Institute for Energy Studies**, n. April, p. 1–62, 2018.

HOCHSTETLER, R. L.; CHO, J. D. Assessing competition in Brazil's electricity market if bid-based dispatch were adopted. **Revista de Economia Contemporanea**, v. 23, n. 2, p. 1–37, 2019.

HUENTELER, J. et al. Why is China's wind power generation not living up to its potential? **Environmental Research Letters**, v. 13, n. 4, 2018.

HUNT., J. D.; STILPEN, D.; DE FREITAS, M. A. V. A review of the causes, impacts and solutions for electricity supply crises in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 88, n. January 2017, p. 208–222, 2018.

IEA. **Power systems in transition**Power systems in transition. [s.l: s.n.].

IEA. **Renewables 2024**. Paris: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2024>>.

INDIA, G. OF. **Renewable Energy in India**. Disponível em: <<https://pib.gov.in/FeaturesDeatils.aspx?NoteId=151141&%3BModuleId+=+2®=3&lang=1>>.

IRENA. **Renewable energy auctions: Status and trends beyond price**Renewable energy auctions: Status and trends beyond price. [s.l: s.n.].

IRENA. **Green hydrogen strategy A guide to design**. [s.l: s.n.].

IRENA; CEM. **Renewable energy auctions**Renewable Energy Auctions - A guide to design. [s.l: s.n.].

JUNG, C.; SCHINDLER, D. A review of recent studies on wind resource projections under climate change. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 165, n. November 2021, p. 112596, 2022.

KITZING, L.; MITCHELL, C.; MORTHORST, P. E. Renewable energy policies in Europe: Converging or diverging? **Energy Policy**, v. 51, n. 2012, p. 192–201, 2012.

KLAASSEN, L.; STEFFEN, B. Meta-analysis on necessary investment shifts to reach net zero pathways in Europe. **Nature Climate Change**, v. 13, n. 1, p. 58–66, 2023.

KÖBERLE, A. C. et al. Are conventional energy megaprojects competitive? Suboptimal decisions related to cost overruns in Brazil. **Energy Policy**, v. 122, n. May, p. 689–700, 2018.

KREISS, J. et al. Different Cost Perspectives for Renewable Energy Support: Assessment of Technology-neutral and Discriminatory Auctions. **Economics of Energy & Environmental Policy**, v. 10, n. 1, 1 jan. 2021.

KREISS, J.; EHRHART, K. M.; HAUFE, M. C. Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties. **Energy Policy**, v. 101, n. November 2016, p. 512–520, 2017a.

KREISS, J.; EHRHART, K. M.; HAUFE, M. C. Appropriate design of auctions for renewable energy support – Prequalifications and penalties. **Energy Policy**, v. 101, n. July 2016, p. 512–520, 2017b.

LENA KITZING et al. Auctions for Renewable Energy Support: Lessons Learned in the AURES Project. **IAEE Energy Forum**, n. Third Quarter 2019, p. 11–14, 2019.

LU, X. et al. Challenges faced by China compared with the US in developing wind power. **Nature Energy**, v. 1, n. 6, 2016.

LUCAS, H.; DEL RÍO, P.; CABEZA, L. F. Stand-alone renewable energy auctions: The case of Peru. **Energy for Sustainable Development**, v. 55, p. 151–160, 2020.

LÜDECKE, D. et al. performance: An R Package for Assessment, Comparison and Testing of Statistical Models. **Journal of Open Source Software**, v. 6, n. 60, p. 3139, 2021.

MATTHÄUS, D. Designing effective auctions for renewable energy support. **Energy Policy**, v. 142, n. February, 2020.

MAURER, L. T. .; BARROSO, L. A. **Electricity Auctions : an Overview of Efficient Practices**. [s.l: s.n.].

MME; EPE. **Plano Nacional de Energia - PNE 2050** Plano Nacional de Energia

- PNE 2050. [s.l: s.n.].

ONS. **Power Plants List Table**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/tabela-relacao-usinas.aspx>>. Acesso em: 25 fev. 2022.

PAHLE, M. et al. The crucial role of complementarity, transparency and adaptability for designing energy policies for sustainable development. **Energy Policy**, v. 159, n. July, p. 112662, 2021.

PARLIAMENT, E. DIRECTIVE (EU) 2023/2413 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL. . 2023.

PEÑA, E. A.; SLATE, E. H. Global Validation of Linear Model Assumptions. **Journal of the American Statistical Association**, v. 101, n. 473, p. 341–354, mar. 2006.

PETHERAM, C.; MCMAHON, T. A. Dams, dam costs and damnable cost overruns. **Journal of Hydrology X**, v. 3, p. 100026, 2019.

PLUMMER BRAECKMAN, J.; DISSELHOFF, T.; KIRCHHERR, J. Cost and schedule overruns in large hydropower dams: an assessment of projects completed since 2000. **International Journal of Water Resources Development**, v. 36, n. 5, p. 839–854, 2000.

POLZIN, F. et al. Public policy influence on renewable energy investments-A panel data study across OECD countries. **Energy Policy**, v. 80, p. 98–111, 2015.

PORTUGAL-PEREIRA, J. et al. Better late than never, but never late is better: Risk assessment of nuclear power construction projects. **Energy Policy**, v. 120, n. February, p. 158–166, 2018.

PROBST, B. et al. The short-term costs of local content requirements in the Indian solar auctions. **Nature Energy**, v. 5, n. 11, p. 842–850, 2020.

QUINTANA-ROJO, C. et al. Econometric studies on the development of renewable energy sources to support the European union 2020-2030 climate and energy framework: A critical appraisal. **Sustainability (Switzerland)**, v. 12, n. 12, 2020.

REN21. **Renewables 2022 Global Status**. [s.l: s.n.].

RIPLEY, B.; VENABLES, W. {MASS}: **Support Functions and Datasets for**

Venables and Ripley's MASS. Comprehensive R Archive Network (CRAN), , 2023.
Disponível em: <<https://cran.r-project.org/package=MASS>>

SHRIMALI, G.; KONDA, C.; FAROOQUEE, A. A. Designing renewable energy auctions for India: Managing risks to maximize deployment and cost-effectiveness. **Renewable Energy**, v. 97, p. 656–670, 2016.

SMIL, V. *Energy Transitions - History, Requirements, Prospects* (2010) by Vaclav Smil. **Praeger**, 2010.

SOVACOOOL, B. K.; GILBERT, A.; NUGENT, D. An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure. **Energy Research and Social Science**, v. 3, n. C, p. 152–160, 2014a.

SOVACOOOL, B. K.; GILBERT, A.; NUGENT, D. Risk, innovation, electricity infrastructure and construction cost overruns: Testing six hypotheses. **Energy**, v. 74, n. C, p. 906–917, 2014b.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo modelo do metor elétrico brasileiro**. 2nd. ed. [s.l: s.n.].

TOLMASQUIM, M. T. et al. **Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil**. **Energy Policy**, 2021.

UN. **Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável**. , 2015.

UNDP. **Energising Human Development**.

WATANABE, M. D. B. et al. Process simulation of renewable electricity from sugarcane straw: Techno-economic assessment of retrofit scenarios in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 254, p. 120081, 2020.

WCD. **Dams and development – A new framework for decision-making** Report of the World Commission on Dams. London: [s.n.].

WINKLER, J.; MAGOSCH, M.; RAGWITZ, M. Effectiveness and efficiency of auctions for supporting renewable electricity – What can we learn from recent experiences? **Renewable Energy**, v. 119, p. 473–489, 2018.

WOOLDRIDGE, J. M. **Introductory Econometrics**. [s.l: s.n.].

ZEILEIS, A.; HOTHORN, T. *Diagnostic Checking in Regression Relationships*.

R News, v. 2, n. 3, p. 7–10, 2002.

ZHANG, S. et al. Interactions between renewable energy policy and renewable energy industrial policy: A critical analysis of china's policy approach to renewable energies. **Energy Policy**, v. 62, p. 342–353, 2013.

ZUUR, A. F. et al. **Mixed Effects Models and Extensions in Ecology with R**. New York, NY: Springer, 2009.

Apêndice A

Tabela A.1 - Rodadas de leilões com previsão de início de operação dos projetos até maio de 2024

Tipo de Leilão	Nome oficial	Data do leilão	Fase preliminar (margem de escoamento)	Risco de interconexão alocado aos geradores	Produtos do leilão			Projetos contratados		
					Categorização tecnológica	Tecnologias	Tipo de Contrato	Antecedência (meses)	Nº de projetos	Capacidade (MW)
LEN	01°LEN	2005-12-16	Não	Sim	Específico	PCH	Quantidade	25	2	739
								37	8	1412
								49	1	84
								25	8	1604
								37	10	945
LEN	02°LEN	2006-06-29	Não	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	49	2	566
								31	10	587
								31	14	1280
LEN	03°LEN	2006-10-10	Não	Sim	Específico	PCH,UHE	Quantidade	51	5	891
								51	10	1948
LFA	01°LFA	2007-06-18	Não	Sim	Específico	PCH	Quantidade	31	6	107
								31	8	502
LEN	04°LEN	2007-07-26	Não	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	30	12	1808
LEN	05°LEN	2007-10-16	Não	Sim	Específico	PCH, UHE	Quantidade	51	5	2383
								51	5	2140

LPE	UHE Santo Antônio	2007-12-10	Não	Não	Específico	UHE	Quantidade	49	1	3151
LPE	UHE Jirau	2008-05-09	Não	Não	Específico	UHE	Quantidade	57	1	3300
LER	01°LER	2008-08-14	Não	Não	Específico	Biomassa	Disponibilidade	5	2	176
LEN	06°LEN	2008-09-17	Não	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer), PCH	Disponibilidade	17	29	2000
LEN	07°LEN	2008-09-30	Não	Sim	Multitecnologia	Eólica, PCH, UTE (qualquer)	Disponibilidade	28	10	1935
LEN	08°LEN	2009-08-27	Não	Sim	Multitecnologia	Específico UHE	Quantidade	52	1	350
LER	02°LER	2009-12-14	Não	Não	Específico	Eólica	Quantidade	29	1	68
LPE	UHE Belo Monte	2010-04-20	Não	Não	Específico	UHE	Quantidade	31	27	1744
LEN	10°LEN	2010-07-30	Não	Não	Específico	UHE, PCH	Quantidade	57	1	11233
LER	03°LER	2010-08-25	Não	Não	Específico	Biomassa	Quantidade	54	7	823
LFA	02°LFA	2010-08-26	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, PCH, Biomassa	Disponibilidade	4	3	228
LEN	11°LEN	2010-12-17	Não	Não	Específico	UHE	Quantidade	16	1	70
LEN	12°LEN	2011-08-17	Não	Não (*)	Multitecnologia	Eólica, UTE (qualquer)	Disponibilidade	29	1	80
LER	04°LER	2011-08-18	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, Biomassa	Quantidade	37	11	548
LEN	13°LEN	2011-12-20	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, UTE (qualquer)	Disponibilidade	37	2	32
LER	04°LER	2011-08-18	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, Biomassa	Quantidade	29	17	1384
LEN	11°LEN	2010-12-17	Não	Não	Específico	UHE	Quantidade	29	5	107
LEN	12°LEN	2011-08-17	Não	Não (*)	Multitecnologia	Eólica, UTE (qualquer)	Disponibilidade	29	2	2174
LER	04°LER	2011-08-18	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, Biomassa	Quantidade	49	18	2169
LEN	13°LEN	2011-12-20	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, UTE (qualquer)	Disponibilidade	31	1	450
LER	04°LER	2011-08-18	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, Biomassa	Quantidade	35	15	961
LEN	13°LEN	2011-12-20	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, UTE (qualquer)	Disponibilidade	49	1	135
LER	04°LER	2011-08-18	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, Biomassa	Quantidade	49	10	823

LEN	15°LEN	2012-12-14	Não	Não	Multitecnologia	Eólica, UTE (qualquer)	Disponibilidade	49	3	252
					Específico	UHE, PCH	Quantidade	49	2	258
LER	05°LER	2013-08-23	Sim	Não	Específico	Eólica	Quantidade	25	8	1044
LEN	16°LEN	2013-08-29	Não	Não	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	53	6	497
					Específico	PCH, UHE	Quantidade	53	10	633
LEN	17°LEN	2013-11-18	Não	Sim	Multitecnologia	Eólica, Solar, UTE (qualquer)	Disponibilidade	26	3	377
						Eólica, Solar	Disponibilidade	53	20	1775
LEN	18°LEN	2013-12-13	Não	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	53	4	142
					Específico	PCH, UHE	Quantidade	53	15	1049
LEN	19°LEN	2014-06-06	Não	Sim	Multitecnologia	Eólica, UTE (qualquer)	Disponibilidade	31	3	398
					Específico	UHE, PCH	Quantidade	31	1	418
LER	06°LER	2014-10-31	Não	Sim	Específico	Eólica	Quantidade	36	3	370
						Solar	Quantidade	36	11	827
						Eólica, Solar	Disponibilidade	50	8	764
LEN	20°LEN	2014-11-28	Não	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	50	7	3865
					Específico	UHE, PCH	Quantidade	50	3	44
LFA	03°LFA	2015-04-27	Sim	Sim	Específico	Eólica	Disponibilidade	27	1	90
LEN	21°LEN	2015-04-30	Não	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	57	3	1607
					Específico	UHE, PCH	Quantidade	57	10	355
					Específico	Eólica	Disponibilidade	29	3	325
LEN	22°LEN	2015-08-21	Sim	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	29	2	36
					Específico	UHE, PCH	Quantidade	29	7	66
LER	07°LER	2015-08-28	Não	Sim	Específico	Solar	Quantidade	23	12	626
						Eólica	Quantidade	36	5	524
LER	08°LER	2015-11-13	Sim	Sim	Específico	Solar	Quantidade	36	16	853
						UTE (qualquer)	Disponibilidade	57	1	6
LEN	23°LEN	2016-04-29	Não	Sim	Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	57	6	188
					Específico	PCH, UHE	Quantidade	57	14	194

LER	10°LER	2016-09-23	Não	Sim	Específico	PCH	Quantidade	42	31	184
						Eólica	Disponibilidade	37	1	69
LEN	25°LEN	2017-12-18	Sim	Sim	Específico	Solar	Disponibilidade	37	6	639
					Específico	UHE, PCH	Quantidade	37	2	12
					Multitecnologia	UTE (Biomassa, Carvão)	Disponibilidade	61	4	87
LEN	26°LEN	2017-12-20	Não	Sim	Específico	Eólica	Disponibilidade	61	14	582
					Específico	UTE (Gás Natural)	Disponibilidade	61	2	1870
					Específico	UHE,PCH	Quantidade	61	5	53
					Específico	Eólica	Disponibilidade	46	1	33
LEN	27°LEN	2018-04-04	Sim	Sim	Específico	Solar	Disponibilidade	46	13	226
					Específico	Biomass	Disponibilidade	46	2	19
					Específico	UHE,PCH	Quantidade	46	4	20
					Multitecnologia	UTE (qualquer)	Disponibilidade	65	3	336
LEN	28°LEN	2018-08-31	Não	Sim	Específico	Eólica	Quantidade	65	19	276
					Específico	UHE,PCH	Quantidade	65	8	47
					Específico	Eólica	Quantidade	43	3	15
LEN	29°LEN	2019-06-28	Sim	Sim	Específico	UHE,PCH	Quantidade	43	2	22
					Específico	Solar	Quantidade	43	6	21

(*) Nesta rodada de leilão, em caso de atrasos no sistema de transmissão, os geradores receberiam as receitas contratuais normalmente, mas precisariam adquirir certificados de energia firme compensatórios para cumprir o contrato.

Fonte: Elaboração própria com base nos editais de leilão da ANEEL, minutas de PPA e (CCEE, 2024b).