

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA

João Henrique Magalhães Almeida

**ANÁLISE DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO NO BRASIL:
AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO E DAS RELAÇÕES
ENTRE AS VARIÁVEIS ECONÔMICAS NA PERFORMANCE DOS
EMPREENDIMENTOS.**

Rio de Janeiro

2020

João Henrique Magalhães Almeida

ANÁLISE DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO NO BRASIL:
AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO E DAS RELAÇÕES
ENTRE AS VARIÁVEIS ECONÔMICAS NA PERFORMANCE DOS
EMPREENDIMENTOS.

Dissertação apresentada como requisito parcial à obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas – PPDE, Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Orientador: Prof. Nivalde José de Castro, D. Sc.

Coorientador: Prof. Nelson Fontes Siffert Filho, D. Sc.

Rio de Janeiro

2020

FICHA CATALOGRÁFICA

A447 Almeida, João Henrique Magalhães.

Avaliação dos leilões de transmissão e das relações entre as variáveis econômicas na performance dos empreendimentos / João Henrique Magalhães Almeida. – 2020.

97 f.; 31 cm.

Orientador: Nivalde José de Castro.

Coorientador: Nelson Fontes Siffert Filho.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto de Economia, Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento, 2020.

Bibliografia: f. 88 – 89.

1. Setor elétrico. 2. Leilões. 3. Transmissão de energia elétrica. 4. Modelos econométricos. I. Castro, Nivalde José de, orient. II. Siffert Filho, Nelson Fontes, coorient. III. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Economia. IV. Título.

CDD 333.79

Ficha catalográfica elaborada pela bibliotecária: Luiza Hiromi Arao CRB-7/6787

Biblioteca Eugênio Gudim/CCJE/UFRJ

ANÁLISE DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO NO BRASIL:
AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO E DAS RELAÇÕES
ENTRE AS VARIÁVEIS ECONÔMICAS NA PERFORMANCE DOS
EMPREENHIMENTOS.

Dissertação apresentada como requisito parcial à
obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-
Graduação em Políticas Públicas – PPDE, Instituto
de Economia da Universidade Federal do Rio de
Janeiro.

Aprovada por:

Professor Nivalde José de Castro, D. Sc. (IE/UFRJ)

Prof. Romero Cavalcanti Barreto da Rocha, D. Sc. (IE/UFRJ)

Nelson Fontes Siffert Filho, D. Sc (BNDES)

Prof. José Sidnei Colombo Martini, D. Sc. (USP)

“We will always be mired in error. The most each generation can hope for is to reduce the error bars a little, and to add to the body of data to which error bars apply.” — “Science and Hope,” The Demon-Haunted World

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelas oportunidades que surgiram em minha vida, pela coragem e motivação para enfrentar os desafios. Obrigado, especialmente, por minha família e amigos, sem os quais tudo seria mais difícil.

Agradeço minha esposa, Ana Paula, por sua dedicação e compreensão dos dias e noites, finais de semana e feriados sacrificados durante todo o período do mestrado. Agradeço por ser minha companheira e estar ao meu lado nos momentos difíceis e por tornar gratificante os momentos felizes.

Também sou grato aos meus pais, Lúcio Flávio e Márcia, por serem os melhores exemplos e estarem sempre presentes, mesmo quando estamos distantes. Obrigado pelo incentivo e pela dedicação em todas as fases de minha vida.

Gostaria de agradecer aqueles cujas contribuições mostraram-se inestimáveis durante a concepção desse trabalho.

Sou grato ao Professor Nivalde José de Castro, meu orientador, pelo apoio na elaboração desta dissertação. Obrigado pela orientação e discussões, que enriqueceram a dissertação.

Meus mais sinceros agradecimentos ao meu coorientador, Professor Nelson Fontes Siffert, pelas ideias, avaliações, discussões e horas dedicadas na construção do trabalho.

Não poderia deixar de agradecer ao Professor Romero Cavalcanti Barreto da Rocha, pela orientação tanto nas disciplinas do mestrado, quanto na presente dissertação.

Agradeço a todos os professores e colegas do PPED pelos ensinamentos e companheirismo durante todo período do mestrado.

Gostaria também de agradecer o apoio e ajuda dos pesquisadores Bruno Crotman, Daniel Viana, Roberto Brandão e Waldemar Neto pelas discussões e troca de ideias.

Por fim, minha sincera gratidão a Empresa de Pesquisa Energética – EPE e ao Operador Nacional do Sistema - ONS, por possibilitar e apoiar a realização do mestrado.

RESUMO

ALMEIDA, João Henrique Magalhães. **Análise dos leilões de transmissão no Brasil: avaliação dos leilões de transmissão e das relações entre as variáveis econômicas na performance dos empreendimentos.** Dissertação de Mestrado em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2020.

Os leilões de transmissão têm exercido um importante papel na integração dos submercados de energia e no aproveitamento energético de fontes renováveis, como o proporcionado pelas grandes usinas hidrelétricas da Região Norte e mais recentemente pelos parques eólicos e solares no Nordeste. O objetivo do trabalho é avaliar o comportamento do mercado de transmissão no período de 1999 a 2019, além de investigar possíveis relações entre variáveis econômicas, financeiras e regionais com atrasos de implantação e qualidade dos serviços de transmissão dos empreendimentos licitados nos leilões da ANEEL. A metodologia utilizada para responder às questões levantadas é separada em duas etapas. A primeira apresenta uma avaliação descritiva do histórico dos leilões, em que são realizados levantamentos de atrasos, penalidades e variáveis relacionadas aos aspectos econômicos, regionais e à composição societária dos empreendimentos. Na segunda etapa são realizadas duas abordagens econométricas: a primeira com objetivo de explicar os atrasos e a segunda de explicar as penalidades aplicadas aos lotes licitados. De maneira geral, observa-se uma redução sistemática dos atrasos ao longo dos últimos anos, o que demonstra um aumento do grau de amadurecimento do setor de transmissão. Adicionalmente, é possível constatar que o período necessário para obtenção das licenças ambientais e elaboração dos projetos básicos e executivos possuem relações significantes com os atrasos. Verifica-se, também, a existência de uma relação negativa entre o volume de investimento e os atrasos verificados. Em relação ao desempenho operacional, foram consideradas apenas as penalidades por indisponibilidade e restrição operativa. Foi possível constatar que os empreendimentos com maiores atrasos obtiveram em média maiores penalidades e, portanto, um pior desempenho operacional. Adicionalmente, observou-se uma relação positiva entre a rentabilidade ofertada nos leilões e o desempenho dos empreendimentos, ou seja, quanto maior a rentabilidade, menor a penalidade aplicada.

Palavras-chave: Leilões de Transmissão, Atrasos de Implantação, Parcela-Variável, Penalidades, Setor Elétrico Brasileiro, Expansão da Transmissão.

ABSTRACT

Analysis of transmission auctions in Brazil: evaluation of transmission auctions and the relationship among economic variables and performance of assets. Master's Dissertation in Public Policy, Strategies and Development - Institute of Economics, Federal University of Rio de Janeiro, 2020.

In Brazil, electric power transmission auctions have played an important role in the integration of energy submarkets and in the use of relevant renewable sources in recent years, such as the large hydro plants in the Northern Region and more recently the wind and solar power plants located in the Northeastern Region. The purpose of this study is to evaluate the behavior of the transmission market throughout the years 1999 - 2019 and to investigate the possible relationship among economic, financial and regional variables and commissioning delays and the quality of the transmission services concerning the assets bid in ANEEL's auctions. The methodology used to answer the questions raised is separated into two parts. The first one presents a descriptive analysis of the auction history, in which delays, penalties, location, corporate composition and variables related to the economic aspects of the assets are surveyed. In the second part, two econometric approaches are carried out. The first one aims at explaining the delays and the second the penalties applied to the Lots auctioned. In general, there has been systematic delay reductions over the past few years, which shows the electric power sector's maturity. Additionally, it was concluded that the time spent to obtain environmental licenses, preparation of the basic engineering design and executive project has statistically significant relationship with delays. It was also possible to verify the existence of a negative correlation between the amount of investments and the delays observed. Regarding operational performance, penalties for assets unavailability and operational constraints were considered only. It was possible to verify that the assets with the longest delays were related to higher penalty, therefore, worse operational performance. Additionally, there was a positive relationship between the profitability offered in the auctions and the performance of the projects, that is, the higher the profitability, the lower the penalties applied.

Keywords: Transmission Auctions, Commissioning Delays, Penalties, Brazilian Electric Power Sector, Transmission Expansion.

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 3-1 - Arranjo Institucional do Setor Elétrico, a partir do ano de 2004 (GOMES, 2012).</i>	29
<i>Figura 3-2 Processo de Expansão da Transmissão (Fonte: EPE, 2019)</i>	31
<i>Figura 3-3 – Etapas do processo de expansão da transmissão (Fonte: EPE, 2019).</i>	32
<i>Figura 4-1 – Localização geográfica do Lote 2, Leilão 013/2015 2º Etapa (Fonte: ONS)</i>	41
<i>Figura 4-2 – Fluxo de Caixa de um empreendimento típico de transmissão. Em vermelho os desembolsos, em azul as receitas.</i>	55

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4-1 - Resultado geral dos leilões de transmissão: 1999-2017 (Castro, Martini, Brandão, & Ludovique, 2018)	35
Gráfico 4-2 - Deságios médios anuais dos leilões de transmissão de 1999 a 2017 (Castro, Martini, Brandão, & Ludovique, 2018)	36
Gráfico 4-3 - Média dos deságios anuais e respectivos desvios, leilões de transmissão de 1999 a 2019 (Fonte: Elaboração baseada em documentos da ANEEL, 2020).	38
Gráfico 4-4 – Valores das RAP contratadas nos leilões de transmissão de 1999 a 2019, atualizados pelo IPCA (Fonte: Elaboração própria baseada em documentos da ANEEL, 2020 e do IBGE).	39
Gráfico 4-5 – Número de lotes caducados dos leilões de transmissão: 1999-2019 (Fonte: Elaboração própria baseada em documentos da ANEEL, 2020).	40
Gráfico 4-6 – Distribuição das RAP contratadas de acordo com as Fases e Regiões, valores atualizados para dezembro de 2019 (Fonte: Elaboração própria baseada em documentos da ANEEL e IBGE, 2020).	40
Gráfico 4-7 - Evolução da relação RAP/Investimento. Em azul, a relação apresentada nos editais, em vermelho os valores constantes nos contratos, distribuídos ao longo dos anos em que foram licitados (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos ANEEL, 2020).	42
Gráfico 4-8 – Deságios explicados pela razão RAP/Investimento Esperado, etapa pré-leilão. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)	43
Gráfico 4-9 - Deságios explicados pela razão RAP/Investimento Esperado, etapa pré-leilão, de acordo com as fases. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)	44
Gráfico 4-10 - Razão entre os investimentos estimados em edital e investimentos declarados em contratos. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)	45
Gráfico 4-11 – Deságios explicados pela diferença entre RAP/Investimento Pré e Pós Leilão. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)	46
Gráfico 4-12 – Setores das empresas vencedoras dos leilões de transmissão ponderado pelo investimento total a cada ano (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).	47
Gráfico 4-13 – Setores das empresas vencedoras dos leilões de transmissão ponderado pelo investimento total a cada Fase (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).	47
Gráfico 4-14 – Investimento estimado pela ANEEL em cada Fase, valores corrigidos pelo IPCA (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).	48
Gráfico 4-15 – Setores das empresas controladoras dos lotes arrematados ponderados pelo investimento total a cada Fase (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).	50
Gráfico 4-16 – Prazos verificados (vermelho) e prazos estabelecidos em Edital (azul) dos equipamentos de transmissão, distribuídos ao longo dos anos em que foram licitados (Fonte: Elaboração baseada em documentos da ANEEL, 2020).	51

<i>Gráfico 4-17- Etapas intermediárias do processo de implantação dos empreendimentos (Fonte: Elaboração baseada em documentos da ANEEL, 2020).</i>	54
<i>Gráfico 4-18 – Estimativa da TIR média ao longo dos anos. Em azul é apresentada a TIR estimada com a RAP e investimento dos editais, em vermelho é apresentada a TIR estimada com a RAP e investimento informada nos contratos de concessão. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos ANEEL, 2020).</i>	61
<i>Gráfico 4-19 – Parcelas variáveis/RAP aplicadas aos empreendimentos de transmissão entre os anos de 2010 e 2018 (Elaboração Própria, Fonte: (ANEEL, Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, 2020)</i>	64
<i>Gráfico 4-20 - Somatório das PV sobre o somatório das RAP em um mesmo período de tempo. Valores individualizados por lote para PV descontadas entre 2010 e 2018.</i>	65

LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 4-1 – Resultado da regressão linear simples, Deságio (%) explicado pela rentabilidade ofertada (%), , de acordo com as Fases em que os empreendimentos foram licitados.</i>	<i>44</i>
<i>Tabela 4-2 – Distribuição estatística do número de dias para cumprimento das etapas do processo de implantação dos empreendimentos de transmissão</i>	<i>54</i>
<i>Tabela 4-3 - Parâmetros financeiros para definição da RAP no ano de 2015</i>	<i>57</i>
<i>Tabela 4-4 – Lote Hipotético, constituído por duas Linhas de Transmissão</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 4-5 – Exemplo do Demonstrativo do Fluxo de Caixa de uma SPE</i>	<i>60</i>
<i>Tabela 5-1 - Resultado do modelo dos Mínimos Quadrados Ordinários para estimação dos atrasos para empreendimento licitados entre 1999 – 2017</i>	<i>70</i>
<i>Tabela 5-2 - Resultado do modelo do Mínimos Quadrados Ordinários para estimação das dos empreendimento licitados entre os anos 2010 – 2018</i>	<i>77</i>

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CME	Custo Marginal de Expansão
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EPE	Emprese de Pesquisa Energética
FT	Função de Transmissão
GESEL	Grupo de Estudos do Setor Elétrico
LI	Licença de Instalação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
LT	Linhas de Transmissão
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
MQO	Mínimos Quadrados Ordinários
ONS	Operado Nacional do Sistema
PAR	Plano de Ampliação e Reforços nas Instalações de Transmissão
PDE	Plano Nacional de Energia
PEL	Plano de Operação Elétrica
PET	Plano de Expansão da Transmissão
PND	Programa Nacional de Desestatização
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica
PV	Parcela Variável
PVA	Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
PVRO	Parcela Variável por Restrição Operativa

RAP	Receita Anual Permitida
RESEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TIR	Taxa Interna de Retorno

SUMÁRIO

Capítulo 1 - Introdução	15
1.1 Objetivos	17
1.1.1 Objetivo Geral	17
1.1.2 Objetivos Específicos	17
1.2 Metodologia	18
Capítulo 2 - Referencial Teórico	19
2.1 Bens Públicos e Monopólios Naturais	19
2.2 Leilões	20
2.2.1 Tipos de Leilões	21
2.2.2 Formato dos Leilões de Transmissão no Brasil.	22
2.3 Regulação Econômica	23
2.3.1 Agências Reguladoras	24
2.3.2 Agências Reguladoras no Brasil	24
Capítulo 3 - Setor Elétrico Brasileiro	26
3.1 Reforma do setor elétrico	27
3.2 O novo modelo de expansão da transmissão	29
3.2.1 Leilão e Implantação dos Empreendimentos de Transmissão	32
Capítulo 4 - Análise descritiva dos Leilões de Transmissão de Energia	34
4.1 Fases dos leilões de Transmissão	35
4.2 Deságios nos leilões e RAP contratada	38
4.3 Rentabilidade dos Empreendimentos	42
4.4 Composição Societária dos grupos vencedores dos leilões	46
4.5 Prazos de Implantação dos Empreendimentos	50
4.5.1 Etapas de Implantação dos Empreendimentos	52
4.6 Estimativas das Taxas Internas de Retorno	55

4.6.1	<i>Project Finance</i> e a estrutura de capital de financiamento dos empreendimentos de Transmissão	55
4.6.2	Fluxo de Caixa dos Empreendimentos de Transmissão	57
4.6.3	Estimativas da TIR dos Empreendimentos de Transmissão	61
4.7	Parcela Variável	63
Capítulo 5 - Modelos Econométricos		66
5.1	Modelo para avaliação dos Prazos de Implantação dos Empreendimentos	66
5.1.1	Resultados	69
5.2	Modelo para avaliação do desempenho operacional dos empreendimentos	73
5.2.1	Modelo 1	76
5.2.2	Modelo 2	76
5.2.3	Resultados	77
Capítulo 6 - Conclusões		82
6.1	Conclusões acerca do histórico dos leilões	82
6.2	Conclusões dos modelos econométricos propostos	85
6.2.1	Modelo para avaliação dos Prazos de Implantação dos Empreendimentos	85
6.2.2	Modelo para avaliação do desempenho operacional dos empreendimentos	86
Referências		88
APÊNDICE A		90
APÊNDICE B		93

Capítulo 1 - Introdução

A transmissão de energia elétrica é, ainda hoje, uma das maneiras mais eficientes de transportar energia, uma vez que o montante de perdas é relativamente baixo. Até o século XIX, as formas conhecidas para o aproveitamento energético demandavam um enorme esforço logístico, exigindo maquinários pesados e utilização intensiva de ferrovias e estradas para transporte de combustível. Desse modo, a simplicidade demandada para a transmissão de eletricidade, hoje, é um fator que favorece a utilização das linhas de transmissão, que além de flexíveis, possuem baixos custos de implantação. A verdade dessas afirmações pode ser constatada se analisarmos a expansão contínua das malhas de transmissão e distribuição de energia mais de um século após a descoberta dessa tecnologia. Contudo, é imprescindível que exista uma rede interligada para tal.

A transformação de diferentes fontes primárias de energia - como quedas d'água, queima de óleo, carvão etc. - em energia elétrica, mudou radicalmente os sistemas de produção e a sociedade. Atualmente, a produção de energia elétrica é responsável por aproximadamente um terço do consumo de energia primária mundial (FARIAS & SELLITTO, 2011), tornando-a precípua para o modo de vida atual.

A utilização plena dos recursos energéticos de um país ou uma região demanda a construção de um sistema elétrico confiável e eficiente, bem como a expansão contínua do mesmo, uma vez que as necessidades da sociedade mudam rapidamente, seja pelo crescimento populacional, seja pela mudança de hábitos oriunda do desenvolvimento. Portanto, é necessário que existam instituições aptas a criar políticas que possibilitem a construção, expansão e adaptação das redes elétricas.

O sistema elétrico brasileiro, até o final da década de 1990, era constituído basicamente de empresas estatais, e a participação de agentes privados era bastante limitada. Contudo, o esgotamento da capacidade estatal em promover investimentos deflagrou a necessidade de uma ampla reforma do setor elétrico, possibilitando a entrada de novos agentes privados, em especial no segmento de transmissão.

Desse modo, a expansão do setor de transmissão passou a ser realizada através de leilões de concessões, que passaram a ser organizados pela recém-criada Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL. Além disso, nos últimos anos, o grupo Eletrobrás e o capital estatal vêm

perdendo participação no processo de expansão da transmissão, e novos agentes privados vêm ocupando esse espaço.

A diversificação dos empreendedores é positiva, pois permite que a expansão do sistema de transmissão seja realizada de maneira regular e com elevada competição e multiplicidade de agentes, reduzindo os riscos associados à concentração de muitos empreendimentos em poucos grupos ou empresas. Porém, são necessários mecanismos para evitar a seleção de empreendedores que subavaliem os riscos dos empreendimentos, dado uma possível assimetria de informações, fenômeno esse conhecido como “seleção adversa”.

O modelo regulatório brasileiro do setor de transmissão prevê que a remuneração desse serviço seja dada pela disponibilidade dos ativos. Portanto, no momento do leilão, em que um empreendimento de transmissão é contratado, é de interesse da sociedade que o projeto esteja finalizado dentro do prazo estipulado, sem restrições de transmissão da potência contratada.

Outro fator relevante para que um projeto de transmissão possa ser considerado bem-sucedido é a qualidade do serviço contratado. Portanto, é importante que não ocorram interrupções, e caso ocorram, não possuam longa duração.

Apesar da crise econômica dos últimos anos, os leilões de transmissão foram considerados bem-sucedidos, com elevado percentual de contratação dos lotes ofertados e elevados deságios. Apesar do relativo sucesso, o histórico de atrasos na implantação dos empreendimentos de transmissão demandou a modificação de alguns aspectos regulatórios, através da criação de incentivos para os agentes anteciparem a entrada das linhas.

O Brasil possui uma vasta extensão territorial, com potenciais de geração distantes dos centros de cargas. Como consequência, muitas linhas de transmissão possuem centenas, ou até mesmo milhares de quilômetros de extensão, como os linhões que interligam as usinas Belo Monte e Rio Madeira ao Sudeste.

Isso faz com que as linhas de transmissão estejam localizadas em diversos tipos de ambientes, com diferentes características de terreno e vegetação, estando sujeitas a queimadas, descargas atmosféricas e vandalismo, fatores que influenciam significativamente seu desempenho. Os empreendimentos de transmissão devem contemplar, em todas as etapas de concepção, tais condicionantes e riscos associados. Logo, é esperado que a rentabilidade dos mesmos seja compatível com a execução de um projeto e atenda aos requisitos técnicos.

Uma das questões tratadas neste trabalho é se os elevados deságios nos leilões que, conseqüentemente, afetaram os retornos econômicos e os indicadores financeiros dos

empreendimentos, poderiam de alguma forma impactar a performance do concessionário, seja no atraso da entrada em operação das linhas ou na performance operacional abaixo da esperada.

São também endereçadas, ao longo da dissertação, algumas questões a respeito do mercado de linhas de transmissão no período entre 1999 e 2019. Dentre os aspectos que são abordados, analisa-se o comportamento da rentabilidade ofertada pelo poder concedente, da TIR estimada a partir dos lances, das mudanças ocorridas no ranking dos agentes vencedores dos leilões e mesmo a origem do capital, seja ele nacional, privado, estatal ou estrangeiro. Procura-se também verificar o papel desempenhado pelas empresas de construção e montagens industriais, verificando-se o comportamento e a intensidade da existência de partes relacionadas.

A partir do exame das variáveis elencadas verificadas nos leilões de linhas de transmissão, em um período de 20 anos, procura-se examinar, em última análise, em que medida o mercado amadureceu neste período, tornando-se mais competitivo e diversificado. A maior ou menor maturidade do mercado se expressa também pelo exame da convergência e da taxa de retorno ou dos deságios para patamares mais elevados que aqueles que se observa nos primeiros anos.

1.1 Objetivos

A seguir são apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos tratados no trabalho.

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo avaliar o comportamento do mercado de transmissão, verificando sua evolução ao longo dos últimos vinte anos, além de investigar possíveis relações das variáveis econômicas com os atrasos de implantação e a qualidade dos serviços das Linhas de Transmissão licitadas nos leilões da ANEEL.

1.1.2 Objetivos Específicos

Para fundamentar a proposta deste trabalho, foram definidos dois objetivos específicos, sendo eles:

- Analisar a evolução do mercado de transmissão e identificar o nível de amadurecimento no período entre 1999 e 2019, no que tange a competitividade e diversidade dos agentes.
- Avaliar as variáveis que mais afetaram os desempenhos dos lotes arrematados nos leilões de transmissão, sob a ótica da qualidade dos serviços e dos atrasos na implantação dos empreendimentos de transmissão.

1.2 Metodologia

Para alcançar os objetivos acima elencados, primeiramente é realizada uma revisão bibliográfica sobre o tema. A revisão tem como objetivo contextualizar o modelo da política pública de transmissão de energia elétrica com os conceitos básicos de economia, regulação econômica e os modelos básicos de leilões.

Na segunda etapa é realizada uma breve contextualização histórica do setor elétrico e dos elementos conjunturais que desencadearam a necessidade da reformulação do mercado de energia elétrica. Em seguida, são descritos o funcionamento e o arranjo institucional do novo modelo de expansão da transmissão, abrangendo todas as etapas do processo, desde a etapa concepção dos empreendimentos de transmissão à de realização dos leilões da ANEEL.

Na terceira etapa do trabalho é realizada uma avaliação descritiva dos leilões de transmissão que ocorreram no período entre 1999 e 2019. Tal avaliação consiste em uma análise estatística de variáveis econômicas, composição societária, distribuição regional dos empreendimentos, prazos de implantação e penalidades aplicadas às instalações de transmissão. A análise também se apoia em elementos qualitativos, que levam em consideração a influência da conjuntura econômica e política do país nos resultados dos leilões de transmissão.

A quarta e última parte do trabalho consiste na elaboração de dois modelos econométricos. O primeiro tem como objetivo explicar os atrasos dos empreendimentos, tendo como variáveis independentes os dados levantados e analisados na terceira etapa. De maneira similar, o segundo modelo tem o objetivo de explicar os níveis das penalidades aplicadas às instalações no período entre 2010 e 2018, utilizando como variáveis independentes os dados levantados e analisados na terceira etapa.

Os resultados obtidos na terceira e quarta etapa fundamentam as respostas e conclusões das questões elencadas no objetivo da presente pesquisa.

Capítulo 2 - Referencial Teórico

O objetivo do presente tópico é realizar uma breve revisão da literatura acerca dos conceitos básicos de economia e de regulação, relacionados à política pública do sistema transmissão de energia. As alterações no modelo ao longo dos últimos anos refletem as mudanças políticas, econômicas e sociais do país, sendo relevante a reflexão desse processo para o entendimento adequado do modelo atual.

2.1 Bens Públicos e Monopólios Naturais

Um sistema de mercado ideal tem como propriedade a impossibilidade de melhorar a alocação de recursos, sendo tal condição conhecida como “ótimo de Pareto”. Alcançar uma distribuição ótima dos recursos é uma tarefa desafiadora e específica para cada tipo de mercado. A teoria econômica tradicional diz que num ambiente de concorrência perfeita e mercado competitivo seria possível atingir uma alocação de recursos com máxima eficiência, não sendo necessário a existência de um “planejador central” (PINDYCK & RUBINFELD, 2006).

Por se tratar de uma condição idealizada, muitos mercados estão sujeitos a circunstâncias conhecidas como “falhas de mercado”, que impedem uma alocação eficiente dos recursos ou ótimo de Pareto. Algumas situações típicas que caracterizam “falhas de mercado” são: bens públicos, monopólios naturais, mercados incompletos, falhas de informação, dentre outros.

De acordo com Giambiagi e Além, “bens públicos são aqueles cujo consumo/uso é indivisível ou não-rival”. Ou seja, a utilização de um bem público - ruas, iluminação pública e policiamento - por uma pessoa não impede ou prejudica a utilização do bem por outras pessoas.

Como não é possível impedir que uma pessoa usufrua de tais recursos, os bens públicos têm como importante característica o princípio da “não-exclusão” no consumo. Tal princípio geralmente faz com que a alocação de recursos por meio de mercado seja ineficiente, pois indivíduos que não pagam por um determinado serviço usufruiriam da mesma maneira do que os pagam. Tais características fazem com que a provisão de bens públicos seja ofertada ou regulada pelos governos, e sejam financiadas através da cobrança de impostos e taxas (GIAMBIAGI & ALÉM, 2008).

O monopólio - mercado em que existe apenas um produtor de determinado produto, podendo este se beneficiar do controle de preços de modo a maximizar seus lucros - é indesejável nas situações em que é possível existir a livre concorrência. Isso se deve ao fato da quantidade ofertada por um monopolista ser menor que a quantidade gerada em um mercado competitivo (NERY, 2012).

Porém, existem situações em que a economia de escala é desejável, dado que o custo unitário de determinado produto ou serviço se reduz à medida que a quantidade produzida aumenta, como em serviços de distribuição de água e energia elétrica. Nessas situações, o ganho de eficiência pode ser alcançado por meio da regulamentação dos serviços através dos governos, impedindo assim que o monopolista pratique preços visando exclusivamente a maximização dos lucros.

Dessa forma, é possível entender uma linha de transmissão como um bem público, pois a utilização da mesma por um indivíduo tem pouco ou nenhum impacto na utilização de outro. Portanto, podemos dizer que o uso de uma linha de transmissão é indivisível ou não-rival. Também pode-se classificar uma linha de transmissão como um monopólio natural, pois uma linha de transmissão atende perfeitamente um determinado grupo de consumidores, sem a necessidade de linhas de transmissão concorrentes para atender um mesmo ponto, dado os elevados custos de investimentos. Logo, a regulação econômica do sistema de transmissão gera um ganho de eficiência para a sociedade de maneira geral.

2.2 Leilões

Leilões são instrumentos clássicos para realização de transações econômicas e exercem um importante papel na sociedade e governos. Empresas e pessoas frequentemente utilizam os leilões para adquirir casas, carros, antiguidades, obras de arte, dentre inúmeros outros produtos.

Nas últimas décadas, os leilões foram utilizados por governos de diversos países para vender títulos de dívidas públicas, direitos de extrações minerais, inclusive em processos de privatizações das empresas públicas.

Por serem simples e possuírem regras bem definidas, os leilões são instrumentos valiosos para aplicação de teorias econômicas e também para o entendimento dos mecanismos de formação de preço (Klemperer, 1999). Além disso, os leilões possuem uma conexão próxima com os mercados competitivos, podendo servir como instrumentos que auxiliam a exploração de monopólios naturais.

2.2.1 Tipos de Leilões

De acordo com Klemperer existem quatro principais tipos básicos de leilões amplamente utilizados: o ascendente, o descendente e os fechados que se dividem em duas formas, primeiro-preço e segundo-preço. A seguir é apresentado um breve resumo dos formatos de leilões citados.

No leilão ascendente, também conhecido como leilão inglês ou aberto, o preço é aumentando sucessivamente até restar apenas um participante. O progresso do leilão acontece com o leiloeiro anunciando os lances ou com os participantes anunciando suas ofertas, pode ainda ser realizado através de lances submetidos eletronicamente, em que o melhor lance aparece em destaque.

No leilão descendente, também conhecido como leilão holandês, o leiloeiro estabelece um preço teto, e os lances são reduzidos sucessivamente. O primeiro participante que aceitar o preço corrente, adquire o produto.

No leilão selado de primeiro preço, os participantes submetem de forma independente seus respectivos lances. Cada participante pode fornecer apenas um lance, sem conhecimento prévio das ofertas de seus concorrentes. O vencedor é aquele que oferece o melhor lance, e paga o valor por ele ofertado.

No leilão selado de segundo preço, os participantes também submetem de forma independente seus respectivos lances. Da mesma forma que o leilão de primeiro preço, cada participante pode fornecer apenas um lance, sem conhecimento prévio das ofertas de seus concorrentes, em que o vencedor é aquele que oferece o maior lance. Porém, diferentemente do anterior, o vencedor paga o valor do segundo maior lance ofertado. Este leilão é também conhecido como Leilão de Vickrey, proposto por William Vickrey em 1961.

Apesar do leilão descendente tradicional ser dinâmico, cada participante possui uma situação estática, uma vez que devem escolher o valor que estão dispostos a pagar, independentemente de seus concorrentes. Portanto, estrategicamente, o leilão descendente é equivalente o leilão selado de primeiro preço. Por essa razão o leilão descendente pode ser também chamado leilão aberto de primeiro preço.

Nos leilões ascendentes os participantes permanecem no certame até que o seu respectivo preço alvo seja atingido. Quando é alcançado o preço alvo do penúltimo participante é então definido o valor a ser pago pelo vencedor. De maneira equivalente ao leilão selado de

segundo preço, o participante disposto a pagar o valor mais alto pagará o valor do segundo maior lance, por essa razão, o leilão ascendente é também denominado leilão aberto de segundo preço.

Portanto, dada a equivalência estratégica entre os leilões descendentes e os leilões selados de primeiro preço, e entre os leilões ascendentes e os leilões selados de segundo preço, os tipos de leilões podem também ser classificados em dois tipos, primeiro-preço e segundo-preço, respectivamente (Klemperer, 1999).

2.2.2 Formato dos Leilões de Transmissão no Brasil.

A Agência Nacional de Energia Elétrica é a instituição responsável pela organização dos leilões de transmissão. O objeto do leilão é a contratação de um serviço público de transmissão, mediante a outorga, pelo menor valor de receita anual permitida, denominada RAP. Os empreendimentos são ofertados em formatos de lotes, constituídos por um conjunto de linhas de transmissão e subestações.

O formato do leilão pode ser considerado híbrido, em que a primeira fase é um leilão selado de primeiro preço seguido de um leilão descendente, caso exista um empate técnico na primeira fase (Rochay, Moreiraz, & Limp, 2013).

Na primeira etapa os competidores apresentam suas respectivas propostas através de um envelope lacrado, ou seja, o valor da receita anual em reais por ano. O vencedor é o proponente que oferece o menor valor da RAP para um determinado lote. Caso existam lances cujos valores sejam superiores a 5% do lance de menor valor, o leilão assume a forma de um leilão descendente, em que os participantes empatados apresentam os novos lances sucessivamente a viva-voz.

Os leilões híbridos combinam as características positivas dos leilões que os compõem. No caso dos leilões de transmissão, a primeira etapa, selado de primeiro preço, encoraja a entrada de mais participantes e dificulta a formação de conluio. Já a segunda etapa, descendente a viva-voz, proporciona uma maior renda esperada ao leiloeiro, pois associa mais valor a quem mais valora o bem, pois os participante podem exercer um lance a qualquer momento (Rochay, Moreiraz, & Limp, 2013).

Porém, independente das duas etapas, a estratégia dos participantes deve ser a mesma, pois, de acordo com Kemplerer, ambas são classificadas como leilões de primeiro-preço, uma

vez os participantes devem escolher previamente o valor que estão dispostos a pagar, independentemente do preço do segundo colocado.

2.3 Regulação Econômica

Entende-se por regulação de um sistema o conjunto de princípios, normas e regras que asseguram o equilíbrio, concordância e harmonia entre os agentes que constituem uma economia, podendo ter abrangência local, setorial, regional, nacional ou mesmo internacional (NERY, 2012).

A racionalidade econômica muitas vezes não é capaz de solucionar os problemas ou situações em que existam grandes incertezas, conflitos ou instabilidade. Nesses casos é primordial o estabelecimento de alguma regulação articulada através de um agente central, capaz de estabelecer os processos que permitam o funcionamento da atividade em questão. Segundo Boyer, a regulação é um sistema de procedimentos e comportamentos, individuais e coletivos, que tem a propriedade de (Nery, 2012, p. 2):

- “Reproduzir as relações sociais e culturais, ambientais e tecnológicas, fundamentais do modo de produção deste sistema por meio das instituições que constituem;
- Sustentar e orientar o regime de acumulação em vigor;
- Assegurar a compatibilidade dinâmica de um conjunto de decisões descentralizadas, sem que seja necessária a assimilação pelos atores econômicos dos princípios que ajustam o sistema como uma unidade ativa e viva (BOYER, 1986)”.

O emprego da regulação como instrumento de política pública vem sendo feito ao redor do mundo de maneira crescente desde o período pós-guerra, sendo considerado na literatura como um instrumento eficaz para aumentar a eficiência da economia, reduzindo os custos de transações e garantindo direitos de propriedade (PRADO, 2014).

De acordo com Prado, após a crise do modelo desenvolvimentista do Brasil na década de 1980 houve uma tentativa de implementação de uma nova estratégia de desenvolvimento. Tal estratégia foi baseada fundamentalmente em reformas com inspirações liberais durante a década de 1990, modificando o papel do estado. Esse processo de liberalização foi parcial, de forma a caracterizar um modelo híbrido de Estado regulador (PRADO, 2014).

2.3.1 Agências Reguladoras

Uma das formas do Estado exercer a regulação é através de agências reguladoras, e a forma como tais agências atuam depende de características conjunturais, como setor de atuação e histórico de desenvolvimento do país ou região em questão.

Em relação aos setores de atuação, alguns autores consideram que o modelo adotado deve ser ajustado, de acordo com suas características (PACHECO, 2006). Nas áreas de infraestrutura, normalmente constituídas de monopólios naturais, é desejável uma maior autonomia e desvinculação política da agência em relação ao governo. Tal característica se deve aos elevados investimentos normalmente requeridos e o longo tempo de construção e maturação dos empreendimentos. Portanto, para tornar os investimentos atrativos ao setor privado é necessário assegurar que as regras sejam estáveis e previsíveis.

Outra importante característica dos setores de infraestrutura é a universalização do acesso aos serviços e promoção da competição em regiões ou setores de monopólios naturais, corrigindo, portanto, eventuais falhas de mercado (PACHECO, 2006).

Dessa forma, fica caracterizado que em atividades de natureza complexa e com investimentos de capital intensivo, como setores de energia, telecomunicações etc., a atividade reguladora deve equilibrar as relações entre investidores, usuários e governo.

Nos setores relacionados à área social, a regulação visa “garantir os direitos dos usuários e qualidade do serviço” (PACHECO, 2006). As características dos serviços prestados nessas áreas indicam uma atuação mais intensa na fiscalização do Estado do que na regulação e promoção da concorrência. Diferentemente dos setores de infraestrutura, a existência dos mercados precede a criação das agências reguladoras.

Em áreas imprescindíveis para melhora da qualidade de vida da população, a justificativa para existência de agências atuantes na área social se deve a falhas de mercados, normalmente ligadas à assimetria de informação entre usuários e prestadores de serviços. Como exemplo tem-se os serviços de vigilância sanitária, seguros etc.

2.3.2 Agências Reguladoras no Brasil

Nesse contexto, as primeiras agências reguladoras do Brasil foram criadas no final da década de 90, sendo a ANEEL a primeira, no de ano de 1996. De maneira geral, as primeiras

agências criadas foram as vinculadas aos setores de infraestrutura, em função do início do processo de privatizações desses setores (PRADO, 2014) (PACHECO, 2006).

Uma das razões para criação das agências reguladoras nos setores de infraestrutura se deu pela necessidade da busca de credibilidade regulatória e especialização técnica, uma vez que o corpo de especialistas brasileiros se encontrava em sua maioria, dentro das empresas estatais.

De acordo com Pacheco, o formato das agências brasileiras foi feito sob um desenho único, sem distinção das diferentes áreas de atuação e finalidades. A partir de 2003 houve algumas iniciativas para melhoria do modelo institucional, porém não foram realizadas propostas para diferenciação das agências, sendo que alguns aspectos do modelo ainda necessitam de aperfeiçoamentos.

Apesar de existirem diferenças marcantes entre o modelo de regulação brasileiro e o americano, muitos autores afirmam que o primeiro é fortemente influenciado pelo segundo, dada a longa tradição dos EUA, que possui mais de um século de atividades regulatórias.

No Brasil, o objetivo da criação das agências foi voltado para delegação do Poder Executivo, tradicional promotor de políticas públicas e investimentos no setor de infraestrutura. Já nos EUA as empresas privadas têm o histórico de prestar serviços nas áreas de infraestrutura, sendo assim, as agências reguladoras possuem um longo histórico de atuação com diferentes fases, onde as mesmas possuíam maiores poderes em um primeiro momento, a partir dos anos de 1930, e passaram por um processo de desregulamentação a partir dos anos de 1960, e de forma mais intensa da década de 1980.

Capítulo 3 - Setor Elétrico Brasileiro

A participação da eletricidade como fonte de energia era praticamente inexpressiva no Brasil no final do século XIX. A partir de 1930, os serviços de energia elétrica foram desenvolvidos pelo setor privado, com forte participação de capital estrangeiro. Nesse período, os sistemas elétricos eram isolados e possuíam regulação incipiente, sendo que os sistemas de maior porte se desenvolveram nas cidades do Rio de Janeiro e São Paulo, por concessionárias canadenses.

Os primeiros movimentos da participação do estado no setor se deram em 1939 com a criação do CNAEE. A motivação para o início da intervenção estatal foi a escassez do suprimento de energia em vários pontos do país, dada a característica regional do setor. A partir de então, ocorreram sucessivas ações no sentido de modernizar o modelo do setor de energia (GOMES, 2012).

Durante as décadas de 40 e 50 foram criadas as primeiras empresas estatais de energia elétrica do setor elétrico brasileiro. A primeira intervenção direta do governo federal ocorreu em 1945 com a criação da Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf). Em 1957 foi criada a Central Elétrica de Furnas.

Os governos dos estados com maior consumo de energia também iniciaram nesse período ações nesse sentido. Em 1943, o Estado do Rio Grande do Sul criou a Comissão Estadual de Energia Elétrica, atual Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE). Em 1952 o governo de Minas Gerais criou as Centrais Elétricas de Minas Gerais, atual Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), e em 1953 iniciou-se a criação de empresas que posteriormente formariam as Centrais Elétricas de São Paulo (CESP).

No ano de 1960 foi criado o Ministério de Minas e Energia, com o objetivo de tratar dos estudos e assuntos relativos à energia e à produção e mineral. Antes, os assuntos da pasta eram de competência do Ministério da Agricultura (MME, 2019). Ao longo da década de 1960 o MME sofreu importantes reformas que incluíam atribuições de funções normativas, de fiscalização e controle dos serviços de eletricidade. Outro marco importante do setor ocorreu no ano de 1965, com a criação do DNAEE (GOMES, 2012).

A Eletrobrás, criada no ano de 1961, recebeu a “atribuição de promover estudos e projetos de construção e operação de usinas geradoras, linhas de transmissão e subestações,

destinadas ao suprimento de energia elétrica do país” (ELETROBRÁS, 2019). Num primeiro momento assumiu características de uma empresa *holding*, por incorporar empresas subsidiárias já estabelecidas, como a Chesf e Furnas. A empresa Centrais Elétricas do Sul do Brasil (Eletrosul) foi criada no ano de 1968, atuando na região nos mesmos moldes que a Chesf na região Nordeste e Furnas na região Sudeste.

De acordo com Gomes (2012), a década de 1970 foi marcada por uma participação intensa da Eletrobrás na expansão do setor elétrico, destacando a viabilização dos empreendimentos de Tucuruí e Itaipu. A Eletrobrás também assumiu o papel de principal financiadora do setor, dado que era responsável pela administração do Fundo Federal de Eletrificação desde o ano de 1962, antes responsabilidade do Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico (BNDE).

No ano de 1973 foi criada uma subsidiária da Eletrobrás, a Centrais Elétricas do Norte do Brasil (Eletronorte) e sancionada a Lei nº 5.899, que dividiu o país em quatro regiões. A Chesf ficou sendo responsável pela região Nordeste, Furnas pelo Sudeste, Distrito Federal e partes dos estados de Goiás e Mato Grosso, Eletrosul pela região Sul e Eletronorte pela região Norte e partes dos de Goiás e Mato Grosso. Portanto, a partir de meados dos anos 70 e início dos anos 80, a expansão do sistema elétrico se deu pelo protagonismo do grupo Eletrobrás, atuando em conjunto com as demais empresas estatais pertencentes às unidades federativas, como Ceee, Cemig, Cesp, dentre outras, em suas respectivas áreas de atuação (GOMES, 2012).

Dessa forma, a estrutura da administração federal se baseou no DNAEE, órgão normativo e fiscalizador, e na Eletrobrás, responsável pela execução da política pública de energia elétrica e pelo planejamento do setor no âmbito federal até o início dos anos 90.

A década de 1980 foi marcada por uma forte crise econômico-financeira no país, que inevitavelmente atingiu o setor elétrico, fundamentado em empresas estatais. Para controlar a elevada inflação que assolava o país, o governo federal cortou dramaticamente os investimentos em infraestrutura e reduziu os níveis das tarifas da energia elétrica. Tal conjuntura levou ao esgotamento da capacidade de investimento estatal, de forma que a capacidade financeira do setor se deteriorou progressivamente até a década de 1990.

3.1 Reforma do setor elétrico

No ano de 1990 foi instituído o PND com o objetivo de transferir para iniciativa privada atividades exploradas pelo setor público, reduzir a dívida pública do país e permitir a retomada

de investimentos nos setores de infraestrutura. Outras duas leis que merecem destaque foram implantadas em meados da década de 1990, a Lei nº 8.967, que regulamentou as licitações para concessão, possibilitando a competição entre agentes privados no setor elétrico, e a Lei nº 9.074, que regulamentou a figura do Produtor Independente de Energia Elétrica (GOMES, 2012).

Com objetivo de reestruturar o setor elétrico, entre 1996 e 1998, o MME criou o projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, o RESEB. Os estudos do RESEB somados às determinações da Lei nº 9.648 e do Decreto nº 2.655, ambos de 1998, possibilitaram a constituição do novo arcabouço legal do setor elétrico. De acordo com Gomes, foram introduzidas as seguintes modificações:

- desverticalização dos segmentos de geração, transmissão e distribuição e constituição do setor de comercialização de energia;
- o segmento de transmissão, além de independente dos demais, possibilita o livre acesso à rede, permitindo assim a comercialização entre os agentes, inclusive de produtores independentes;
- criação do Operador Nacional do Sistema (ONS), responsável pela operação da geração e transmissão do Sistema Nacional Interligado (SIN);
- adoção do regime de concorrência nos segmentos de comercialização e geração, com exceção para a geração hidroelétrica, em função da necessidade de otimização da energia produzida nas cascatas de aproveitamento hidroelétrico;
- criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) para contabilização e liquidação relativas à comercialização de energia elétrica.

No âmbito do planejamento da expansão dos sistemas elétricos, foi criado em 1999 o Comitê Coordenador de Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), responsável pela realização planejamento do sistema de transmissão, com caráter determinativo, essencial para o funcionamento do recente mercado de energia instituído.

No ano de 2004 foi criada a Empresa de Pesquisa Energética, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). O CMSE tem como função acompanhar e avaliar continuamente a segurança do suprimento de energia no território nacional. A CCEE sucedeu ao MAE, com finalidade de viabilizar a comercialização de energia no mercado regulado e livre.

A EPE foi criada pela lei nº 10.847, vinculada ao MME, absorvendo as atividades desenvolvidas pelo CCPE. Sua finalidade é subsidiar o planejamento do setor energético, não se restringindo apenas a energia elétrica, mas contemplando petróleo, gás, carvão, dentre outras

fontes. A EPE foi criada “com o objetivo de resgatar a responsabilidade constitucional do Estado nacional em assegurar as bases para o desenvolvimento sustentável da infraestrutura energética do país” (MME, 2019). A figura a seguir apresenta o atual arranjo institucional do setor elétrico.



Figura 3-1 - Arranjo Institucional do Setor Elétrico, a partir do ano de 2004 (GOMES, 2012).

3.2 O novo modelo de expansão da transmissão

A partir da reforma do setor elétrico no ano de 1998, em que foi estabelecido o regime de concorrência nos segmentos de comercialização e geração, observou-se a necessidade a inserção de agentes privados no setor de transmissão. Nesse contexto, foram definidos pela ANEEL os equipamentos e instalações pertencentes à Rede Básica, possibilitando o livre acesso às redes de transmissão.

A partir de 1999, a expansão do sistema de transmissão passou a ser realizada através de leilões por “lotes”, organizados pela ANEEL. A definição dos lotes é subsidiada por estudos de transmissão, realizados pela CCPE até o ano de 2004, e posteriormente pela EPE.

Os estudos são realizados por Grupos de Estudos de Transmissão (GET), separados por regiões “geoeletricas”. Tais grupos interagem com os demais agentes do setor, como o ONS, transmissoras e distribuidoras de suas respectivas regiões de atuação. Tais estudos contemplam a evolução da carga das diversas regiões, dos novos empreendimentos de geração (resultados

dos leilões de energia), além do panorama energético previsto pelos estudos de planejamento da geração de longo prazo, possuindo, dentre outros, os seguintes objetivos:

- aumento da interligação entre os submercados de energia, de maneira a equalizar a diferença de preços entre os mesmos;
- aumento da segurança energética nacional, de modo a aproveitar a sazonalidade das diferentes regiões do país;
- integração de regiões do país não conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN);
- atendimento aos requisitos de confiabilidade da rede, levando em consideração a expansão da carga da geração;

A definição dos empreendimentos de transmissão é realizada através de comparação de alternativas tecnicamente equivalentes, sendo selecionadas as que apresentam o menor custo global. A composição do custo global é dada pelas perdas sistêmicas dentro do horizonte de planejamento, mais os custos de investimento.

Os custos de investimentos são estimados a partir dos bancos de preços disponibilizados pela ANEEL. Já o custo das perdas sistêmicas é dado pelo Custo Marginal de Expansão (CME), que corresponde a custo do MW adicional gerado, que deve ser suprido por uma nova fonte de energia elétrica a ser inserida no horizonte de análise. O CME é definido pelos estudos de planejamento energético, realizados pela EPE.

Após a definição da alternativa com menor custo global, é realizada a análise socioambiental da referida alternativa. O conjunto das análises elétricas, econômicas e socioambientais constituem os estudos de Viabilidade técnico-econômica e socioambiental, também chamados de relatórios R1. O conjunto dos empreendimentos recomendados pelos relatórios R1 compõe o Plano de Expansão da Transmissão (PET).

O planejamento para o horizonte inferior a cinco anos é realizado pelo ONS, sendo constituído de dois estudos principais: O Plano de Ampliação e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN (PAR); e o Plano de Operação Elétrica (PEL).

Os três planos (PAR, PEL e PET), são submetidas ao Ministério de Minas e Energia (MME) que, com base nessas e demais informações enviadas pelos agentes setoriais, define o Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE), de acordo com a política de expansão em vigor.

Após a definição preliminar das obras que serão objeto dos leilões, o MME solicita estudos complementares, ainda na etapa de planejamento, para fornecer mais detalhes ao

mercado sobre os empreendimentos, com o objetivo de reduzir as incertezas do certame. Para cada empreendimento são solicitados quatro estudos adicionais:

- detalhamento das características técnicas – Relatórios R2;
- avaliação socioambiental – Relatórios R3;
- compartilhamento com instalações existentes – Relatórios R4;
- estimativa de custos fundiários – Relatórios R5.

Após a elaboração dos relatórios listados, o MME e a EPE realizam as devidas compatibilizações entre os documentos, finalizando assim a etapa de planejamento.

Uma vez consolidados os empreendimentos que de fato irão a leilão, os mesmos são encaminhados para ANEEL que inicia a fase de outorga. A primeira etapa da fase de outorga é a preparação dos Anexos Técnicos dos empreendimentos, preparados pela ANEEL em conjunto com o ONS, bem como as Instruções do Leilão, tal etapa tem duração aproximada de três meses. A Figura 3-2 sintetiza os processos descritos acima.

Após a instrução é realizada uma de audiência pública, com duração de um mês, em que os agentes realizam os comentários e questionamentos em relação aos empreendimentos e estudos realizados na fase de planejamento. Tais informações são compiladas pela ANEEL e submetidas para TCU. Após as análises realizadas pelo TCU, a ANEEL estabelece o Edital definitivo do Leilão de Transmissão. As figuras abaixo ilustram as etapas do processo.

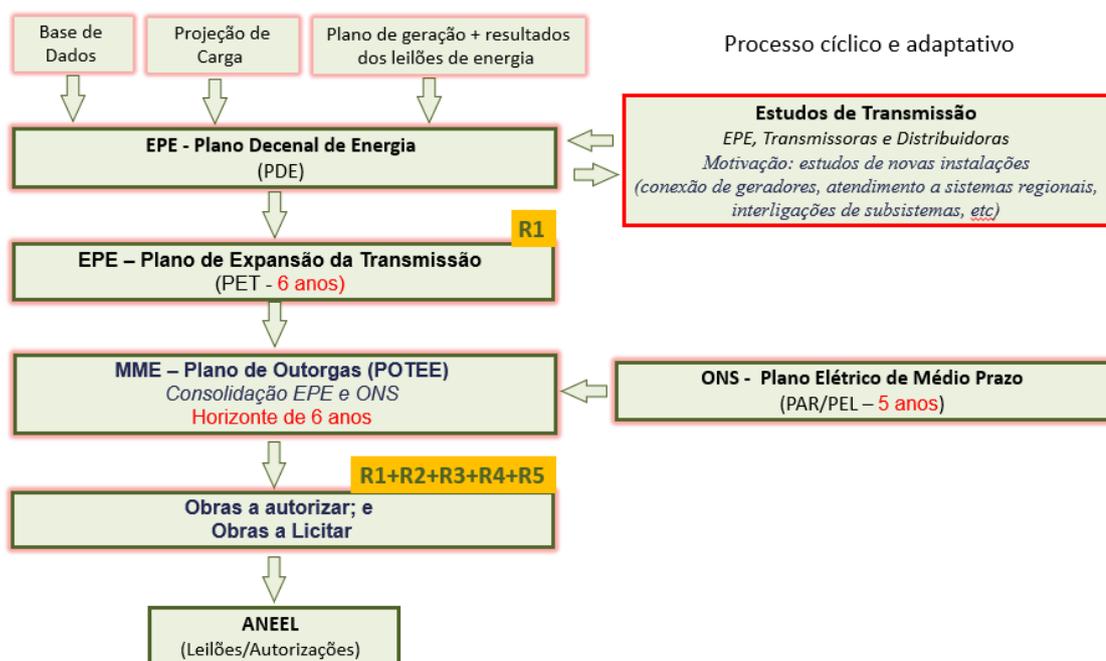


Figura 3-2 Processo de Expansão da Transmissão (Fonte: EPE, 2019)

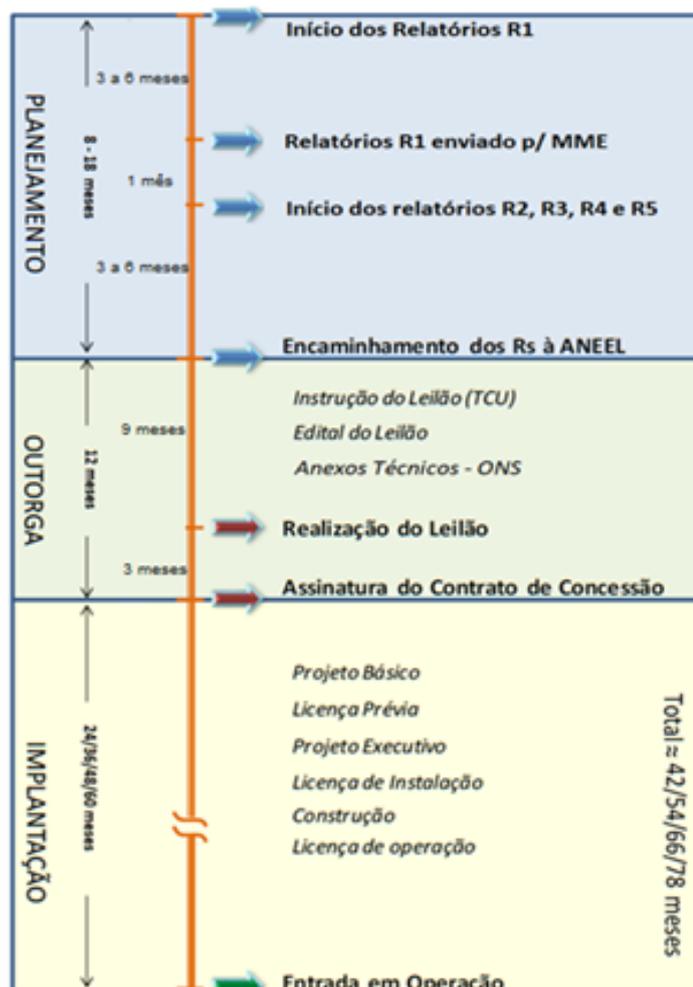


Figura 3-3 – Etapas do processo de expansão da transmissão (Fonte: EPE, 2019).

3.2.1 Leilão e Implantação dos Empreendimentos de Transmissão

A efetivação do Leilão se dá em conformidade com a Lei nº 9.427/1996 que define em seu 3º artigo a seguinte atribuição à ANEEL.

[...] II - promover, mediante delegação, com base no plano de outorgas e diretrizes aprovadas pelo Poder Concedente, os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;

A remuneração dos empreendimentos de transmissão, denominada RAP (receita anual permitida), é definida pela ANEEL. Tal remuneração se refere ao valor a ser pago e corrigido anualmente pelo IPCA ao longo de 30 anos. A ANEEL define a RAP máxima com base nos

parâmetros econômicos, custos de instalações, manutenção, operação e características regionais específicas de cada empreendimento. O vencedor do leilão é o agente que apresentar o menor valor RAP.

É importante destacar que as novas instalações a serem agregadas à Rede Básica devem atender os requisitos técnicos mínimos definidos nos Editais de Licitação, bem como os estabelecidos pelos Procedimentos de Rede do ONS (GOMES, 2012).

Após a assinatura do contrato de concessão, a transmissora vencedora do certame deve submeter o Projeto Básico das instalações para o ONS. Nesta etapa o ONS avalia se o projeto vencedor atende os requisitos técnicos estabelecidos pelo Edital e pelos Procedimentos de Rede. Caso o projeto não atenda tais requisitos, a transmissora deverá adequar o projeto, sob possível penalidade de não entrar em operação e, portanto, não receber a RAP até que adequações sejam realizadas.

Além da etapa do projeto básico, a transmissora deve buscar, junto aos com os órgãos ambientais competentes, as licenças ambientais necessárias para execução das obras, sejam elas federais, estaduais ou municipais. Vale salientar que esta etapa, a depender da localização do empreendimento, pode ser um caminho crítico do projeto.

O início da elaboração do projeto executivo e da construção dos empreendimentos não está necessariamente vinculado à finalização das etapas anteriores. Empreendimentos de transmissão muitas vezes possuem uma extensão considerável, logo, as obras nos locais mais acessíveis e com menores exigências ambientais podem ser iniciadas antes da obtenção de todas as licenças, bem como aprovações de todo o projeto básico.

O planejamento adequado por parte da transmissora na condução de tais etapas é vital para o sucesso do empreendimento, uma vez que atrasos são penalizados e as antecipações das obras, mais recentemente, possibilitam o recebimento antecipado da RAP. A antecipação de obras tem sido uma estratégia amplamente utilizada e perseguida pelas transmissoras como forma de maximizar os retornos dos empreendimentos.

Capítulo 4 - Análise descritiva dos Leilões de Transmissão de Energia

As análises apresentadas neste capítulo possuem dois objetivos principais. O primeiro é a compreensão do comportamento do mercado de transmissão sob vários aspectos, como:

- o comportamento da rentabilidade ofertada pelo poder concedente;
- as origens dos agentes vencedores dos leilões e do capital, seja ele nacional, privado, estatal ou estrangeiro;
- as taxas internas de retorno estimadas a partir dos lances;
- os prazos implantação verificados e
- o nível das penalidades aplicadas aos empreendimentos.

A partir do exame dos aspectos elencados, procurou-se examinar o amadurecimento do mercado no período entre 1999 e 2019. A maior ou menor maturidade do mercado pode ser expressa pela diversificação dos agentes vencedores dos leilões, pelo exame da convergência e taxa de retorno ou pelo nível dos deságios observados ao longo da série histórica dos leilões de transmissão.

O segundo objetivo é a estruturação das variáveis explicativas para fundamentar a investigação da relação ou impacto das variáveis econômicas nos prazos de implantação e na performance operacional das Linhas de Transmissão (LT) licitadas nos leilões de transmissão da ANEEL.

Para realização das análises descritivas foram utilizadas duas fontes de dados primárias. A primeira são informações relativas aos investimentos, o valor da RAP máxima, da RAP vencedora, bem como informações relativas às datas de assinaturas dos contratos e da entrada em operação dos empreendimentos. Os dados estão disponibilizado na REH 2565/2019 (ANEEL, REH - 2565/2019, 2019) , na página de Fiscalização do serviço público de energia elétrica (ANEEL, Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão, 2020) e na página referente aos Leilões de Transmissão (ANEEL, Leilões de Transmissão, 2020).

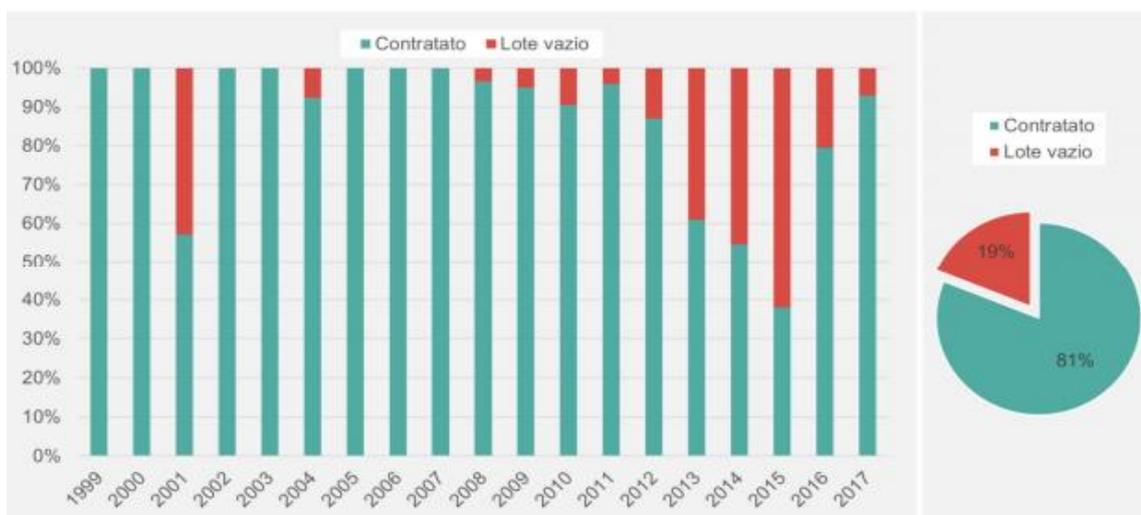
Para avaliação das penalidades dos empreendimento ao longo dos anos foi realizado um levantamento do desempenho operacional das linhas de transmissão da Rede Básica entre ano de 2010 ao ano de 2018. O total de observações é igual 403, portanto, a amostra possui tamanho adequado para as análises realizadas. Tais informações estão disponíveis ao público no site da ANEEL (ANEEL, Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, 2020).

O tratamento dos dados e a realização do processamento da regressão foi realizado através do programa computacional R (THE R PROJECT, 2019). A escolha do programa R se dá pelo fato do programa possuir uma extensa biblioteca contendo rotinas para tratamento de dados e algoritmos para realização das regressões, além de ser uma plataforma de código aberto, o programa R é gratuito.

4.1 Fases dos leilões de Transmissão

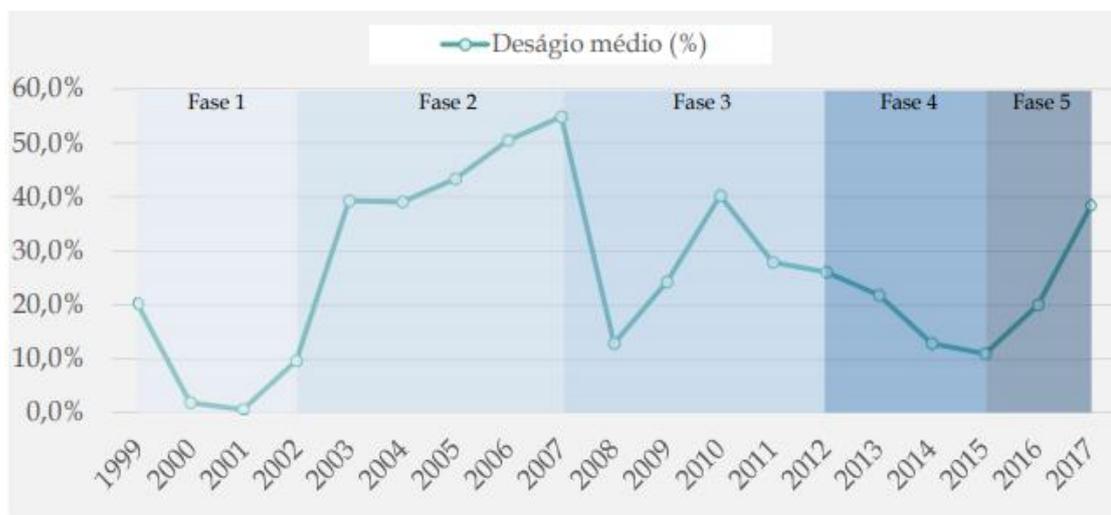
Historicamente, o processo de expansão através dos leilões mostrou-se bem-sucedido, e por essa razão, poucas modificações foram realizadas desde o início do modelo, em 1999. Os gráficos 4-1 e 4-2 apresentam o nível contratação e o deságio médio para os leilões entre os anos 1999 e 2017. Tais gráficos foram extraídos de um estudo realizado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico (GESEL - UFRJ), em que foi avaliado o papel dos leilões no setor de transmissão.

Foi possível constatar que os níveis de contratação permaneceram em patamares elevados ao longo dos anos, com exceção de dois períodos, o primeiro em 2001 e o segundo entre os anos de 2013 e 2015. Além disso, observou-se que o nível dos deságios possui uma correlação negativa com o nível de interesse pelos leilões, de acordo com o percentual de lotes contratados.



Fonte: Elaboração Gesel baseado em documentos da ANEEL, 2017.

Gráfico 4-1 - Resultado geral dos leilões de transmissão: 1999-2017 (Castro, Martini, Brandão, & Ludovique, 2018)



Fonte: Elaboração Gesel baseado em documentos da ANEEL, 2017.

Gráfico 4-2 - Deságios médios anuais dos leilões de transmissão de 1999 a 2017 (Castro, Martini, Brandão, & Ludovique, 2018)

De acordo com o trabalho de Castro, Martini, Brandão, & Ludovique, (2018) a primeira fase dos leilões, de 1999-2002, foi marcada por dois principais aspectos: i) os riscos e incertezas inerentes ao novo modelo de contratação dos serviços de transmissão; ii) a crise enfrentada pelo SEB em 2001-2002, que resultou na necessidade de racionamento no uso da energia elétrica e, conseqüentemente, em uma crise econômica.

Tais fatores explicam os deságios reduzidos e o elevado número de lotes sem propostas no ano de 2001, o que demonstra um nível baixo de concorrência e de interesse pelos investidores, que exigiram maiores prêmios para aquisição dos lotes. A maioria dos agentes interessados tinham como característica um histórico de atuação no mercado de construção de infraestrutura, também conhecido como *Engineering, Procurement and Construction* (EPC).

A segunda fase, de 2003-2007, caracterizou-se principalmente pela estruturação de um novo modelo, em que o estado concentrou os esforços na expansão da capacidade instalada. Uma das ações nesse sentido foi a participação das empresas públicas do setor elétrico nos leilões de transmissão. Tal ação, somada à experiência dos leilões nas primeiras fases, aumentou o número de interessados nos leilões e, conseqüentemente, gerou maior competitividade e maiores deságios.

Em 2007 ocorreu uma modificação na regra de remuneração dos empreendimentos, em que a RAP, após 15 anos de operação do ativo, passou a não sofrer a redução de 50% (Castro,

Martini, Brandão, & Ludovique, 2018). Essa elevação da receita é uma possível explicação para o pico dos deságios identificados nesse ano.

A terceira fase, 2008-2012, foi marcada principalmente pela crise internacional de 2008. Observa-se no ano de 2008 uma redução acentuada dos deságios, porém nos anos seguintes verifica-se um aumento moderado, explicado principalmente pela participação das empresas públicas.

A quarta fase, 2013-2015, é bem caracterizada pelos impactos da Medida Provisória nº 579, que buscou redução da conta de energia para o consumidor final por meio de renovações das concessões dos empreendimentos de geração e transmissão realizados antes do ano 2000. As renovações por um período de 30 anos foram vinculadas a reduções das RAP e indenizações aos agentes por parte do governo. Tal fato gerou problemas de fluxo de caixa nas transmissoras tradicionais, principalmente nas vinculadas ao grupo Eletrobrás, o que reduziu a capacidade de investimento de tais empresas. Dado o elevado grau de participação das empresas públicas nos leilões durante a terceira fase, a consequência observada nesse período foi um elevando número de lotes sem proponentes, bem como níveis muito baixos de deságios.

As análises realizadas a seguir utilizam as referências temporais concebidas no trabalho de Castro, Martini, Brandão, & Ludovique (2018). Portanto, as definições das fases de 1 a 5 são utilizadas com variáveis que contextualizam e agrupam importantes eventos ocorridos no setor elétrico, bem como a conjuntura política e econômicas do país em cada uma das fases. Em relação a Fase 5 são incluídos nesse trabalho, os leilões realizados nos anos de 2018 e 2019, discutidos mais à frente.

Vale destacar que as análises realizadas desconsideram alguns dos lotes relativos às fases 1 a 4 que, apesar terem obtido lances vencedores, não entraram em operação por eventos posteriores aos leilões, como falência de empresas. A razão da exclusão de lotes que não foram concluídos se deve ao fato de que informações vinculadas às conclusões das obras serem fundamentais para os objetivos do trabalho.

A maioria dos lotes leiloados na Fase 5, apesar estarem em fase de projeto e construção quando da elaboração deste trabalho, foi incluída em algumas análises para verificação de tendências. Foram avaliados 322 dos 419 lotes ofertados entre 1999 e 2019, incluindo os lotes da Fase 5. Nas avaliações em que são necessárias informações relativas às conclusões das obras, os empreendimentos da Fase 5 não concluídos e os empreendimentos caducados das demais fases foram retirados da análise, resultando em uma amostra de 144 lotes.

4.2 Deságios nos leilões e RAP contratada

No gráfico a seguir, foram adicionados os anos de 2018 e 2019, em complemento às análises elaboradas pelo GESEL. É possível inferir, de acordo com linha de tendência, que a fase 5 se estende até o ano de 2019. Observou-se ainda que a média dos deságios é crescente, situando-se próximos a 50% em 2018 e 60% em 2019.

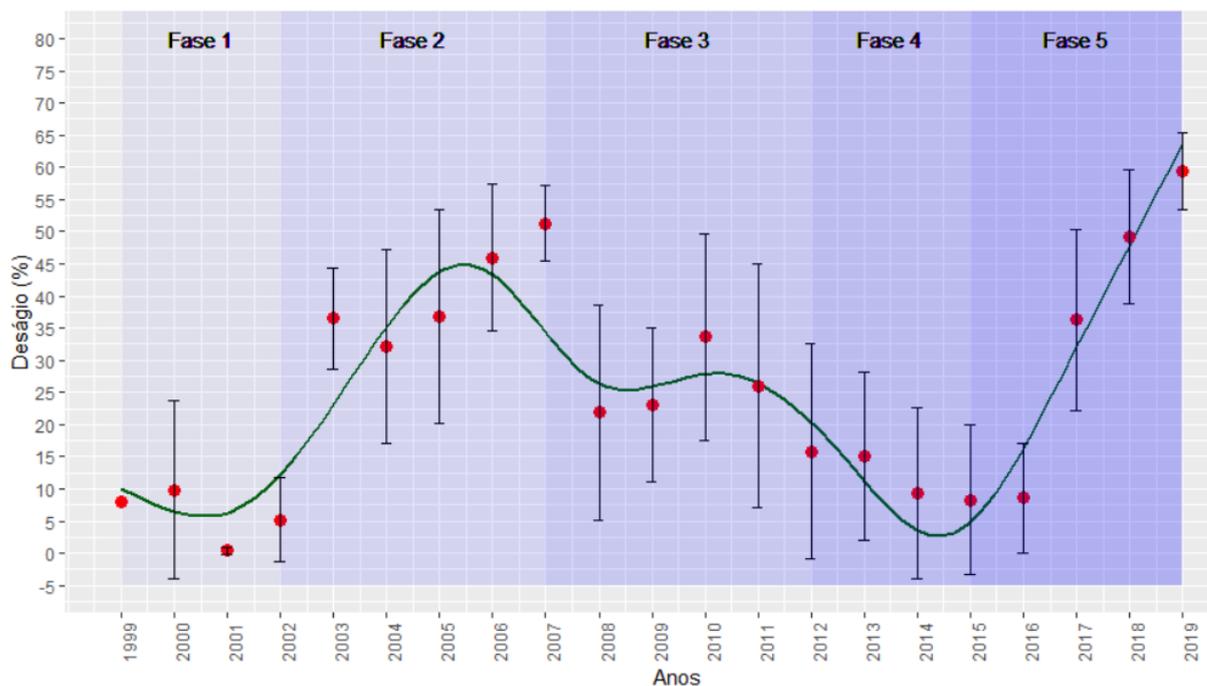


Gráfico 4-3 - Média dos deságios anuais e respectivos desvios, leilões de transmissão de 1999 a 2019 (Fonte: Elaboração baseada em documentos da ANEEL, 2020).

Os pontos vermelhos representam as médias dos deságios para cada ano, as barras verticais representam o valor de um desvio padrão, acima e abaixo da média. A curva apresentada tem caráter ilustrativo, e representa a tendência de evolução das médias ao longo dos anos.

O Gráfico 4-4 apresenta a cifra das receitas contratadas em todos os leilões de transmissão da ANEEL entre os anos de 1999 e 2019, desconsiderando os empreendimentos sem lance e caducados. Os segmentos das barras fornecem a proporção dos valores das RAP de cada lote e o número de segmentos os quantitativos de lotes em cada leilão. Os valores apresentados estão atualizados pelo IPCA, tendo como referência o índice de dezembro de 2019.

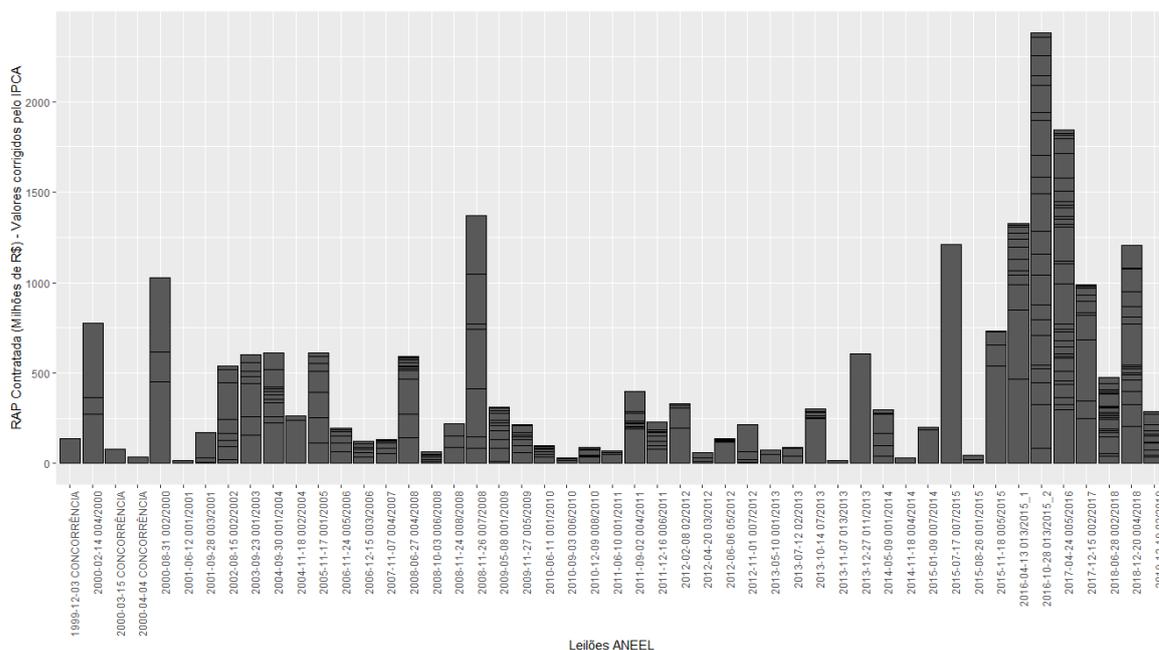


Gráfico 4-4 – Valores das RAP contratadas nos leilões de transmissão de 1999 a 2019, atualizados pelo IPCA (Fonte: Elaboração própria baseada em documentos da ANEEL, 2020 e do IBGE).

O somatório dos valores de RAP máximas ofertadas nos leilões em todo o período foi aproximadamente R\$ 30 bilhões, já o somatório dos valores das RAP de fato contratadas (apresentados no Gráfico 4-4) foi cerca de R\$ 22 bilhões, valores esses atualizados pelo IPCA tendo como referência o mês de dezembro de 2019. Portanto, o deságio global dos leilões foi cerca de 27%, gerando uma economia anual de R\$ 8 bilhões para os consumidores.

Os dois aspectos elencados, competitividade e volume de empreendimentos contratados, demonstram a retomada de confiança dos investidores e sinalizam o vigor do modelo de contratação de empreendimentos de transmissão de energia.

Observou-se que, além da competitividade caracterizada pelos altos deságios, a Fase 5 se destaca pelo elevado número de empreendimentos e valores das receitas anuais contratadas.

Uma explicação para o grande número de lotes, e consequentemente o destacado valor de RAP contratada, são os empreendimentos não arrematados entre os anos de 2012 e 2016 (Fases 3 e 4), relicitados posteriormente.

Além dos empreendimentos sem lance, vale salientar que houve um expressivo número de lotes caducados entre os anos de 2011 e 2014, conforme apresentado no Gráfico 4-5. A licitação posterior de tais lotes, somados aos lotes sem lance, corrobora para o expressivo número de lotes licitados durante a Fase 5.

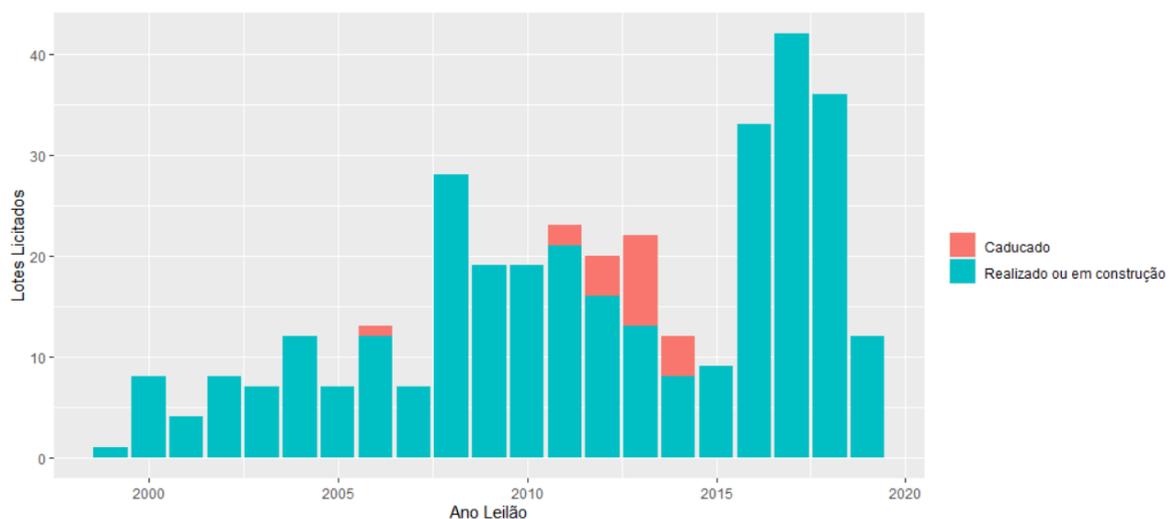


Gráfico 4-5 – Número de lotes caducados dos leilões de transmissão: 1999-2019 (Fonte: Elaboração própria baseada em documentos da ANEEL, 2020).

Para melhor compreender a distribuição geográfica dos empreendimentos, o Gráfico 4-6 apresenta os montantes de RAP contratada distribuídos de acordo com as Fases dos leilões e Regiões onde os lotes estão localizados.

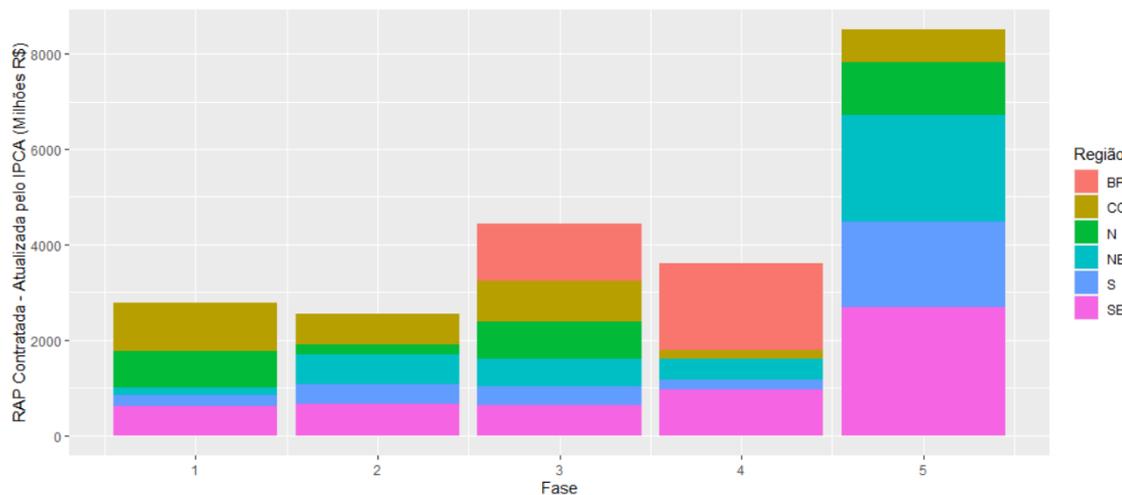


Gráfico 4-6 – Distribuição das RAP contratadas de acordo com as Fases e Regiões, valores atualizados para dezembro de 2019 (Fonte: Elaboração própria baseada em documentos da ANEEL e IBGE, 2020).

A definição da região dos lotes muitas vezes abrange duas regiões, porém, para distribuição apresentada foi definida apenas uma região por lote. A definição da localização de um determinado lote levou em consideração a localização majoritária dos empreendimentos, bem como aspectos geográficos das localidades na fronteira entre as regiões. Para o bipolos de corrente contínua foi criada uma classificação própria, representada pela sigla BP, uma vez que

os mesmos, além de possuírem um elevado volume de investimentos, estão presentes em três regiões distintas.

A título de exemplo, o lote 2 do leilão 013/2015 2º Etapa, possui cerca de 537 km de extensão de linhas de transmissão, onde aproximadamente 3/4 dos empreendimentos estão localizados no estado de Minas Gerais. Portanto, tal lote foi classificado como localizado na região Sudeste, conforme ilustrado pela Figura 4-1.

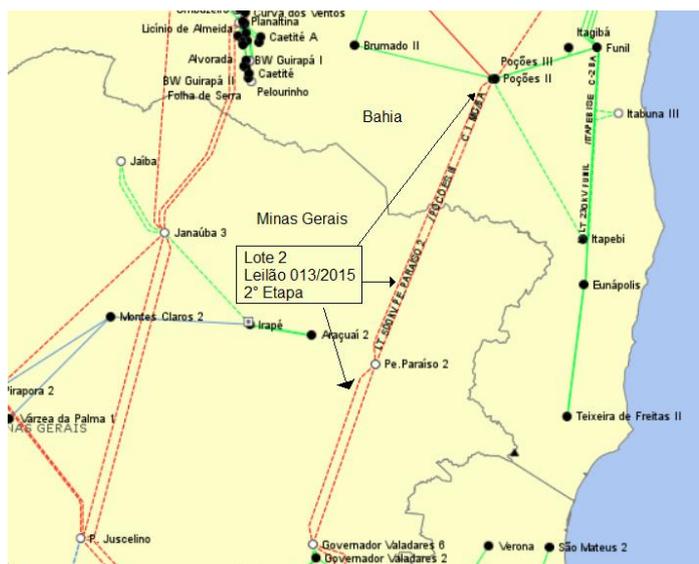


Figura 4-1 – Localização geográfica do Lote 2, Leilão 013/2015 2º Etapa (Fonte: ONS)

Na primeira fase dos leilões há notadamente uma maior concentração de lotes localizados nas regiões Norte e Centro-Oeste do país. Tal indicação sinaliza um dos objetivos do recém implementado modelo de expansão da transmissão: promover a integração e interligação dos submercados de energia.

Durante as Fases 2 e 3, observou-se um maior equilíbrio na distribuição das RAP contratadas entre as regiões. Vale destacar que na Fase 3 são licitados os bipolos em corrente contínua, relacionados ao aproveitamento energético do Rio Madeira.

Na Fase 4 foram licitados outros dois bipolos de corrente contínua, relativos ao aproveitamento energético da Usina de Belo Monte. Apesar da baixa competitividade sinalizada pelos reduzidos deságios e o elevado número de empreendimentos sem lance, a RAP referente às conversoras e aos bipolos é bastante expressiva, aproximadamente 1,8 bilhões de reais em valores atualizados. Também há, durante a Fase 4, um aumento do montante de RAP contratada na Região Sudeste, devido principalmente à necessidade de escoamento da energia transmitida pelos dois bipolos.

Durante a Fase 5 foi verificado um expressivo aumento do volume de RAP contratada em todas as Regiões. Tal aumento se justifica principalmente pela licitação dos empreendimentos sem lance e caducados, relativos às Fases 3 e 4.

4.3 Rentabilidade dos Empreendimentos

Avaliar os deságios e o quantitativo das RAP contratadas por si só, não elucida as possíveis causas do aumento do interesse dos investidores nos leilões de transmissão. Uma das principais formas de tornar os investimentos mais atrativos é aumentar a rentabilidade dos empreendimentos.

O Gráfico 4-7 apresenta a relação RAP e investimento nos leilões ao longo dos anos. A curva azul representa a razão RAP/Investimento anterior à realização dos leilões, ou seja, RAP teto ofertada sob o investimento de referência da ANEEL. A curva vermelha apresenta a mesma razão, porém com as informações fornecidas pelos vencedores, RAP vencedora sob o investimento declarado em contrato.

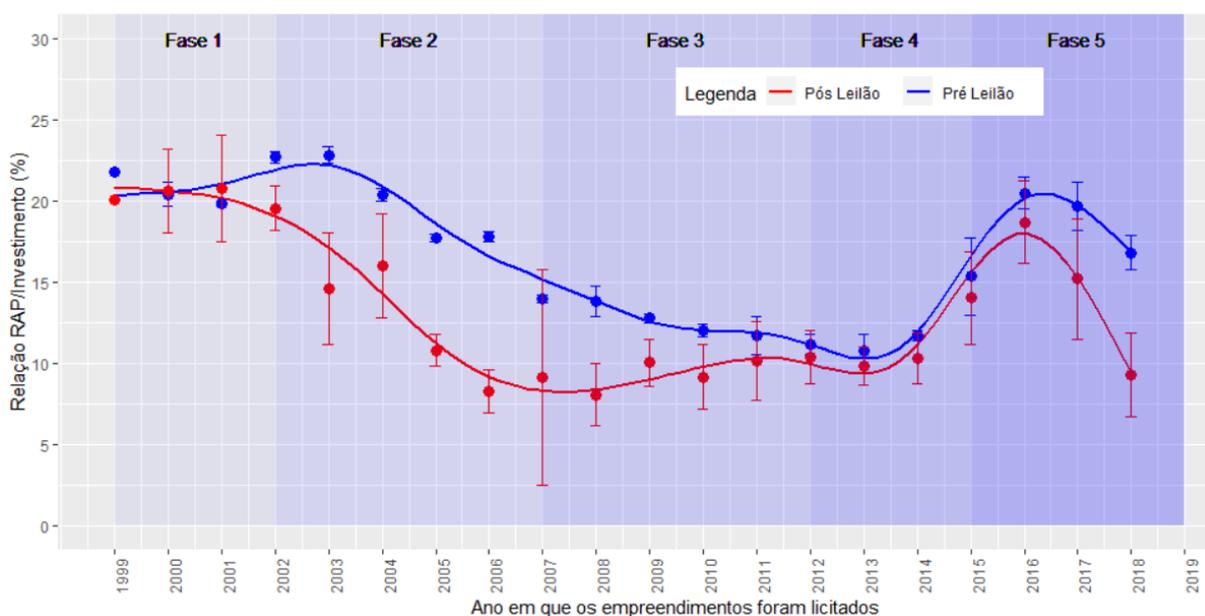


Gráfico 4-7 - Evolução da relação RAP/Investimento. Em azul, a relação apresentada nos editais, em vermelho os valores constantes nos contratos, distribuídos ao longo dos anos em que foram licitados (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos ANEEL, 2020).

Uma questão natural que surge ao observar os deságios e a relação RAP/investimento é a existência de uma possível relação entre as duas variáveis. É esperado que o aumento da

rentabilidade dos empreendimentos atraia mais competidores para os leilões, que por sua vez ofertarão receitas mais agressivas, e, portanto, maiores deságios.

O Gráfico 4-8 apresenta o resultado da regressão linear com toda a amostra, 322 lotes. O objetivo da análise é verificar se existe uma possível relação direta entre os deságios e a rentabilidade ofertada nos empreendimentos, independentemente do tempo e da conjuntura econômica das fases.

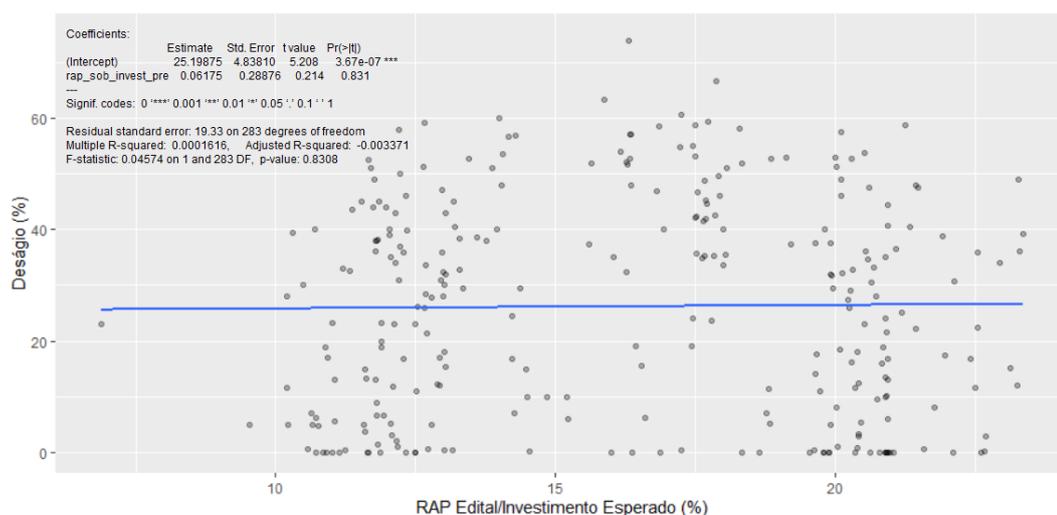


Gráfico 4-8 – Deságios explicados pela razão RAP/Investimento Esperado, etapa pré-leilão. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)

Observa-se que a relação entre as duas variáveis não é estatisticamente significativa. Portanto, não é possível afirmar que elevados deságios estão necessariamente ligados a um aumento da razão RAP/Investimento pelo Regulador na etapa pré-leilão, sendo necessário levar em consideração as explicações associadas às características conjunturais de cada fase, conforme discutido anteriormente.

Dado que as fases são definidas pelos patamares dos deságios verificados ao longo dos anos, é apresentado na Tabela 4-1 e no Gráfico 4-9 um recorte da relação entre os deságios e a rentabilidade ofertada, desagregados pelas cinco fases

Durante a Fase 1 nota-se uma relação positiva dos deságios e da rentabilidade. Na Fase 2, porém, a mesma relação é negativa, ou seja, existe uma tendência de redução dos deságios à medida que rentabilidade ofertada aumentada. Nas Fases 3 e 4 não há relação significativa entre os deságios e rentabilidade ofertada. Já a Fase 5 apresenta comportamento semelhante à Fase 2.

Tabela 4-1 – Resultado da regressão linear simples, Deságio (%) explicado pela rentabilidade ofertada (%), , de acordo com as Fases em que os empreendimentos foram licitados.

	Variável Dependente				
	Deságio (%)				
	Fase 1	Fase 2	Fase 3	Fase 4	Fase 5
$\frac{RAP_{teto}}{Investimento\ Edital}$ (%)	8.918** (3.632)	-3.999*** (1.089)	0.753 (1.620)	-1.470 (1.150)	-6.696*** (0.741)
Constant	-174.583** (73.922)	112.723*** (21.992)	19.005 (20.642)	29.819** (13.648)	160.463*** (13.973)
Observations	13	46	90	43	123
R ²	0.354	0.234	0.002	0.038	0.403
Adjusted R ²	0.295	0.217	-0.009	0.015	0.398
Residual Std. Error	9.617 (df = 11)	15.971 (df = 44)	17.250 (df = 88)	13.850 (df = 41)	16.041 (df = 121)
F Statistic	6.028** (df = 1; 11)	13.477*** (df = 1; 44)	0.216 (df = 1; 88)	1.633 (df = 1; 41)	81.596*** (df = 1; 121)

Nota:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

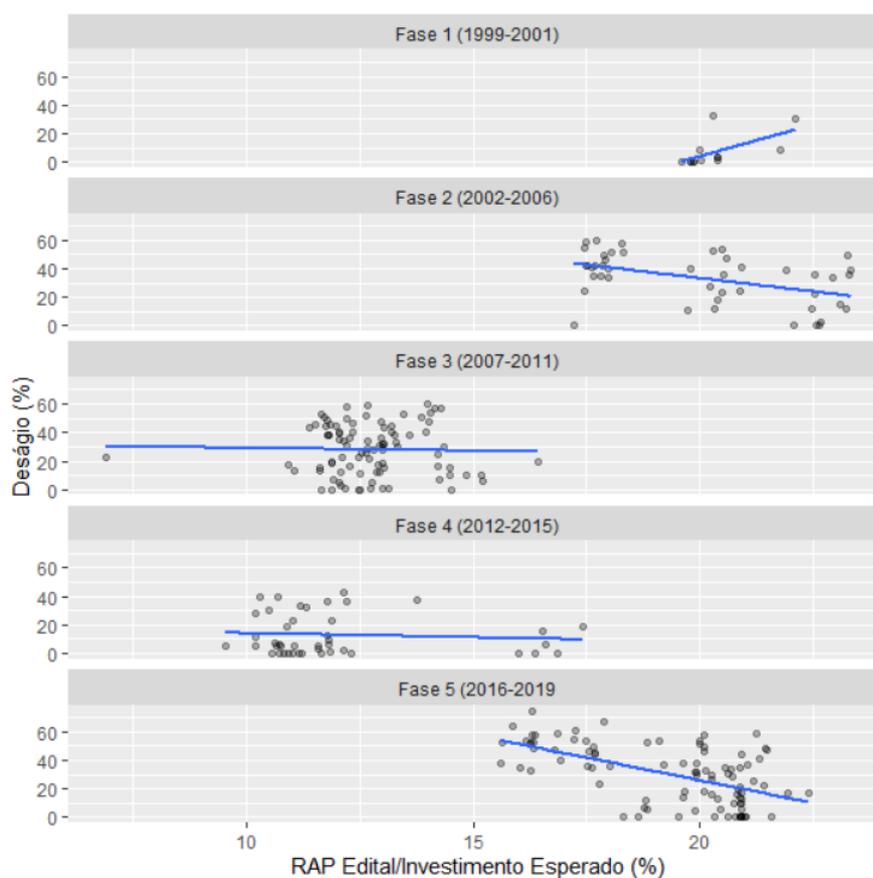


Gráfico 4-9 - Deságios explicados pela razão RAP/Investimento Esperado, etapa pré-leilão, de acordo com as fases. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)

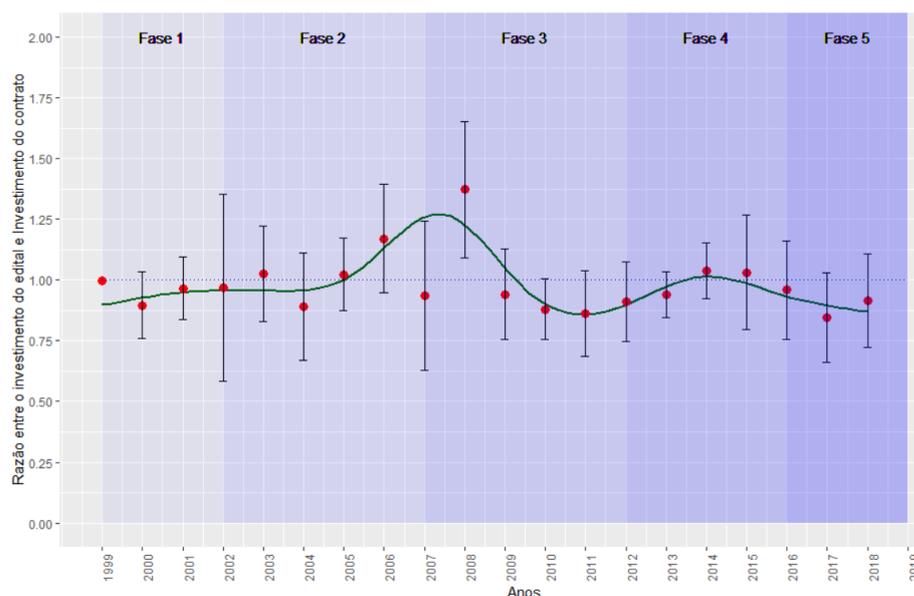


Gráfico 4-10 - Razão entre os investimentos estimados em edital e investimentos declarados em contratos. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)

Uma possível explicação para os comportamentos das Fases 2 e 5 (em que o nível de competição foi elevado) é a compatibilidade da percepção de risco dos empreendimentos pelo regulador e pelo mercado. A ANEEL determina uma rentabilidade mais elevada para empreendimento de maior complexidade. Os agentes, percebendo maiores riscos, apresentam lances menos arrojados. Tal relação pode não ser percebida nas fases menos competitivas pelo fato dos patamares dos lances já estarem relativamente próximos ao ofertado pelo regulador.

De maneira geral, os valores declarados pelos agentes no momento da assinatura dos contratos tendem a ser próximos às referências da ANEEL, conforme pode ser verificado no Gráfico 4-10. Portanto, a diferença entre as curvas apresentadas no Gráfico 4-7 possui alguma relação com os deságios apresentados no Gráfico 4-3.

O Gráfico 4-11 apresenta o resultado da regressão linear simples dos deságios explicados pela diferença da razão RAP/Investimento Pré e Pós leilões, confirmando tal constatação.

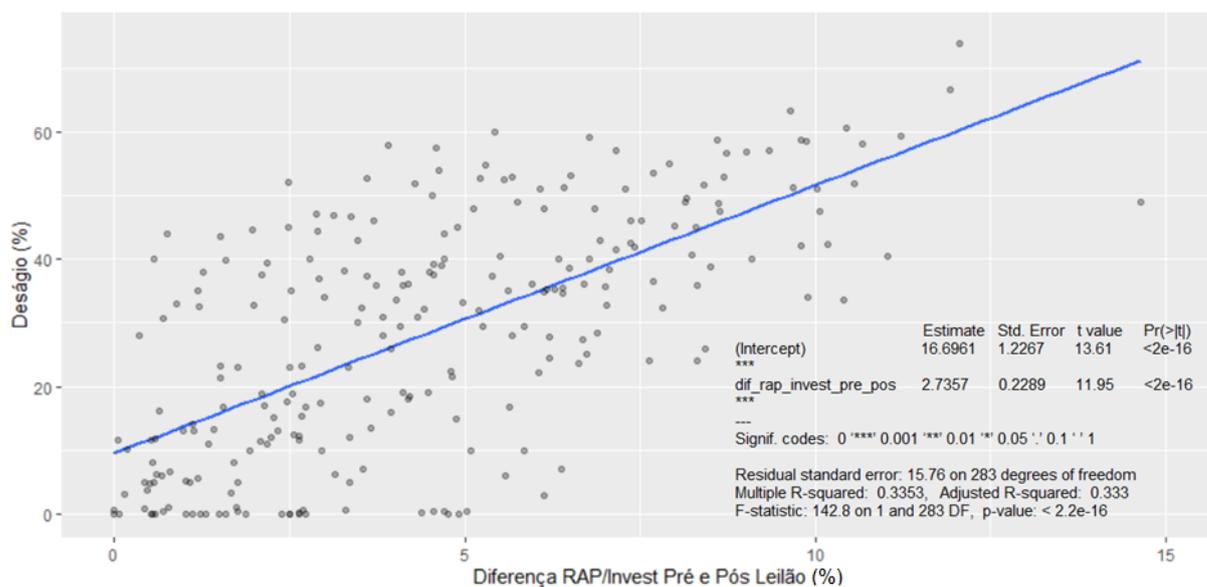


Gráfico 4-11 – Deságios explicados pela diferença entre RAP/Investimento Pré e Pós Leilão.
 (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos disponíveis no site da ANEEL)

4.4 Composição Societária dos grupos vencedores dos leilões

Desde a adoção do novo modelo de transmissão, uma série de novos agentes passaram a fazer parte desse mercado, muitos deles provenientes de setores diferentes do setor elétrico, como o construção de infraestrutura, equipamentos, fundos de investimentos, dentre outros.

O Gráfico 4-12 desagrega o resultado dos leilões pela participação ponderada pelos investimentos para os 322 lotes analisados, separados de acordo com a origem dos setores das empresas que vencedoras.

Para classificar a composição societária dos lotes leiloados, à foram definidas seis principais categorias para as empresas vencedoras:

- i) bancos ou fundos de investimento;
- ii) empresas do ramo de construção de infraestrutura e equipamentos estrangeiras;
- iii) empresas privadas do setor elétrico estrangeiras;
- iv) empresas do ramo de construção de infraestrutura e equipamentos nacionais;
- v) empresas privadas do setor elétrico nacional
- vi) empresas públicas do setor elétrico.

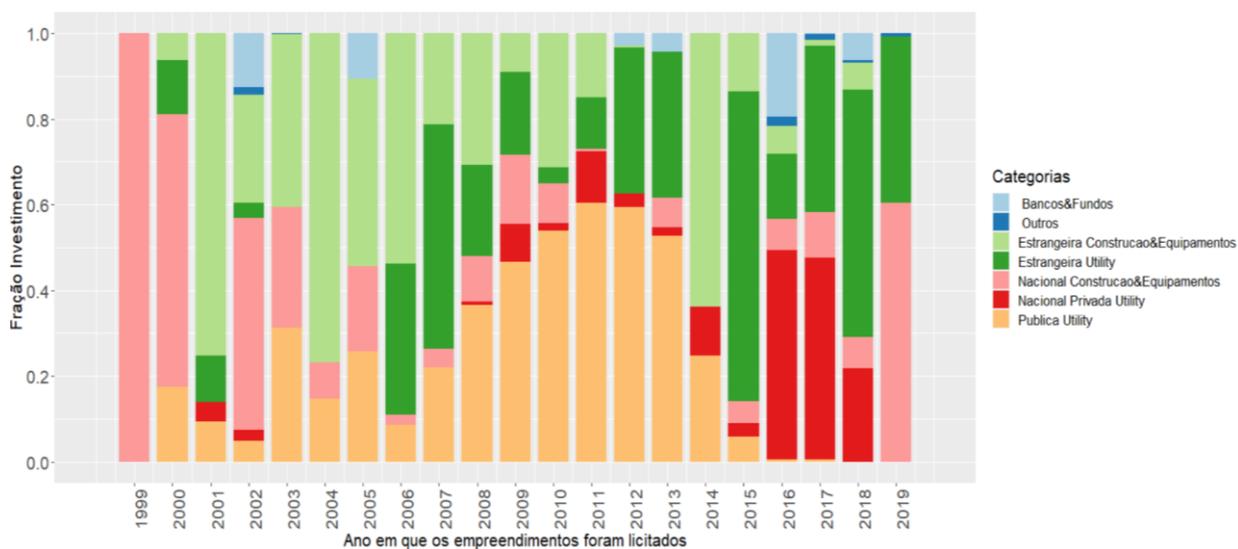


Gráfico 4-12 – Setores das empresas vencedoras dos leilões de transmissão ponderado pelo investimento total a cada ano (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).

O Gráfico 4-13 apresenta as categorias agrupadas de acordo com as 5 fases dos leilões, o que possibilita uma melhor verificação das tendências.

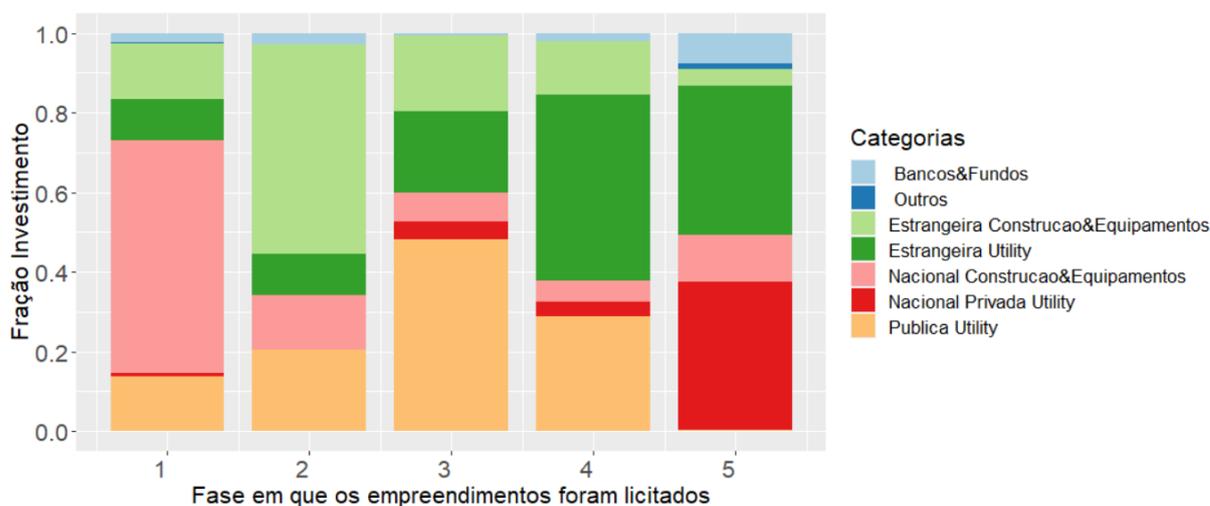


Gráfico 4-13 – Setores das empresas vencedoras dos leilões de transmissão ponderado pelo investimento total a cada Fase (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).

O Gráfico 4-14 fornece as estimativas de investimento em cada fase, segundo a ANEEL, e auxilia a compreensão dos montantes envolvidos em cada categoria apresentada no Gráfico 4-13. Os valores apresentados estão corrigidos pelo IPCA, tendo como referência o mês dezembro de 2019.

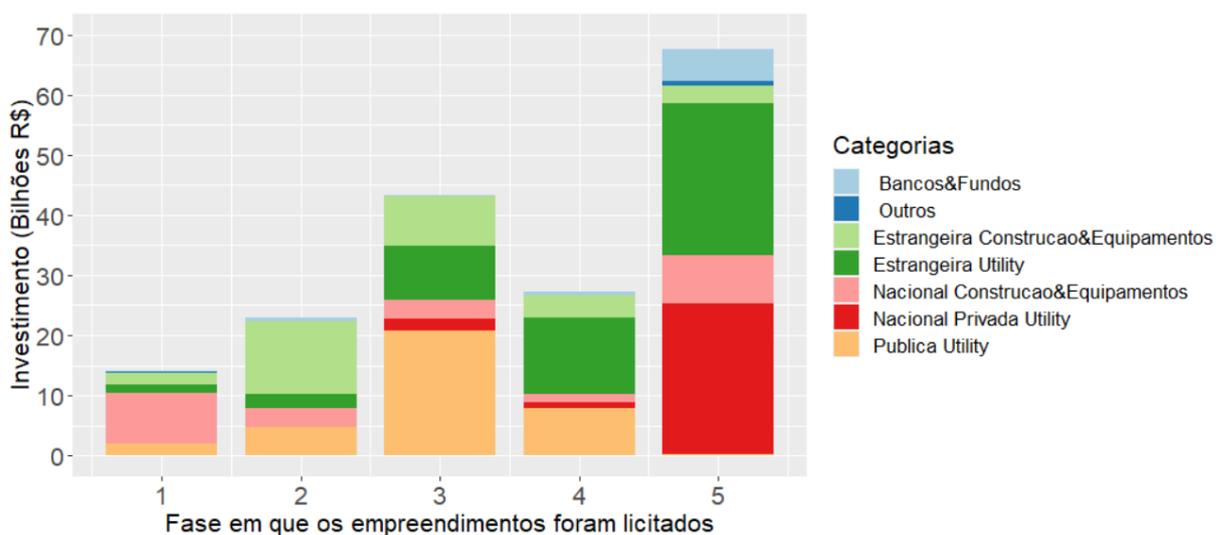


Gráfico 4-14 – Investimento estimado pela ANEEL em cada Fase, valores corrigidos pelo IPCA (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).

A primeira fase é visivelmente marcada pela predominância de empresas nacionais do ramo de construção de infraestrutura e equipamentos, com menor participação de empresas estatais e estrangeiras. Tal constatação pode ser explicada pela maior disposição de tais grupos assumirem riscos dentro de um novo modelo, principalmente pela característica sinérgica dos empreendimentos com as empresas vencedoras, uma vez que a execução das obras gera demanda para seus setores de origem.

Na segunda fase foi possível observar que a maior parte do investimento foi realizado pelas empresas estrangeiras dos setores de construção e equipamentos, principalmente por grupos espanhóis (Castro, Martini, Brandão, & Ludovique, 2018). Também foi identificado um aumento da participação de empresas nacionais do setor de transmissão e geração, tanto públicas como privadas. O aumento da participação de empresas estrangeiras, bem como de empresas do segmento de transmissão e geração, demonstra o aumento do interesse pelo serviço de transmissão, o que consequentemente, aumentou competitividade. Outro ponto que merece destaque é o aumento dos investimentos realizados em relação a Fase 1, além dos elevados deságios que caracterizam a Fase 2.

Na terceira fase verificou-se grande expansão dos investimentos realizados, próximo a R\$ 45 bilhões, bem como um aumento significativo da participação das empresas públicas brasileiras, superando a fração das empresas dos setores de construção e equipamentos, tanto nacionais como estrangeiras.

Vale destacar que a terceira fase foi marcada pela crise internacional de 2008 e, desse modo, uma explicação para o aumento tanto do volume investido quanto da participação das empresas estatais, foi a adoção de políticas econômicas anticíclicas do então governo. Outro fato relevante que ocorreu durante a Fase 3 foi a construção dos dois bipolos de corrente contínua para o escoamento energético do Rio Madeira, que correspondem a investimentos da ordem de R\$ 6 bilhões reais (valores atualizados).

Observou-se durante a quarta fase uma forte retração dos investimentos, bem como uma expressiva redução da participação das empresas estatais. Marcada principalmente pelos impactos da Medida Provisória n° 579, a quarta fase é a que apresenta os menores níveis de deságios e os maiores níveis de lotes sem proponentes. A redução da receita proposta pelo governo às empresas que aderiram às renovações das concessões, empresas estatais e alguns grupos privados, impactou fortemente a capacidade de investimento dessas empresas, além de gerar uma percepção de risco mais elevada nos investidores do setor de transmissão.

A quinta fase apresentou uma forte expansão nos montantes investidos, com o maior patamar de investimento verificado dentre todas as Fases. A Fase 5 foi marcada principalmente pelo predomínio das empresas privadas do setor elétrico e pela inexpressiva participação das empresas estatais brasileiras. Vale destacar que esta é a fase com maior nível de competitividade dos leilões, apresentando os maiores deságios registrados, conforme destacado nos Gráfico 4-3.

Também foi observado na quinta fase uma grande expansão dos investimentos oriundos diretamente do setor financeiro, sendo esses equiparados aos investimentos realizados pelas empresas de construção e equipamentos nacionais e estrangeiras.

O leilão de 2019, apesar de ser o que possuiu o menor volume de RAP contratada durante a quinta fase, Gráfico 4-4, foi o que apresentou os maiores deságios médios, e também a menor dispersão dos deságios de toda série histórica dos leilões. Portanto, tal ano pode ser classificado como o mais competitivo desde 1999.

Observou-se que houve um expressivo aumento das empresas do setor de construção de infraestrutura e montagem em detrimento das empresas privadas do setor elétrico, o que torna o ano de 2019 atípico em relação aos demais anos da quinta fase no que tange à composição societária dos investimentos realizados.

Os Gráfico 4-12 e Gráfico 4-13 apresentam a composição societária das SPE, levando em consideração a fração de cada sócio dos empreendimentos. Já o Gráfico 4-15 apresenta um recorte em que foi considerado apenas a classificação societária do grupo controlador dos

empreendimentos. A empresa controladora é definida sendo aquela que possui maior percentual na participação societária de cada lote.

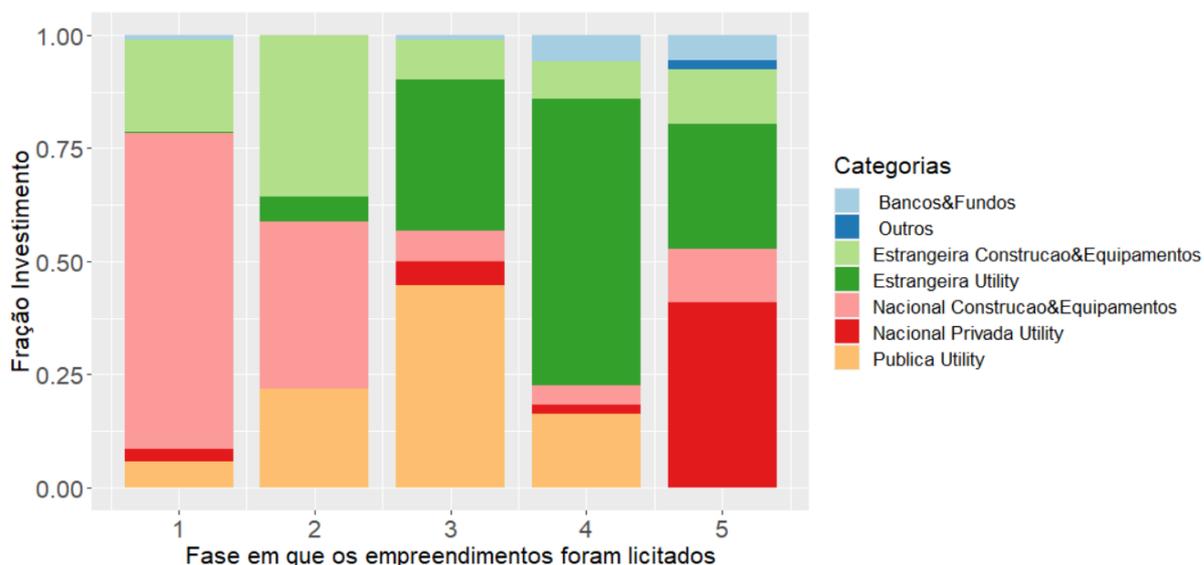


Gráfico 4-15 – Setores das empresas controladoras dos lotes arrematados ponderados pelo investimento total a cada Fase (Fonte: Elaboração própria baseado em documentos da ANEEL, 2020).

Foi possível notar uma menor fração dos investimentos controlados pelo setor público nas quatro primeiras fases, sendo essa diferença mais expressiva na terceira fase. Tal observação demonstra que uma parte dos investimentos realizados pelas empresas estatais foram como sócios minoritários nas SPE vencedoras dos leilões.

Com exceção das empresas do setor de construção nacionais e estrangeiras durante a Fase 2, as frações dos investimentos verificados no Gráfico 4-13 e no Gráfico 4-15 são muito próximas.

4.5 Prazos de Implantação dos Empreendimentos

As datas de necessidade dos empreendimentos licitados são definidas na etapa de planejamento e na preparação dos editais. Tais prazos baseiam-se nas expectativas de expansão da demanda e oferta de energia de uma dada região.

O Gráfico 4-16 apresenta os prazos de implantação verificados dos lotes, desde a data da assinatura contrato até o comissionamento do empreendimento e os prazos estabelecidos em edital, distribuídos ao longo dos anos em que os lotes foram licitados. A amostra faz referência

a lotes licitados entre os anos 2004 e 2017 cujas obras foram finalizadas até o mês agosto de 2020, totalizando 144 observações (ANEEL, Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão, 2020).

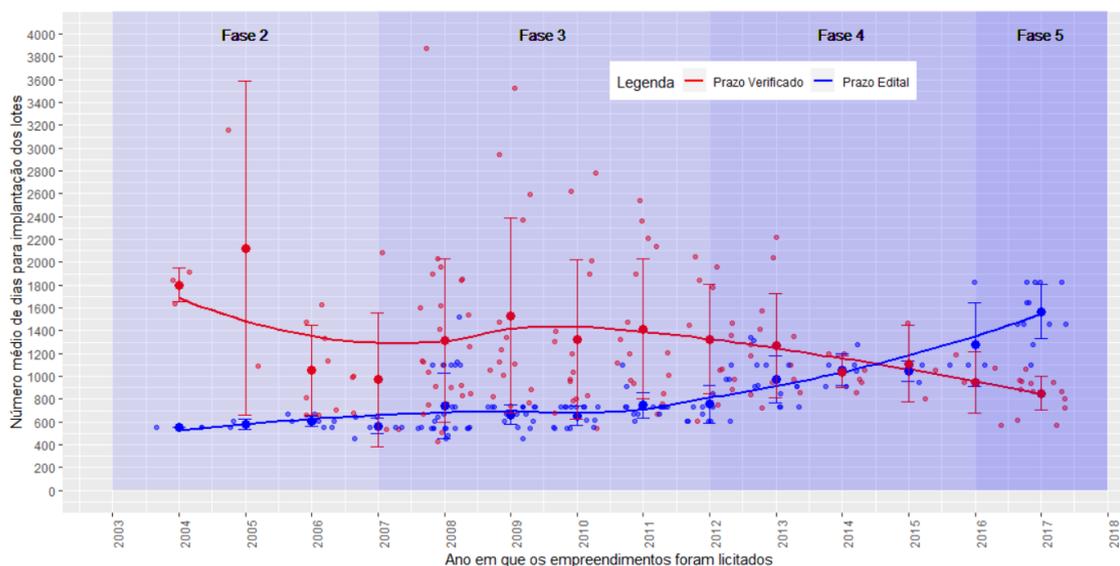


Gráfico 4-16 – Prazos verificados (vermelho) e prazos estabelecidos em Edital (azul) dos equipamentos de transmissão, distribuídos ao longo dos anos em que foram licitados (Fonte: Elaboração baseada em documentos da ANEEL, 2020).

Durante as fases 2 e 3 observou-se que houve um descolamento acentuado entre a expectativa dos prazos de implantação das obras em relação e o de fato verificado. Durante as fases 4 e 5, nota-se que houve maior flexibilização por parte do regulador em relação aos prazos. Nessas fases, também foi observada uma nova tendência de redução nos prazos verificados para entrada em operação, sendo que a partir de 2015 o mercado, de maneira geral, passa atender a expectativa do regulador.

Podemos concluir que, tanto o mercado como o regulador, evoluíram a fim de melhorar o processo de implantação das novas obras de transmissão. Por parte do regulador, o aumento dos prazos e as possíveis antecipações remuneradas ajudam a explicar as reduções dos tempos de implantação verificados, especialmente nas fases 4 e 5. Vale destacar que a flexibilização dos prazos é também consequência do aumento do horizonte de planejamento. Nas primeiras fases, o horizonte adotado era em torno de três anos, posteriormente, nas fases 4 e 5, foi ampliado para períodos entre quatro e cinco anos, a depender do empreendimento.

Em relação às empresas do setor de transmissão, em função da experiência adquirida e dos incentivos mencionados, observou-se uma melhora significativa tanto na média quanto na dispersão dos tempos de implantação das obras.

Vale destacar que muitos empreendimentos licitados durante a Fase 5 ainda não foram concluídos, portanto, pode existir um viés de menor prazo para os lotes dessa Fase, uma vez que apenas os empreendimentos com menores prazos de implantação foram concluídos no momento da realização dessa pesquisa.

4.5.1 Etapas de Implantação dos Empreendimentos

As etapas intermediárias dos empreendimentos são determinantes para que se cumpra os prazos de implantação das obras de transmissão. Portanto, uma avaliação das fases do processo possibilita compreender quais são as etapas críticas. A seguir é apresentado um breve resumo das principais etapas da implantação dos empreendimentos, conforme apresentado na Figura 3-3

Um das primeiras etapas do empreendimento é a elaboração do Projeto Básico. Nessa fase, os empreendedores devem demonstrar que a solução a ser implantada respeita as cláusulas presentes nos editais, os Procedimentos de Rede e as normas técnicas vigentes. Portanto, consiste em uma avaliação técnica dos empreendimentos licitados, ficando a cargo do ONS tal verificação. Após a avaliação da conformidade dos projetos, o ONS emite um parecer técnico para ANEEL, responsável pela aprovação do Projeto Básico.

A etapa do Projeto Executivo consiste em um maior detalhamento do projeto, fase em que são especificados os equipamentos e materiais a serem utilizados na execução. Como exemplo, é nessa etapa que são realizados o perfil e planta das linhas de transmissão, os cálculos das estruturas e os cálculos das fundações.

O licenciamento ambiental é um ponto bastante sensível nos empreendimentos de transmissão, dadas as grandes extensões de linhas e às áreas requeridas para implantação das subestações. As Licenças Prévia, de Instalação e de Operação são as principais licenças para os empreendimentos de transmissão. Abaixo segue a definição de cada uma, de acordo com o Ministério do Meio Ambiente (MMA, 2020):

- “Licença Prévia (LP): aprova a localização e concepção do empreendimento, atividade ou obra que se encontra na fase preliminar do planejamento atestando a sua viabilidade ambiental, estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implantação, bem como suprindo o requerente com parâmetros para lançamento de efluentes líquidos e gasosos, resíduos sólidos, emissões sonoras, além de exigir a apresentação de propostas de medidas de controle ambiental em função dos possíveis impactos ambientais a serem gerados.

- Licença de Instalação (LI): autoriza a instalação do empreendimento, atividade ou obra de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, fixando cronograma para execução das medidas mitigadoras e da implantação dos sistemas de controle ambiental.
- Licença de Operação (LO): autoriza a operação da atividade, obra ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento das medidas de controle ambiental e condicionantes determinadas nas licenças anteriores.”

A última etapa analisada foi o prazo de implantação das fundações dos empreendimentos. Tal marco foi escolhido por ser comum a todas as instalações, servindo, portanto, como uma referência de uma das etapas de construção. As etapas apresentadas não são necessariamente sucessivas, uma vez que pode existir um grau de superposição das mesmas.

Os gráficos abaixo apresentam os prazos de cumprimento das etapas intermediárias do processo de implantação. Os dados fazem referência a alguns lotes licitados entre os anos 2004 e 2017 cujas obras foram finalizadas até o mês agosto de 2020, totalizando 113 observações.

A Tabela 4-2 sumariza a distribuição estatística das observações do Gráfico 4-17 e do Gráfico 4-16.

De maneira geral, observou-se que o projeto executivo foi a etapa que apresentou a maior média de dias para ser encerrado. Vale destacar que o projeto executivo pode ser revisado à medida que o projeto avança, a depender das circunstâncias do empreendimento. Portanto, o elevado prazo médio identificado não o torna, necessariamente, um gargalo do processo. Já o prazo médio para submissão do Projeto Básico foi de aproximadamente dez meses, sendo essa a etapa com os menores prazos médios identificados.

Dentre os três tipos de licenças ambientais avaliadas, a que apresentou o maior número médio dias para emissão foi a Licença Operativa, sendo essa também a etapa com maior número máximo dias verificado. De maneira geral, observou-se que os prazos para obtenção das três licenças são similares.

A etapa construção das fundações levou em média 15 meses para ser finalizada, no caso mais crítico verificado foram gastos 62 meses para conclusão.

A avaliação do prazo médio de comissionamento dos empreendimentos utilizou 23 observações adicionais em relação aos itens comentados. Observou-se que, o prazo médio de entrega dos empreendimentos foi de aproximadamente 3,5 anos e, no caso mais crítico verificado, foram gastos mais de 10 anos para a entrega do lote à Rede Básica.

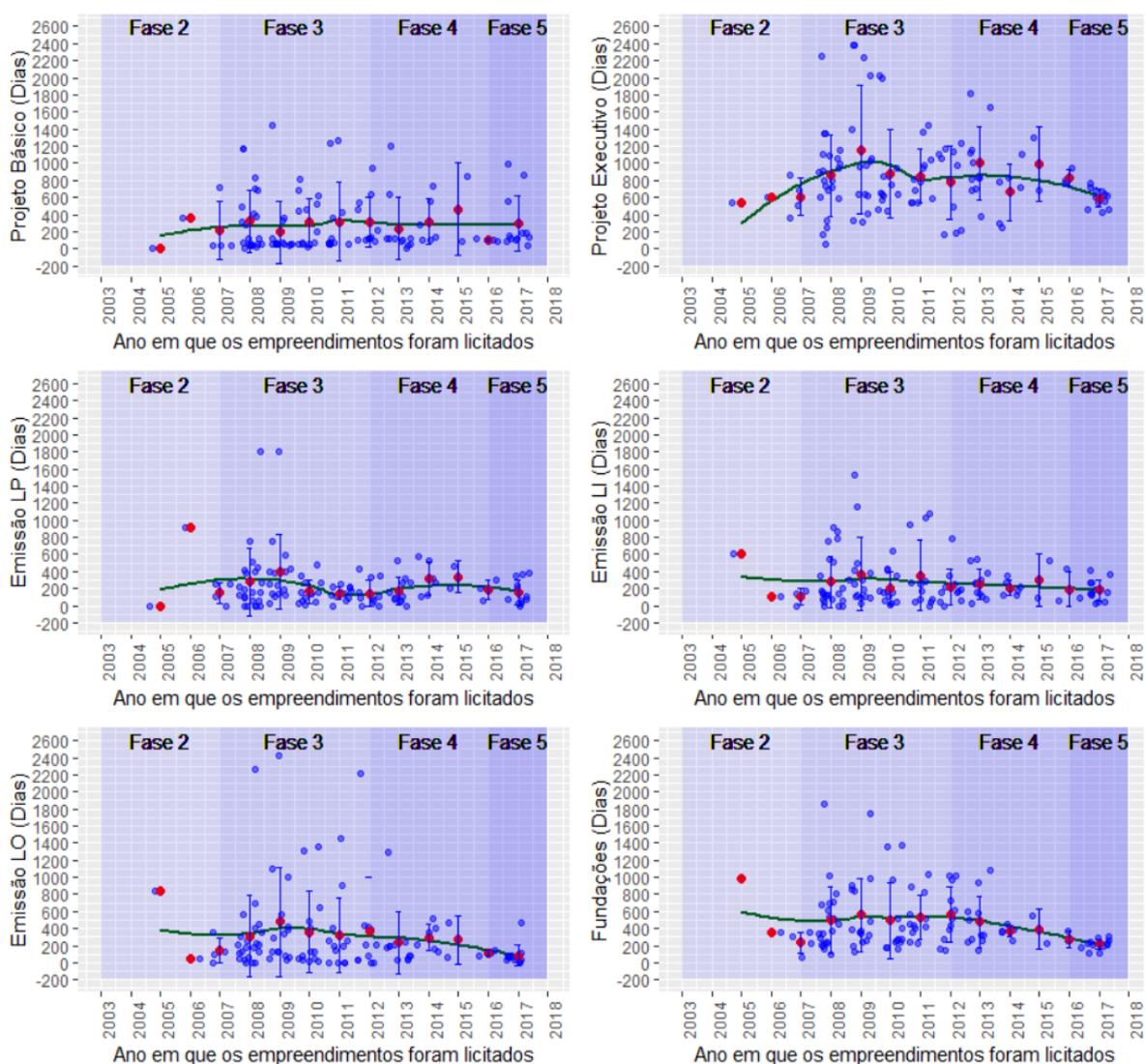


Gráfico 4-17- Etapas intermediárias do processo de implantação dos empreendimentos (Fonte: Elaboração baseada em documentos da ANEEL, 2020).

Tabela 4-2 – Distribuição estatística do número de dias para cumprimento das etapas do processo de implantação dos empreendimentos de transmissão

<i>Número de Dias</i>	<i>1° Quartil</i>	<i>Mediana</i>	<i>Média</i>	<i>3° Quartil</i>	<i>Máximo</i>
<i>Projeto Básico</i>	60	114	280	417	1441
<i>Projeto Executivo</i>	583	764	853	1034	2380
<i>LP</i>	76	150	231	317	1797
<i>LI</i>	84	159	256	347	1528
<i>LO</i>	49	136	302	385	2417
<i>Fundações</i>	238	357	464	564	1866
<i>Comissionamento*</i>	858**	1066**	1274**	1513**	3878**

* Valores referentes ao prazo verificado desde a assinatura do contrato até o comissionamento

** Distribuição relativa a uma amostra de 142 lotes.

4.6 Estimativas das Taxas Internas de Retorno

Os empreendimentos de transmissão necessitam de capital intensivo na etapa de projeto e construção e, portanto, os desembolsos mais relevantes ocorrem nos primeiros anos. Após finalizada a construção dos empreendimentos, o fluxo de caixa das transmissoras é composto pela RAP e pelos custos de administração, operação, manutenção etc. A figura abaixo ilustra o fluxo de caixa típico de um empreendimento de transmissão.

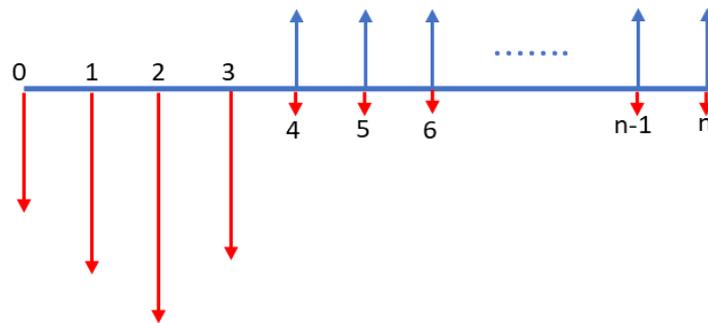


Figura 4-2 – Fluxo de Caixa de um empreendimento típico de transmissão. Em vermelho os desembolsos, em azul as receitas.

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é aquela que anula o VPL do fluxo de caixa (FC) de um investimento, podendo ser calculada pela seguinte expressão:

$$VPL = FC_0 + \frac{FC_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{FC_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (4.1)$$

O método da taxa interna de retorno é bastante difundido como um critério de tomada de decisão sobre viabilidade econômica de um projeto, podendo ser interpretado como a taxa que justifica o investimento realizado em um dado empreendimento.

4.6.1 *Project Finance* e a estrutura de capital de financiamento dos empreendimentos de Transmissão

Não existe uma definição precisa sobre *Project Finance*, porém existem alguns aspectos que caracterizam um empreendimento como tal, não sendo necessário apresentar todos simultaneamente (BODNAR, 1996):

- uso de capital intensivo, normalmente envolvendo grandes empreendimentos de infraestrutura;

- elevada alavancagem, usualmente entre 65% e 80% do capital necessário para realização do projeto;
- financiamento de longo prazo, podendo atingir facilmente 15 a 20 anos.
- entidade independente e com vida útil finita, caracterizando um empreendimento com um propósito específico;
- empresas com recursos limitados, dado que muitas delas são criadas exclusivamente para o empreendimento em questão;
- política de dividendos controlada, fornecendo garantias que o credor possua um fluxo de caixa previsível quando o empreendimento estiver gerando retornos;
- muitos participantes ou sócios;
- alocação de riscos: normalmente são realizadas alocações apropriadas de riscos, através de arranjos contratuais entre os participantes.

Uma das determinações oriundas da reforma do marco regulatório das novas concessões de transmissão é a constituição de uma SPE para explorar uma dada concessão. Nesse contexto, e levando em conta as características dos empreendimentos típicos de transmissão, o mecanismo do *Project Finance* se mostra bastante aderente.

Para realizar as estimativas das taxas de retorno dos empreendimentos de transmissão é importante levar em consideração as estruturas de capital tipicamente utilizadas em projetos dessa natureza. Nesse sentido, o *Project Finance* é um mecanismo de estruturação das fontes de financiamento de projetos que permite a diluição dos riscos entre os *stakeholders*, não ficando concentrados apenas nos investidores. (Filho, Alonso, Chagas, Szuster, & Sussekind, 2009).

Portanto, ao realizar os investimentos relativos à fase de implantação dos empreendimentos é importante levar em consideração o capital de terceiros, que tipicamente possui custo inferior ao do capital próprio. Portanto, a taxa de desconto (r_{wacc}) a ser utilizada é calculada de acordo com o método do WACC (custo médio ponderado de capital), conforme a expressão abaixo.

$$r_{wacc} = \frac{P}{P + D} \cdot r_p + \frac{D}{P + D} \cdot r_D \quad (4.2)$$

onde:

r_p : custo do capital próprio;

r_D : custo da dívida;

P : capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida.

Nesse sentido, é importante destacar a participação do BNDES na expansão do setor de transmissão, principalmente nas primeiras Fases dos leilões, em que o risco percebido pelos agentes era maior, sendo, portanto, imprescindível uma fonte de financiamento confiável, que viabilizasse os empreendimentos.

Nos últimos anos o interesse do capital privado no financiamento de projetos de infraestrutura, incluindo os de transmissão, tem aumentado significativamente. Uma explicação para esse movimento foi a redução das taxas de juros no país a partir de 2016. Como exemplo, a emissão de debentures pelas empresas tem sido frequentemente utilizada para financiamento de projetos de empresas do setor elétrico.

4.6.2 Fluxo de Caixa dos Empreendimentos de Transmissão

A RAP é única fonte de receita dos empreendimentos de transmissão e, portanto, a principal fonte de pagamento dos investimentos e custeio dos serviços de operação, manutenção, juros e a amortização de capital terceiros, dentre outros.

Além da referência dos custos de investimento e da RAP máxima dos empreendimentos, a ANEEL fornece os parâmetros financeiros básicos nas instruções dos leilões. Vale destacar que tais parâmetros variam conforme a conjuntura política e econômica da época em que são preparados os editais. A Tabela 4-3, referente ao leilão de transmissão de 2015, ilustra como os principais parâmetros financeiros são apresentados.

Tabela 4-3 - Parâmetros financeiros para definição da RAP no ano de 2015

Item	Parâmetros	Valores	Status para revisão periódica
1.	Estrutura de Capital Próprio	*5	Fixos para as revisões previstas na Cláusula Sétima do respectivo CONTRATO DE CONCESSÃO.
2.	Estrutura de Capital de Terceiros	*5	
3.	Custo Real de Capital Próprio (aa)	*5	
4.	Operação e Manutenção	1,80% ou 2%	Atualizados no momento das revisões periódicas nos termos do CONTRATO DE CONCESSÃO.
5.	Custo Real de Capital de Terceiros (aa)	*5	
5.1	TJLP*1	7,00	
5.2	IPCA*2	5,87	
5.3	TRM*3	10,11%	Fixos para as revisões previstas na Cláusula Sétima do respectivo CONTRATO DE CONCESSÃO.
5.4	Spread s_1 *4	5,38%	
5.5	Spread s_2 *4	2,01%	
5.6	Constante α	1,00	
6.	Taxa Média Anual de Depreciação*	*5	

- 1- Taxa de Juros de Longo Prazo fixada pelo Conselho Monetário Nacional.
2- Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo fixado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE.
3- Taxa Referencial de Mercado.
4- Taxa de risco cobrada adicionalmente aos juros, definida em termos nominais.
5- Os valores estão indicados nas minutas dos CONTRATOS DE CONCESSÃO de cada LOTE, nos ANEXOS 1A a 1L.

A partir das RAP, estimativas de investimentos, parâmetros financeiros de referência e estruturas de custos dos projetos, são estimados os principais indicadores financeiros dos empreendimentos. A seguir é descrita a metodologia utilizada para a construção do fluxo de caixa e posterior cálculo dos indicadores.

O fluxo de caixa do projeto (FCP) pode ser calculado pela seguinte equação:

$$FCP(t) = EBIT(t) - T(t) + d(t) - INV(t) \quad (4.3)$$

onde:

EBIT(t): receita líquida anual no ano *t* antes dos impostos e juros;

T(t): tributos no ano *t*;

d(t): depreciação no ano *t*;

INV(t): desembolsos de capital no ano *t*.

A depreciação (*d*) no ano *t* é calculada por meio da seguinte equação:

$$d(t) = \delta * I_0 \quad (4.4)$$

onde:

δ: taxa média de depreciação regulatória;

I₀: investimento regulatório inicial.

O valor do EBIT no ano *t* pode ser obtido segundo a expressão:

$$EBIT(t) = RAP(t) - E(t) - COM(t) - d(t) \quad (4.5)$$

onde:

RAP(t): receita bruta anual no ano *t*;

E(t): tributos no ano *t*;

COM(t): Custos relativos gerais, relativos à operação, manutenção, administrativos, treinamento e serviços públicos no *t*.

Os custos para manutenção do empreendimento (COM) no ano *t* são calculados utilizando-se a seguinte equação:

$$COM(t) = \theta * I_0 \quad (4.6)$$

onde:

θ : percentual de custo considerado.

O lucro tributável (LT) é dado equação abaixo:

$$LT(t) = EBIT(t) - JCT(t) \quad (4.7)$$

onde:

JCT : juros sobre capital de terceiros.

Os desembolsos de capital (INV) são realizados nos anos t_1, \dots, t_n após a assinatura do contrato (t_0), sendo distribuídos linearmente durante o período de construção. A partir do período seguinte ao término da construção (t_{n+1}) os fluxos de caixa líquidos passam a incorporar as receitas relativas às respectivas RAP. Aplicando-se então a expressão 4.1, tem-se:

$$\frac{FCP(1)}{(1 + r_{wacc})} + \frac{FCP(2)}{(1 + r_{wacc})^2} + \dots + \frac{FCP(30)}{(1 + r_{wacc})^{30}} = 0 \quad (4.8)$$

A definição da TIR do Projeto e da TIR do acionista, parte, portanto, da construção do fluxo de caixa do empreendimento. O fluxo de caixa demonstra as principais operações das SPE em termos de receitas, despesas, investimento e financiamentos, tanto na etapa construtiva do empreendimento, quanto na operação dos ativos ao longo do período de concessão. Portanto, é um método sintético que permite a dedução de informações importantes das SPE, como:

- A expectativa de receita líquida;
- Mensuração da diferença entre a receita bruta, oriunda da RAP, e do lucro líquido;
- Se a SPE gera caixa suficiente para quitar os débitos até o amadurecimento do projeto;
- Se a SPE gera caixa de suficiente para sustentar o negócio durante a vida o período de concessão;
- Se a expectativa do empreendimento se mostrou de fato vantajosa, quando comparada com a de juros referencial.

Os lotes dos leilões de transmissão podem ser compostos por mais de um empreendimento, com diferentes datas de necessidade. Portanto, a avaliação do fluxo de caixa do lote arrematado deve levar em consideração os diferentes tempos para construção dos ativos, e conseqüentemente diferentes datas de início e término das receitas dos empreendimentos.

Para exemplificar a implementação do equacionamento descrito acima, é apresentado o fluxo de caixa de um lote hipotético com duas linhas de transmissão, sendo que a primeira possui data de necessidade anterior à segunda.

Tabela 4-4 – Lote Hipotético, constituído por duas Linhas de Transmissão

	<i>Total</i>	<i>LT1</i>	<i>LT2</i>
RAP Lote	20	5	15
Investimento Lote	100	25	75
Início da Operação	-	01/01/2012	01/01/2014
Fim da Concessão	-	01/01/2042	01/01/2044

A seguir é apresentada a cascata dos resultados da hipotética SPE.

Tabela 4-5 – Exemplo do Demonstrativo do Fluxo de Caixa de uma SPE

<i>Data Inicial</i>	<i>01/01/2010</i>	<i>01/01/2012</i>	<i>01/01/2014</i>	<i>01/01/2042</i>
<i>Data Final</i>	<i>01/01/2012</i>	<i>01/01/2014</i>	<i>01/01/2042</i>	<i>01/01/2044</i>
Construção da LT1				
Operação LT1				
Construção da LT2				
Operação LT2				
<i>Receita Bruta a.a</i>	0	5.00	20.00	15.00
<i>Impostos a.a (-)</i>	0	0.45	1.80	1.35
<i>Receita Líquida a.a</i>	0	4.55	18.20	13.65
<i>Custos Administrativos a.a (-)</i>	0	0.12	0.46	0.35
<i>O&M a.a (-)</i>	0	0.50	2.00	1.50
<i>Treinamento a.a (-)</i>	0	0.04	0.14	0.11
<i>Depreciação a.a (-)</i>	0	0.14	0.57	0.43
<i>Ser. Pub. e Encargos e a.a (-)</i>	0	0.13	0.50	0.38
<i>Fluxo de Caixa Operacional</i>	0	3.63	14.53	10.90
<i>Imposto de Renda (-)</i>	0	0.54	2.18	1.63
<i>Lucro Líquido (+)</i>	0	3.09	12.35	9.26
<i>Depreciação (+)</i>	0	0.14	0.57	0.43
<i>EBIT</i>	0	3.23	12.92	9.69
<i>Fluxo de Caixa p/ TIR*</i>	-31.25	-	12.92	9.69
		18.75+3.23		
<i>Capital Próprios (a.a)</i>	9.375	5.625		
<i>Capital de Terceiros (a.a)</i>	21.875	13.125		
<i>Pagamento de Juros (-)</i>		1.75**	**	**
<i>Pagamento do Principal a.a (-)</i>		0.83	2.83	2.00
<i>Fluxo de Caixa p/ TIR do Acionista</i>	9.375	**	**	**

* Soma do EBIT

* Valores variáveis no longo tempo, o valor apresentado é referente à primeira parcela.

4.6.3 Estimativas da TIR dos Empreendimentos de Transmissão

As análises realizadas não pretendem simular com exatidão os fluxos de caixa que os empreendedores de fato utilizaram para tomada de decisão, mas estimar a geração de caixa a partir das informações disponíveis, e consequentemente, os indicadores dos empreendimentos. Tais análises são feitas a partir de um conjunto de dados referenciais, de maneira a identificar possíveis variações de tendências do universo dos empreendimentos de transmissão leiloados a partir de 1999.

No Gráfico 4-18 são apresentadas as estimativas das TIR dos Projetos referente aos leilões que ocorreram entre 1999 e 2019, totalizando 322 lotes. Tanto a TIR quanto o fluxo de caixa dos empreendimento foram calculadas através da metodologia descrita anteriormente.

As estimativas das TIR Pré-Leilão são calculadas a partir dos fluxos de caixa hipotéticos gerados pelas RAP máximas dos lotes em questão e dos valores dos respectivos investimentos estimados pela ANEEL. A TIR Pós-Leilão é baseada nos fluxos de caixa proporcionados pela RAP vencedora e pelos valores de investimentos informados nos respectivos contratos.

As despesas operacionais e financeiras seguem as proporções apresentadas na Tabela 4-5 e os indicadores financeiros utilizados são os apresentados nos editais dos respectivos leilões, nos moldes da Tabela 4-3. A estrutura de capital adotada para todos os lotes foi de 30% de capital próprio e 70% de capital de terceiros e o prazo para amortização de 20 anos.

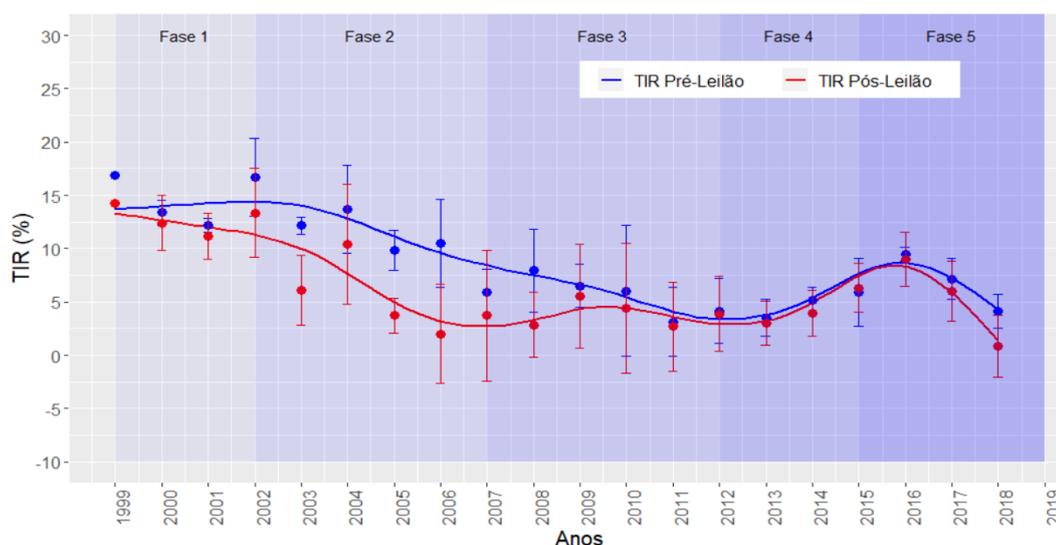


Gráfico 4-18 – Estimativa da TIR média ao longo dos anos. Em azul é apresentada a TIR estimada com a RAP e investimento dos editais, em vermelho é apresentada a TIR estimada com a RAP e investimento informada nos contratos de concessão. (Fonte: Elaboração própria, baseado em documentos ANEEL, 2020).

Avaliar as variações do comportamento dos retornos dos empreendimentos pelas estimativas da TIR traz informações que não podem ser observadas quando avaliamos a relação RAP/Investimento. Como exemplo, as estimativas da TIR capturam as modificações no pagamento das RAP que ocorreram ao longo da série histórica.

Conforme esperado, observou-se que as tendências das estimativas da TIR possuem comportamentos semelhantes à relação RAP/Investimento, apresentada no Gráfico 4-7. Porém, verifica-se que as variações são mais suaves ao longo dos anos, apresentando menores inclinações.

Durante a Fase 1 as estimativas da TIR permanecem nos patamares históricos mais elevados da série observada. Durante a Fase 2, observou-se uma redução sistemática das taxas. Vale destacar que para os lotes arrematados até o ano de 2006, o pagamento da RAP sofre redução de 50% após o 16º ano, regra essa considerada no Gráfico 4-18.

Durante a fase 3, observou-se um ligeiro aumento das taxas verificadas ao final da Fase 2. Nesse momento, também é possível notar a convergência das curvas da TIR Pré-Leilão e Pós-Leilão. No final da Fase 3 e início da Fase 4, 2011 a 2014, tanto TIR Pré-Leilão, quanto Pós-Leilão sofrem poucas variações, a pequena diferença nas curvas é reflexo da redução do interesse do mercado, uma vez que o número de lotes sem lances passa a aumentar sistematicamente, atingindo o pico em 2014, em que mais da metade dos empreendimentos ofertados não tiveram lances.

O final da Fase 4 e início da Fase 5 as taxas se elevam, podendo ser explicado em parte pelo aumento da rentabilidade dos empreendimentos. Outro aspecto esperado, e observado, são os descolamentos das curvas das taxas de retorno Pré-Leilão e Pós-Leilão coincidirem com as fases de maior competitividade dos leilões (maiores deságios).

Valores de TIR muito baixos podem ser justificados por estratégias dos agentes não contempladas nas avaliações realizadas, como economias de escala e de escopo, a depender da área de atuação dos sócios dos empreendimentos. Mais recentemente há que se considerar a possibilidade de antecipações dos empreendimentos, que cada vez mais têm se tornado uma estratégia dos agentes para aumento da TIR.

Os valores da TIR referente ao leilão de 2019 não foram calculados, dado que quando da elaboração das análises, as informações relativas ao investimento ainda não estavam disponíveis no site da ANEEL.

4.7 Parcela Variável

Os empreendimentos inseridos dentro de um ambiente regulado, como linhas de transmissão, demandam regras estáveis e previsíveis para se tornarem atraentes aos investidores. Os instrumentos de regulação, além de viabilizarem os empreendimentos, também devem buscar garantias de prestação dos serviços de maneira adequada aos usuários, penalizando ou incentivando o agente, de acordo a relevância e características do negócio.

O modelo de leilões de transmissão regula a remuneração dos agentes através da taxa de retorno dos empreendimentos. A partir da RAP definida no momento do leilão, a ANEEL possui a prerrogativa de descontar percentuais da remuneração contratada, caso o agente não cumpra os requisitos mínimos estabelecidos em contrato. As possíveis multas ou descontos na RAP são também denominados Parcela Variável (PV). De acordo a Resolução Normativa da ANEEL n° 729 de 2016, será aplicada a parcela variável a uma Função de Transmissão (FT) quando:

- uma FT quando ocorrer Atraso na Entrada em Operação da referida FT - PVA.
- uma FT quando ocorrer Desligamento Programado ou Outros desligamentos da referida FT - PVI.
- uma FT quando houver restrição de capacidade operativa da referida - PVRO.

Nos casos de indisponibilidade ou restrição de capacidade de transmissão, a PV é aplicada apenas quando o evento tiver duração superior a um minuto. A explicação para essa tolerância de tempo é a possibilidade de desligamento em razão de eventos naturais e inevitáveis como ventos fortes, descargas atmosféricas e queimadas. Porém, caso a LT seja construída e possua um grau adequado de manutenção, é esperado que a mesma volte a operar rapidamente sem maiores problemas.

Serão avaliados neste tópico as PVI e PVRO, uma vez que os atrasos já foram avaliados no item 4.5. As avaliações apresentadas objetivam identificar o comportamento geral e possíveis tendências. Ademais, não são identificadas as instalações nem os agentes. As informações sobre as PV aplicadas aos agentes estão disponíveis no site da ANEEL (ANEEL, Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, 2020).

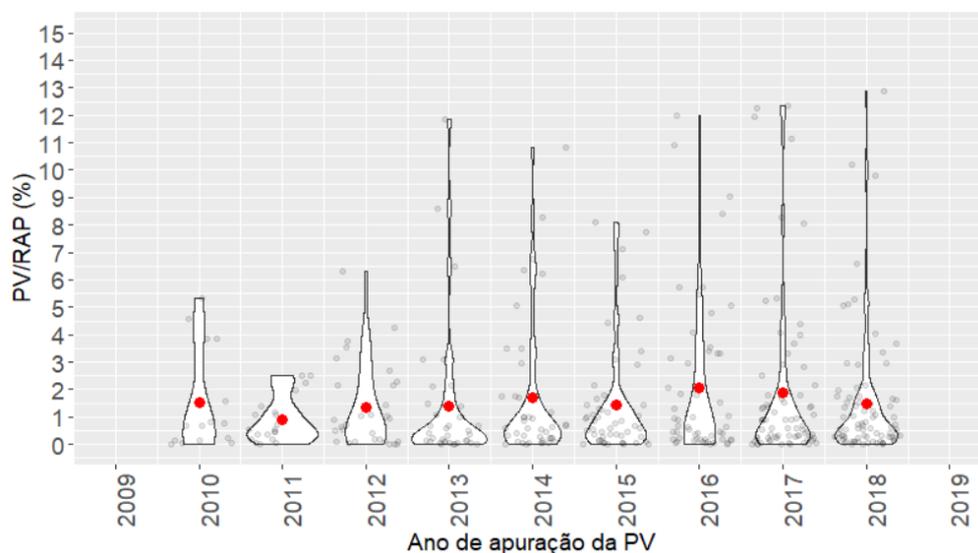


Gráfico 4-19 – Parcelas variáveis/RAP aplicadas aos empreendimentos de transmissão entre os anos de 2010 e 2018 (Elaboração Própria, Fonte: (ANEEL, Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica, 2020)

O Gráfico 4-19 apresenta as PV aplicadas no intervalo de um ano às transmissoras, relativas ao período entre 2010 e 2018, correspondendo a 403 observações. Os valores das PV e da RAP são corrigidos pelo IPCA, utilizando como referência o mês de dezembro de 2019. Os valores são apresentados no formato PV sobre RAP contratadas.

As silhuetas desenhadas em cada ano fornecem relação com a concentração do número de observações, ou seja, quanto mais larga for a silhueta, mais observações estão concentradas em um dado intervalo. Os pontos vermelhos indicam o percentual médio das PV aplicadas aos diferentes lotes licitados.

Foi possível constatar que as PV aplicadas ao longo dos anos são em média inferiores a 3% da RAP contratada. Porém, existe um considerável número de observações em patamares que variam entre 3% e 12%.

O Gráfico 4-20 permite um melhor entendimento das PV aplicadas aos lotes em relação ao momento em que os mesmos foram licitados. Os pontos menores, de cor cinza, são o conjunto de observações, correspondente ao somatório das PV sobre o somatório das RAP em um mesmo período. Os pontos vermelhos e azuis são respectivamente as medianas e médias das PV descontadas a cada ano, no período entre 2010 e 2018. Todas as observações são ajustadas pelo IPCA, tendo como referência o índice de dezembro de 2019. O total de

observações, considerando a agregação das PV por contrato de concessão, em todo o período, é igual a 93.

Foi possível constatar que grande parte dos lotes apresentaram um nível de PV descontadas inferiores a 2%. Em uma perspectiva temporal de 9 anos –2010 e 2018 - o nível das PV relativo às RAP dos empreendimentos fica menor do que o observado no Gráfico 4-19, uma vez que os valores ponderados das PV em todo período não superam 6% da receita.

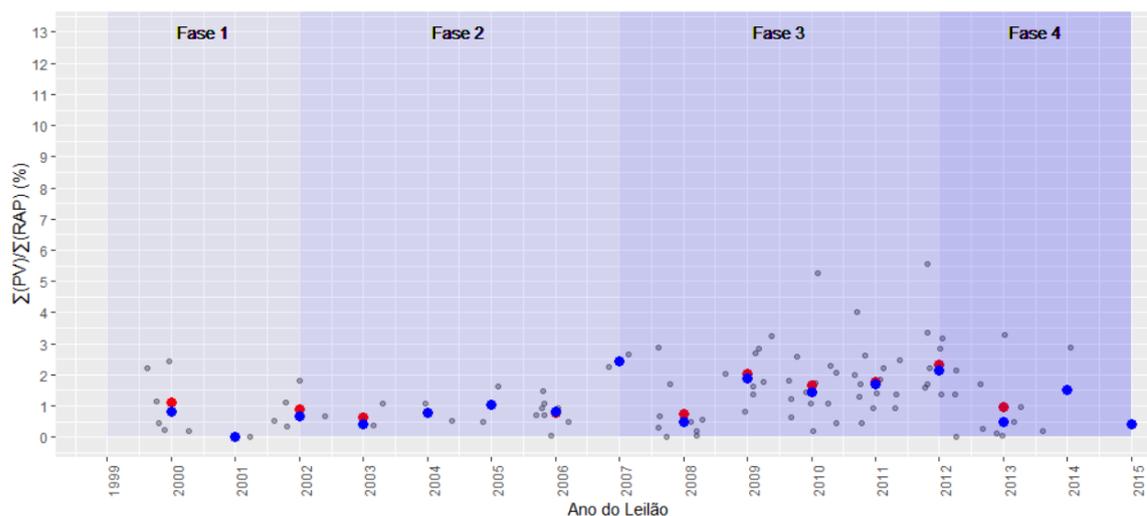


Gráfico 4-20 - Somatório das PV sobre o somatório das RAP em um mesmo período de tempo. Valores individualizados por lote para PV descontadas entre 2010 e 2018.

Capítulo 5 - Modelos Econométricos

5.1 Modelo para avaliação dos Prazos de Implantação dos Empreendimentos

Os modelos apresentados nesse item foram construídos através do Método dos Mínimos Quadrados Ordinários. O objetivo da análise apresentada foi verificar se as variáveis discutidas no item 5 possuem alguma relação significativa com os atrasos dos empreendimentos de transmissão, dentro da série histórica avaliada.

É esperado que características associadas à rentabilidade dos empreendimentos estejam associadas a maiores riscos envolvidos, como dificuldade na implantação de um determinado lote. Portanto, são selecionadas três variáveis – a Rentabilidade Ofertada, Deságio e a TIR do Projeto - para explicar os possíveis atrasos.

A Rentabilidade Ofertada fornece a percepção do regulador quanto a complexidade dos empreendimentos. Portanto, para aumentar a atratividade de determinados empreendimentos, é ofertada uma melhor relação $\frac{RAP_{Teto}}{Investimento Esperado}$.

A TIR do Projeto, por outro lado, captura a percepção de risco do consórcio vencedor, e leva em consideração, dentre outras características, a RAP vencedora e os investimentos informados pelos agentes em contrato conforme descrito no item 4.6. Já o deságio apresenta a diferença de percepção do valor do empreendimento do agente em relação ao ofertado.

Uma variável que deve ser observada é a fase em que o empreendimento foi licitado. As fases fornecem um importante recorte temporal dos leilões e capturam questões conjunturais do país, além da evolução de questões regulatórias e do processo de obtenção das licenças ambientais dos empreendimentos. Ademais, o Gráfico 4-16 demonstra uma clara tendência de redução dos prazos de implantação, além de uma flexibilização dos prazos dos editais ao longo das Fases 4 e 5.

Também são considerados no modelo os setores de origem das empresas controladoras, aqueles que apresentam maior fração dos ativos ou líder do consórcio. O objetivo da adição dessa variável explicativa é verificar se existem diferenças significantes nos atrasos, levando em consideração as características societárias dos empreendimentos. A modelagem assume

como premissa que o grupo controlador é o responsável pela execução dos empreendimentos, portanto cada lote está associado apenas uma categoria, conforme ilustrado no Gráfico 4-15.

Para controlar as características inerentes aos objetos leiloados foram definidos dois tipos de variáveis distintas que capturam as dimensões dos empreendimentos: a extensão das linhas de transmissão e o volume de investimento dos lotes. Tais variáveis estão associadas à capacidade de administração e execução das obras por parte das empresas, uma vez que lotes maiores podem exigir mais frentes de trabalho.

Dada a complexidade dos empreendimentos de transmissão e suscetibilidade dos mesmos a variáveis exógenas, são também consideradas as Regiões onde os mesmos estão situados. A variável Região visa capturar características socioambientais que podem impactar o processo de implantação dos empreendimentos, como questões fundiárias, vegetação típica, relevo, exigências locais, questões indígenas etc.

A variável dependente Y_i é definida como sendo o atraso em dias de um determinado lote i . O atraso é dado pela diferença entre a data do comissionamento em relação ao número de dias estabelecido em edital, conforme apresentado no Gráfico 4-16.

$$Y_{(dias)} = \text{Prazo Verificado} - \text{Prazo Edital} \quad (5.1.1)$$

Para controlar a influência das etapas do processo de implantação, são adicionados no conjunto de variáveis independentes os prazos de elaboração dos Projetos Básicos e Executivos, os prazos para obtenção das licenças ambientais (LP, LI e LO), e os prazos para implantação da fundações, conforme apresentado no item 4.5.1.

O modelo básico estimado inicialmente pelo método dos MQO, assumiu a seguinte especificação:

$$\begin{aligned} Y_{i(dias)} = & \beta_0 + \beta_1 \text{Deságio}_i + \beta_2 \text{Rent. Ofert.}_i + \beta_3 \text{TIR}_i + \beta_4 \text{PrazoPB}_i \\ & + \beta_5 \text{PrazoPE}_i + \beta_6 \text{PrazoLP}_i + \beta_7 \text{PrazoLI}_i + \beta_8 \text{PrazoLO}_i \\ & + \sum_{j=9}^{11} \beta_j \text{Fase}_{ji} + \sum_{j=12}^{16} \beta_j \text{SetorSocio}_{ji} + \sum_{j=17}^{21} \beta_j \text{Regiao}_{ji} \\ & + \beta_{22} \text{Ln(ExtLT}_i) + \beta_{23} \text{Ln(Invest}_i) + \varepsilon_i \end{aligned} \quad (5.1.2)$$

Tendo em vista o modelo teórico proposto, os coeficientes β_1, β_2 e β_3 indicam a variação média em dias para cada variação percentual das seguintes variáveis explicativas: Deságio, Rentabilidade Ofertada e TIR do Projeto, respectivamente, estimadas a partir da RAP contratada. Os coeficientes $\beta_4, \beta_5, \beta_6, \beta_7$ e β_8 fazem referências às etapas do processo de implantação dos empreendimentos.

Os coeficientes $\beta_9, \beta_{10} \dots \beta_{19}$ são associados ao conjunto das variáveis categóricas Fases, Setor de Origem do Sócio e Região, descritas a seguir.

O vetor *Fase* é constituído por três variáveis dummies – Fase 3, Fase 4 e Fase 5, associados aos coeficientes β_9, β_{10} e β_{11} – e faz referência à Fase em que o lote foi licitado, de acordo com descrição do item Capítulo 4. A Fase 2 está associada ao intercepto, portanto, quando as demais dummies relativas à Fase assumem valor zero. A Fase 1 não foi representada, uma vez que algumas das variáveis independentes da amostra utilizada não possuem observações para a mesma.

O vetor *SetorSocio* faz referência ao setor de origem da empresa controladora ou líder do consórcio, de acordo com a distribuição apresentada no Gráfico 4-15, sendo composto por 5 dummies, associadas respectivamente aos coeficientes $\beta_{12}, \beta_{13}, \beta_{14}, \beta_{15}$ e β_{16} :

- Bancos&Fundos,
- Estrangeira de Construção&Equipamentos,
- Estrangeira *Utility*,
- Nacional Privada *Utility*,
- Nacional de Construção&Equipamentos.

A dummy “Pública *Utility*” está associada ao intercepto, ou seja, quando as demais dummies relativas ao setor de origem assumem valor zero. A categoria “Outros” não foi representada, pois não há observação em que tal categoria seja classificada como controladora (maior fração acionária) ou líder do consórcio.

O vetor *Região* é composto por cinco variáveis dummies – N, NE, CO, S, BP, associados respectivamente aos coeficientes $\beta_{17}, \beta_{18}, \beta_{19}, \beta_{20}$ e β_{21} – e faz referência à região geográfica onde estão localizados os lotes. A dummy “SE” está associada ao intercepto, ou seja, quando as demais dummies relativas ao setor de origem assumem valor zero.

Para os lotes presentes em mais de uma região, a classificação é dada pela região em que se encontra a maior parte dos empreendimentos. A dummy BP faz referência aos lotes que envolvem os bipolos, uma vez que a extensão dos empreendimentos faz com que os mesmos

estejam presentes em mais de duas regiões geográficas, sendo difícil estabelecer uma região preponderante.

Os coeficientes β_{22} e β_{23} estão associados às variáveis extensão da linhas de transmissão e investimento esperado dos empreendimentos. Dada a ordem de grandeza dos números envolvidos, ambas variáveis são modeladas em escala logarítmica.

A amostra adotada possui 113 observações, em que cada observação faz referência a um lote de transmissão licitado.

5.1.1 Resultados

A Tabela 5-1 apresenta os resultados das simulações realizadas e fornecem os valores dos estimadores para cada uma das variáveis independentes elencadas e seus respectivos desvios padrão. Adicionalmente são criadas três variações a partir do modelo completo, baseado na expressão 6.2, para avaliação de sensibilidade. Logo, Tabela 5-1 apresenta os resultados de quatro modelos distintos, sendo eles:

- (1) Modelo completo, com 23 variáveis independentes;
- (2) Modelo sem a presença das variáveis relativas às etapas de implantação do empreendimento, com 17 variáveis explicativas.
- (3) Modelo otimizado, ou seja, aquele que melhor explicou os atrasos.
- (4) Modelo otimizado sem a presença do dos empreendimentos da Fase 5.

O valor-p é indicado conforme simbologia destacada em nota. O mesmo fornece uma medida de quão bem os dados da amostra rejeitam a hipótese nula, ou seja, quanto menor o valor-p, menor é a probabilidade dos dados da amostra sustentarem uma hipótese nula verdadeira. O APÊNDICE A apresenta os resultados computacionais, onde são exibidos em mais detalhes os resultados dos quatro modelos.

O modelo 2 foi criado sem a presença das variáveis relativas às etapas de implantação do empreendimento, e tem o objetivo de verificar o quão bem o atraso pode ser explicado pelas informações disponíveis até o momento em que os leilões são realizados.

O modelo 3 foi obtido através de um número sucessivo de iterações, através da função *stepAIC*, disponibilizada no pacote *MASS* do programa R. Portanto, as variáveis selecionadas foram as que reproduziram o modelo que melhor explicou a variável dependente.

O modelo 4 foi simulado a partir de uma amostra sem os empreendimentos da fase 5, e similar ao modelo 3, foi definido pelas variáveis que reproduziram o modelo que melhor

explicou a variável dependente. Em relação aos prazos de implantação das obras da Fase 5, é importante levar em consideração que muitos dos empreendimentos licitados ainda estão em fase de construção. Portanto, o modelo 4 tem como objetivo eliminar um possível viés, em razão da Fase 5 conter apenas os empreendimentos que tiveram menores prazos de implantação. Ou seja, possíveis atrasos ainda não foram verificados.

Tabela 5-1 - Resultado do modelo dos Mínimos Quadrados Ordinários para estimação dos atrasos para empreendimento licitados entre 1999 – 2017

<i>Variáveis Independentes</i>	<i>Variável Dependente</i>			
	Atraso (dias)			
	(1)	(2)	(3)	(4)
TIR (%)	-1,948 (10,293)	-13,198 (16,568)		
Deságio (%)	8,641 (33,026)	75,590 (52,192)		
RAP/Investimento (%)	-1,603 (2,212)	-4,430 (3,689)		
Categoria Sócio – Bancos e Fundos	218,973 (199,435)	-110,945 (329,486)		
Categoria Sócio - Utility Estrangeira	-0,113 (104,574)	-274,608 (172,401)		
Categoria Sócio – Construtora. Estr.	-89,936 (114,351)	-469,792*** (177,507)		
Categoria Sócio - Utility Nac.	-38,415 (143,897)	-51,079 (241,053)		
Categoria Sócio – Construtora Nac.	35,594 (131,463)	35,623 (216,747)		
Fase - 3	-602,424*** (185,414)	59,556 (294,760)	-587,574*** (144,487)	-589,313*** (150,653)
Fase - 4	-948,131*** (220,490)	-405,369 (359,239)	-846,766*** (158,356)	-850,423*** (165,074)
Fase - 5	-1.545,892*** (259,132)	-1.822,832*** (428,943)	-1.345,493*** (163,635)	
Projeto Básico (dias)	0,265** (0,112)		0,248** (0,099)	0,255** (0,110)
Projeto Executivo (dias)	0,515*** (0,112)		0,523*** (0,099)	0,495*** (0,105)
Licença Prévia (dias)	-0,034 (0,163)			

<i>Variáveis Independentes</i>	<i>Variável Dependente</i>			
	Atraso (dias)			
	(1)	(2)	(3)	(4)
Licença de Instalação (dias)	0,350** (0,160)		0,432*** (0,131)	0,477*** (0,141)
Licença de Operação (dias)	0,196* (0,115)		0,210** (0,099)	0,204* (0,105)
Fundações (dias)	0,673*** (0,193)		0,696*** (0,166)	0,711*** (0,175)
Região - BP	42,415 (251,532)	-138,994 (419,173)		
Região - CO	-157,402 (107,049)	-283,139 (179,644)		
Região - N	-144,594 (149,181)	-393,061 (244,098)		
Região - NE	0,024 (105,432)	-9,728 (172,357)		
Região - S	-226,122* (113,971)	-603,295*** (183,754)		
log(Investimento R\$)	-215,240*** (48,789)	-185,989** (74,991)	-183,305*** (30,277)	-175,549*** (34,132)
log(Extensão km)	15,639 (23,272)	95,010** (36,669)		
Constant	4.355,202*** (958,114)	3.392,322** (1.571,875)	3.602,306*** (572,635)	3.462,801*** (641,526)
Observations	113	113	113	98
R ²	0,853	0,545	0,835	0,776
Adjusted R ²	0,813	0,457	0,820	0,756
Residual Std. Error	338,659 (df = 88)	576,847 (df = 94)	331,930 (df = 103)	345,758 (df = 89)
F Statistic	21,284*** (df = 24; 88)	6,244*** (df = 18; 94)	57,816*** (df = 9; 103)	38,503*** (df = 8; 89)

Note:

*p<0.1; **p<0.05; ***p<0.01

De maneira geral, as variáveis relacionadas aos aspectos econômicos do leilão, às características societária dos empreendimentos, às regiões onde os mesmos estão localizados e às extensões das linhas de transmissão, não apresentaram relação estatisticamente significativa para os modelos 1 e 2. Portanto, não foram contempladas nos modelos 3 e 4.

As variáveis relacionadas às etapas de implantação dos lotes, em sua maioria, tiveram um alto nível de explicação dos dias de atrasos, exceto o prazo de obtenção da LP. As demais variáveis apresentaram em geral uma relação positiva com o número de dias de atraso. Dentre

elas, a que mais apresentou impacto no número de dias de atraso foi o prazo de execução das fundações. A relação positiva é esperada, uma vez que o atraso em qualquer uma dessas etapas pode impactar as atividades subsequentes durante a fase construção dos empreendimentos.

Em relação às licenças ambientais, a LI foi a que apresentou maior impacto no número de dias de atraso, em que o incremento de cerca 0,4 dia explicou cerca de um dia adicional de atraso.

A etapa de elaboração do projeto básico apresentou relação estatística significativa para todos os três modelos em que foi considerada, apresentando a mesma ordem de grandeza nos três modelos. Tal conclusão se estende também à etapa de projeto executivo, sendo essa a que apresentou maior impacto no número de dias de atraso.

As fases em que os empreendimentos foram licitados apresentaram uma boa capacidade de explicação dos atrasos para os modelos 1, 3 e 4. Observa-se que os empreendimentos licitados na Fase 3 apresentaram em média 600 dias de atraso a menos que os licitados durante a Fase 2. Já os licitados durante a Fase 4 apresentaram cerca de 900 dias de atraso a menos que os licitados durante a Fase 2.

Os empreendimento licitados na Fase 5 apresentaram cerca de 1500 dias de atraso em relação a Fase 2 para os modelos 1 e 3. Também é possível verificar que a exclusão dos mesmos no modelo 4 provocou poucas alterações nos outros estimadores quando comparados aos apresentados no modelo 3.

O volume de investimento dos lotes apresentou relação estatisticamente significativa em todos quatro modelos, sendo possível observar uma relação negativa com o número de dias de atraso. Ou seja, quanto maior o volume de investimento dos lotes, menores os atrasos esperados.

De formar geral, os modelos 1, 3 e 4 apresentaram uma capacidade de explicação dos atrasos similar, sendo o modelo 3 o que obteve o melhor desempenho, explicando cerca de 82% da amostra avaliada. O modelo 2 não se mostrou aderente, uma vez que poucas variáveis tiveram relação estatística significativa, além de possuir um valor do R^2 ajustado bastante inferior aos demais.

A principal conclusão da análise foi que a Fase em que o empreendimento foi licitado apresentou um grande impacto no número de dias de atraso. Fases mais recentes estão relacionadas a atrasos menores, o que demonstra um grau de amadurecimento do setor elétrico como um todo, tanto por parte das instituições do setor como também dos agentes de transmissão.

Vale destacar que as etapas do processo de implantação são também cruciais para redução do atraso ou antecipação das obras, um maior número de dias para obtenção das licenças ambientais, elaboração dos projetos básicos e executivos, implantação das fundações apresentaram uma relação significativa e valores de coeficientes (em dias) consideráveis.

A relação negativa do volume de investimentos com os atrasos demonstra um maior cuidado dos empreendedores quando volumes maiores de recursos são aplicados. Lotes maiores são mais complexos, geralmente, exigindo mais frentes de obra e maior capacidade administrativa. Apesar disso, o aumento da rentabilidade do projeto com grande volume de recurso é um ponto sensível para os acionistas, sendo essa uma possível explicação para a relação observada.

Os modelos apresentados não têm como objetivo a previsão dos atrasos futuros, uma vez que não foi estabelecida ou investigada uma relação de causalidade. Porém, os mesmos servem como base para trabalhos posteriores que tenham como objetivo tal propósito.

5.2 Modelo para avaliação do desempenho operacional dos empreendimentos

As falhas ou restrições operativas dos ativos podem ter como consequência a aplicação de penalidades sob a forma de uma PV a ser subtraída da RAP dos empreendimentos.

A mensuração do desempenho operacional dos empreendimentos, pode ser estimada pelos montantes das PV aplicadas aos mesmos, uma vez que existe um procedimento de análise realizado pela ANEEL e pelo ONS. Portanto, o indicador adotado para mensuração do desempenho dos empreendimentos foram as PV aplicadas por indisponibilidade (PVI) e por restrição operativa (PVRO) entre os anos de 2010 e 2018, não sendo contabilizadas às originadas pelos atrasos dos empreendimentos, conforme apresentado no Gráfico 4-19.

Para avaliar as PV foram definidos dois modelos básicos distintos. O primeiro tem como variável dependente a razão entre total das PV aplicadas sobre a total das RAP. A expressão para a definição da variável dependente Y é apresentada abaixo:

$$Y_{\%} = \sum_{t=1}^T \frac{PV_t}{RAP_t} \cdot 100 \quad (5.2.1)$$

em que T é o número de anos decorridos desde a entrada em operação de um dado empreendimento. O objetivo de tal formato de apresentação da variável dependente foi poder

comparar empreendimentos com diferentes ordem de grandeza, uma vez que as PV aplicadas são proporcionais às RAP.

No segundo modelo a variável de interesse é dada pelo somatório das PV dos lotes. A expressão para a definição da variável dependente Y é apresentada abaixo:

$$Y_{R\$} = \ln \left(\sum_{t=1}^T PV_t \right) \quad (5.2.2)$$

em que T é o número de anos decorridos desde a entrada em operação dos empreendimentos.

O objetivo do segundo modelo foi avaliar as PV aplicadas de forma absoluta, uma vez que algumas das variáveis explicativas apresentam a RAP em sua composição, como a TIR e a Rentabilidade Ofertada. Adicionalmente, como forma de controlar a influência da RAP na explicação das PV no segundo modelo, foi inserido o logaritmo natural da RAP como variável independente.

Os valores das PV aplicadas às transmissoras, bem como os valores das RAP recebidas no mesmo período, são corrigidos pelo IPCA utilizando como referência o índice acumulado do mês de dezembro de 2019. A correção foi realizada para os dois modelos.

De maneira similar ao realizado no item 5.1, o objetivo da análise foi verificar se as variáveis discutidas no item 4 apresentam alguma relação significativa com as Parcelas Variáveis aplicadas aos empreendimentos.

As variáveis explicativas ou independentes associadas aos indicadores econômicos do projeto são TIR e rentabilidade ofertada. A avaliação da TIR tem como objetivo capturar a relação da rentabilidades estimadas pelos empreendedores com os desempenhos dos empreendimentos. Já a razão das RAP teto sobre os investimentos estimados pela ANEEL, visa capturar a relação entre as rentabilidades ofertadas e o desempenho operacional dos empreendimentos.

As Fases em que os Lotes foram licitados capturam as condições conjunturais do setor elétrico e do país num dado momento, como questões regulatórias, políticas e macroeconômicas. Além disso, as Fases podem fornecer informações sobre possíveis relações da maturidade do setor de transmissão e, até mesmo das técnicas e tecnologias utilizadas em diferentes momentos. Além das Fases, duas outras variáveis explicativas temporais foram adicionadas aos modelos:

- i) o número de anos entre a entrada em operação dos empreendimentos e o fim do período de avaliação das PV aplicadas;
- ii) número de anos de atraso de um dado lote.

O objetivo da inclusão da idade dos lotes, foi verificar se lotes mais novos são mais suscetíveis a problemas relacionados à indisponibilidade e restrição operativa. Os empreendedores, quando da entrada em operação dos ativos, ainda não dispõem de todas as informações que possam prejudicar o desempenho dos empreendimentos recém construídos.

A avaliação dos atrasos, por sua vez teve como objetivo verificar a existência de alguma relação entre dificuldades durante a fase de implantação e a disponibilidade dos ativos após a entrada em operação.

Fatores como o clima, ventos fortes, solo, vegetação, fauna, frequência de tormentas elétricas etc. podem impactar os índices das falhas das LT localizadas em uma dada região de maneira horizontal. Para controlar alguns desses aspectos foram utilizadas as *dummies* relacionadas às regiões preponderantes de cada lote.

O valores dos investimentos estimados e das extensão das linhas de transmissão visaram capturar a relação entre as dimensões dos empreendimentos e o desempenho operacional dos mesmos. Lotes maiores exigem maiores esforços de manutenção e operação, porém permitem ganhos de escala por parte das transmissoras, no que se refere às equipes de operação e manutenção e aos estoques de recursos em seus almoxarifados.

De maneira análoga à análise realizada no item 5.1, são consideradas as variáveis *dummies* relativas o setor de origem da empresa controladora, ou seja, aquela que apresenta maior fração dos ativos ou líder do consórcio.

A amostra utilizada contempla os mesmos dados de análise do item 5.1 para os empreendimento das Fases 2 a 5. Além disso, foram adicionadas 14 observações relativas a lotes da Fase 1, conforme dados disponibilizados na resolução homologatório 2565/2019 da ANEEL. (ANEEL, REH - 2565/2019, 2019) .

A seguir são apresentadas as expressões dos dois modelos básicos propostos, e respectivas variantes de ambos os modelos. Todas as avaliação apresentadas são estimadas pelo Método do Mínimos Quadrados Ordinários.

5.2.1 Modelo 1

O modelo 1 tem como variável dependente a razão entre o total das PV aplicadas sobre a total das RAP, no período entre os anos de 2010 e 2018. Lotes comissionados após 2010 possuem o valor t_0 igual ao ano de entrada em operação. A expressão 5.2.3 faz referência ao modelo completo, identificado como 1.a.

$$\sum_{t=t_0}^T \frac{PV_t}{RAP_t} (\%) = \beta_0 + \beta_1 Deságio_i + \beta_2 Rent. Ofert._i + \beta_3 TIR_i + \beta_4 AnosOp_i + \beta_5 Atraso + \sum_{j=6}^8 \beta_j Fase_{ji} + \sum_{j=9}^{13} \beta_j SetorSocio_{ji} + \sum_{j=14}^{18} \beta_j Regiao_{ji} + \beta_{19} \ln(ExtLT_i) + \beta_{20} \ln(Invest_i) + \varepsilon_i \quad (5.2.3)$$

Dois outros modelos são derivados do modelo 1.a:

- i) o modelo 1.b a variável independente atraso é excluída da regressão;
- ii) o modelo 1.c é resultado de um número sucessivo de iterações, através da função *stepAIC*, disponibilizada no pacote *MASS* do programa R. Portanto, as variáveis selecionadas foram as que reproduziram o modelo que melhor explicou a variável dependente, de maneira a minimizar as variáveis independentes sem relação estatística significativa.

5.2.2 Modelo 2

O modelo 2 tem como variável dependente o logaritmo natural do total das PV aplicadas no período entre os anos de 2010 e 2018. Analogamente ao modelo 1, os Lotes comissionados após 2010 possuem o valor t_0 igual ao ano de entrada em operação. A expressão 5.2.4 faz referência ao modelo completo, identificado como 2.a.

$$\ln\left(\sum_{t=t_0}^T PV_t\right) (R\$) = \beta_0 + \beta_1 Deságio_i + \beta_2 Rent. Ofert._i + \beta_3 TIR_i + \beta_4 AnosOp_i + \beta_5 Atraso + \sum_{j=6}^8 \beta_j Fase_{ji} + \sum_{j=9}^{13} \beta_j SetorSocio_{ji} + \sum_{j=14}^{18} \beta_j Regiao_{ji} + \beta_{19} \ln ExtLT_i + \beta_{20} \ln Invest_i + \beta_{21} \ln\left(\sum_{t=1}^T RAP_t\right) + \varepsilon_i \quad (5.2.4)$$

O modelo 2.b é derivado do modelo 2.a, resultante de um número sucessivo de iterações, através da função *stepAIC*. Portanto, as variáveis selecionadas foram as que reproduziram o modelo que melhor explicou a variável dependente, de maneira a minimizar as variáveis independentes sem relação estatística significativa.

5.2.3 Resultados

A Tabela 5-2 apresenta os resultados dos modelos descritos e fornecem os valores dos estimadores para cada uma das variáveis independentes elencadas. Também são apresentados na tabela os desvios padrões (entre parênteses) e a ordem de grandeza do valor-p das variáveis com significância estatísticas, conforme a nota ao fim da tabela. O APÊNDICE B apresenta os resultados computacionais, onde são exibidos mais detalhes dos cinco modelos.

Tabela 5-2 - Resultado do modelo do Mínimos Quadrados Ordinários para estimação dos empreendimentos licitados entre os anos 2010 – 2018

	Variável Dependente				
	Modelo 1			Modelo 2	
	$\sum \frac{PV}{RAP}$ (%)			$\ln(\sum PV)$ (R\$)	
	(1.a)	(1.b)	(1.c)	(2.a)	(2.b)
RAP (R\$) [ln]				2,592** (0,999)	1,115*** (0,121)
TIR (%)	0,032 (0,023)	0,031 (0,023)	0,032 (0,020)	0,027 (0,031)	
Deságio (%)	-0,004 (0,007)	-0,004 (0,007)		0,023 (0,016)	
RAP/Inv. (%)	-0,135* (0,073)	-0,097 (0,070)	-0,072** (0,028)	-0,191* (0,112)	-0,089** (0,040)
Anos em Op.	-0,046 (0,086)	-0,140** (0,061)		-0,268 (0,168)	
Atraso (anos)	0,174 (0,113)		0,238*** (0,073)	0,134 (0,150)	0,264*** (0,094)
Fase - 2	-0,239 (0,539)	-0,543 (0,507)		-0,774 (0,883)	
Fase - 3	-0,900 (0,812)	-1,406* (0,751)		-1,853 (1,301)	

	Variável Dependente				
	Modelo 1			Modelo 2	
	$\sum \frac{PV}{RAP}$ (%)			$\ln\left(\sum PV\right)$ (R\$)	
	(1.a)	(1.b)	(1.c)	(2.a)	(2.b)
Fase - 4	-1,453 (1,099)	-2,400** (0,922)		-2,068 (1,559)	
Categoria Sócio – Bancos e Fundos	3,233*** (0,924)	3,060*** (0,925)	3,544*** (0,869)	0,889 (1,234)	
Categoria Sócio - Utility Estrangeira	-0,244 (0,302)	-0,289 (0,304)	-0,170 (0,290)	-0,539 (0,410)	
Categoria Sócio – Construtora. Estrangeira	-0,472 (0,285)	-0,569** (0,280)	-0,404 (0,257)	-0,552 (0,381)	
Categoria Sócio - Utility Nacional	-0,445 (0,359)	-0,496 (0,361)	-0,471 (0,335)	-0,304 (0,489)	
Categoria Sócio – Construtora Nacional	-0,390 (0,317)	-0,360 (0,320)	-0,407 (0,282)	-0,197 (0,430)	
Região - BP	-1,285 (0,777)	-1,423* (0,779)	-1,307** (0,633)	-2,643** (1,047)	-2,499*** (0,871)
Região – CO	-0,164 (0,300)	-0,097 (0,300)	-0,190 (0,278)	-0,560 (0,410)	-0,601* (0,359)
Região – N	-0,209 (0,358)	-0,227 (0,361)	-0,192 (0,338)	-0,199 (0,493)	-0,179 (0,419)
Região – NE	0,654** (0,318)	0,656** (0,321)	0,633** (0,294)	0,283 (0,424)	0,254 (0,364)
Região – S	-0,503* (0,298)	-0,480 (0,301)	-0,528* (0,277)	-0,526 (0,400)	-0,487 (0,349)
Investimento Edita (R\$) [ln]	0,102 (0,137)	0,099 (0,139)		-1,356 (0,982)	
Extensão (km) [ln]	-0,004 (0,065)	0,003 (0,065)		-0,044 (0,088)	

	Variável Dependente				
	Modelo 1			Modelo 2	
	$\sum \frac{PV}{RAP}$ (%)			$\ln\left(\sum PV\right)$ (R\$)	
	(1.a)	(1.b)	(1.c)	(2.a)	(2.b)
Constant	2,555 (2,978)	3,512 (2,941)	2,321*** (0,453)	-2,296 (4,433)	-5,647*** (1,943)
Observations	93	93	93	93	93
R ²	0,557	0,542	0,534	0,656	0,616
Adjusted R ²	0,434	0,423	0,457	0,554	0,579
Residual Std. Error	0,841 (df = 72)	0,849 (df = 73)	0,823 (df = 79)	1,123 (df = 71)	1,091 (df = 84)
F Statistic	4,521*** (df = 20; 72)	4,545*** (df = 19; 73)	6,953*** (df = 13; 79)	6,441*** (df = 21; 71)	16,815*** (df = 8; 84)

Nota:

*p<0,1; **p<0,05; ***p<0,01

Tanto no Modelo 1 quanto no Modelo 2, observou-se que a TIR estimada e o deságio verificado nos leilões não apresentaram relações significantes com o desempenho operacional dos empreendimentos. Tal conclusão também se estende às variáveis utilizadas para controlar as dimensões dos Lotes, a quilometragem de linhas e o montante de investimentos.

A rentabilidade ofertada $\left(\frac{RAP_{teto}}{Investimento\ Edital}\right)$ apresentou relação significativa nos modelos 1.a, 1.c e 2.b. Em tais os modelos, a rentabilidade ofertada apresentou uma relação negativa com os níveis de PV aplicadas. Ou seja, quanto maior a rentabilidade ofertada pelo Regulador, melhor foi o desempenho verificado.

Os estimadores relacionados às Fases em que os Lotes foram licitados, apresentaram significância estatística apenas no modelo 1.b, que desconsidera a variável “Atraso” dos empreendimentos. É observado o mesmo comportamento para o estimador que relaciona o número de anos em operação dos Lotes. Quando o atraso é considerado, tais estimadores deixam de apresentar uma relação significativa, o que sugere que a variável “Atraso” explica melhor as PV aplicadas que a Fase ou número de anos em operação dos Lotes.

Foi possível observar que os atrasos possuem relação positiva com os níveis de PV aplicadas, ou seja, quanto maior o atraso dos empreendimento, pior foi o desempenho operacional. Para o Modelo 1.c, cada ano de atraso dos empreendimento implicou em um aumento médio de 0,24% das PV aplicadas em relação às receitas. O Modelo 2.b sinaliza uma

relação positiva média de $0,26 \times Atraso$ entre o atraso (em anos) e o valor do logaritmo natural das PV aplicadas (em R\$).

Conforme esperado, também foi possível verificar uma relação positiva entre o valor da RAP e o valor das PV aplicada, Modelos 2.a e 2.b. O intuito da consideração da RAP no modelo 2 foi controlar a influência da mesma, uma vez que a PV é definida em função da RAP, desagregando assim, a influência dessa variável nos modelos.

Os estimadores relacionados à composição societária apresentaram relações significante para as variantes do Modelo 1, que avalia os níveis das PV proporcionais as RAP dos Lotes. Quando levado em consideração o montante absoluto das PV aplicadas - Modelo 2 - as variáveis categóricas relativas ao controle societário não apresentaram relações estatisticamente significativas.

Em relação ao Modelo 1, observou-se que os lotes que tiveram Bancos e Fundos como sócios majoritários vencedores do certame, apresentaram cerca de 3% de PV superiores às Empresas Pública. Portanto, um desempenho operacional inferior. Já os Lotes que possuíram Empresas Construtoras de Infraestrutura Estrangeiras como sócios majoritários vencedores do certame, apresentaram relação significativa apenas no Modelo 1.b, com cerca de 0,569% menos PV em relação as Empresas Públicas, ou seja, um desempenho superior. As demais categorias não apresentaram relações significantes em relação as Empresas Públicas em nenhum modelo, não sendo possível retirar conclusões acerca do desempenho.

Vale destacar que não é raro os empreendimentos serem construídos pelo grupo vencedor do leilão e em seguida vendido para um segundo grupo controlador. A pesquisa realizada não cobriu a mudança dos sócios dos Lotes e, portanto, a investigação de tal relação exige maior aprofundamento.

Os estimadores relativos às Regiões onde estão localizados os empreendimentos, tem como referência as PV aplicadas aos Lotes localizados na Região Sudeste (intercepto). Os estimadores relativos Regiões Sul, Nordeste e Bipolos de corrente contínua (presente em três regiões simultaneamente) apresentaram relações estatisticamente significativas.

Os Bipolos, desagregados das demais Regiões geográficas, apresentaram relação negativa significativa para todos os modelos avaliados, o que caracteriza um melhor desempenho dos Bipolos quando comparados aos empreendimentos localizados na Região Sudeste.

Os Lotes localizados na Região Nordeste apresentaram relação positiva significativa para todas as variantes do Modelo 1. Observou-se que em média, empreendimentos localizados no NE tiveram 0,6% mais PV em relação aos localizados no SE, o que caracteriza um nível de desempenho inferior. Já para as variantes do Modelo 2, os estimadores não apresentaram significância a 10%.

Os Lotes localizados na Região Sul apresentaram relação negativa significativa para os Modelos 1.a e 1.c. Observou-se que em média, empreendimentos localizados no S tiveram 0,5% menos PV em relação aos localizados no SE, o que caracteriza um nível de desempenho superior. Já para as variantes do Modelo 2, os estimadores não apresentaram significância a 10%.

Apesar dos aspectos regionais estarem controlados, deve-se levar em consideração a heterogeneidade geográfica e ambiental dentro de uma mesma região. Adicionalmente, muitos dos lotes avaliados cobrem uma grande extensão territorial, passando por diferentes sub-regiões. Portanto, para identificar se de fato existe uma relação entre a localização de um dado empreendimento e a disponibilidade do mesmo, é necessário que seja realizada uma análise mais detalhada.

De forma geral, verificou-se em todos os modelos avaliados comportamento semelhante entre os estimadores. As nuances observadas entre os modelos possibilitam maior confiança das conclusões realizadas, e da modelagem proposta.

Os modelos apresentados não têm como objetivo a previsão dos níveis de PV futuros, uma vez que não foi estabelecida ou investigada uma relação de causalidade. Porém, a análise apresentada pode servir de base para trabalhos futuros que tenham como objetivo tal propósito.

Capítulo 6 - Conclusões

A principal motivação do trabalho foi a avaliação do comportamento do mercado de transmissão durante um período de vinte anos, além de verificação da existência de possíveis relações entre as variáveis econômicas, atrasos de implantação e qualidade dos serviços de transmissão licitados nos leilões da ANEEL.

O Capítulo 2 apresenta um breve referencial teórico acerca dos conceitos básicos de economia, modelos de leilões e regulação relacionados à política pública do sistema transmissão de energia.

O Capítulo 3 trata do atual modelo institucional do setor elétrico e de como o modelo de expansão da transmissão evoluiu a partir da reforma realizada em 1998. O capítulo também apresenta o processo de expansão da transmissão, desde a fase de concepção dos empreendimentos até a realização dos leilões.

A metodologia utilizada para responder às questões levantadas no objetivo do trabalho é separada em duas etapas. A primeira, tratada no Capítulo 4, apresenta uma avaliação descritiva do histórico dos leilões em que são realizados os levantamentos dos atrasos, das penalidades e das variáveis relacionadas aos aspectos econômicos, regionais e composição societária dos empreendimentos. Tal análise descritiva também é apoiada em elementos qualitativos, que levam em consideração a influência da conjuntura econômica e política do país nos resultados dos leilões de transmissão.

Na segunda etapa, tratada no Capítulo 5, são construídos dois modelos econométricos. O primeiro com o objetivo de explicar os atrasos dos empreendimentos e o segundo as penalidades aplicadas aos mesmos. Em ambos os modelos são utilizadas as variáveis analisadas no Capítulo 4.

6.1 Conclusões acerca do histórico dos leilões

O ponto de partida para a avaliação do histórico dos leilões de transmissão foi o estudo elaborado pelo GESEL em que foi avaliado o papel dos leilões no setor de transmissão entre os anos de 1999 e 2017 (GESEL, 2018). O referido trabalho divide o período de 1999 e 2017 em cinco fases, levando em consideração os patamares dos deságios, bem como o efeito da

conjuntura econômica e política do país nos resultados dos leilões, conforme apresentado no Gráfico 4-2 e no Gráfico 4-3.

Os períodos entre 1999-2002 (Fase 1) e 2013-2015 (Fase 4), foram os que apresentaram os menores níveis de deságios. Esses também são os períodos em foram verificados os maiores percentuais de lotes sem lance. Portanto, podemos classificá-los como sendo os períodos menos competitivos.

O período entre 2008-2012 (Fase 3) foi fortemente marcado pela crise financeira global, sendo verificada no primeiro ano uma forte queda nos patamares dos deságios, seguida de um ligeiro aumento nos anos seguintes. Tal aumento é explicado principalmente pela maior participação das empresas públicas do setor de transmissão, conforme apresentado no Gráfico 4-13 e no Gráfico 4-14.

Os períodos entre 2003-2007 (Fase 2) e 2016-2019 (Fase 5) foram os que apresentaram os maiores níveis de deságios, além de possuírem um número reduzido de lotes sem lances, sendo caracterizados como as duas fases mais competitivas. Durante a Fase 5 observou-se um aumento sistemático da média dos deságios, vinculado à redução da dispersão dos mesmos. O leilão do ano de 2019 pode ser classificado como o mais competitivo da série histórica, em que os deságios médios ficaram em torno de 60%.

O item 4.3 apresenta o histórico das rentabilidades ofertadas pela ANEEL (razão RAP/Investimento, valores de referência informados pela ANEEL antes da realização dos leilões) e das rentabilidades verificadas pelos vencedores (RAP vencedora/investimento declarado em contrato), conforme apresentado no Gráfico 4-7.

Apesar de não ter sido verificada uma relação significativa entre rentabilidade ofertada e deságios, percebeu-se claramente que o regulador alterou esse índice à medida que o mercado se tornou mais ou menos competitivo. Como exemplo, após o elevado número de lotes sem lances nos leilões dos anos de 2013 e 2014, observou-se um aumento da rentabilidade ofertada nos anos de 2015 e 2016. A partir do momento em que os níveis de competição dos leilões subiram, nos anos de 2017 e 2018, verificou-se uma redução da rentabilidade ofertada.

Portanto, é possível constatar que a ANEEL trabalha ativamente para aumentar a atratividade dos empreendimento nos momentos de baixa competitividade, além de buscar reduzir as margens ofertadas nos momentos em que o mercado se mostra disposto em concorrer pelos lotes de transmissão.

O item 4.4 apresenta a composição societária das cinco fases dos leilões. Durante as Fases 1 e 2 foi observado um predomínio das empresas de construção de infraestrutura nacionais, aproximadamente 60% dos investimentos e de infraestrutura estrangeiras, cerca de 55% dos investimentos, respectivamente. A Fase 3 caracterizou-se por uma forte participação das empresas públicas nos leilões, sendo essas responsáveis por mais de 40% dos investimentos realizados no período.

Durante Fase 4, verificou-se uma redução expressiva dos investimentos, sendo as empresas estrangeiras do setor elétrico as que apresentaram a maior fração de investimento, cerca de 40% do total.

A Fase 5 foi marcada por uma retomada vigorosa dos investimentos no setor de transmissão, cujas estimativas são da ordem R\$ 70 bilhões. A composição societária fica distribuída principalmente entre as empresas nacionais do setor elétrico, aproximadamente 35% dos investimentos, e as *utilities* estrangeiras, próximo a 40% dos investimentos.

O item 4.5 apresenta a evolução dos prazos de implantação de 144 lotes entre os anos de 2004 e 2017. Observou-se durante as fases 2 e 3 um descolamento acentuado entre a expectativa de prazos de implantação das obras e o de fato verificado, Gráfico 4-18. A partir da Fase 4 observou-se uma redução sistemática dos prazos de implantação, bem como um aumento dos prazos definidos nos editais.

Pode-se concluir que tanto o mercado como o regulador evoluíram a fim de melhorar o processo de implantação das novas obras de transmissão. O aumento dos prazos, aliado à possibilidade de antecipações remuneradas, ajuda a explicar as reduções dos tempos de implantação verificados nos últimos anos.

No item 4.6 foi realizada uma estimativa da TIR dos empreendimentos entre os anos de 1999 e 2018, resumidas no Gráfico 4-18. Ao avaliar as variações do comportamento dos retornos dos empreendimentos pelas estimativas da TIR, são consideradas informações que não podem ser observadas quando avaliamos a relação RAP/Investimento, por exemplo, as mudanças das regras de remuneração dos empreendimentos que ocorreram ao longo da série histórica.

Conforme esperado, observou-se que as tendências das estimativas da TIR possuem comportamentos semelhantes à relação RAP/Investimento, apresentada no Gráfico 4-7. Porém, verificou-se que as variações são mais suaves ao longo dos anos, apresentando menores variações. As análises realizadas não tiveram como objetivo simular com exatidão os fluxos de

caixa que os empreendedores de fato utilizaram para tomada de decisão, mas estimar a geração de caixa dos empreendimentos para avaliação de tendências.

O item 4.7 avalia as PV aplicadas às transmissoras entre os anos de 2010 e 2018, totalizando 403 observações. Foi possível constatar que as PV aplicadas ao longo dos anos foram em sua grande maioria, inferiores a 2% da RAP contratada. Porém, existe um considerável número de observações em patamares que variam entre 2% e 12%, conforme apresentado no Gráfico 4-19.

Em uma perspectiva temporal de 9 anos – período entre 2010 e 2018 – o nível das PV relativos às RAP dos empreendimentos verificados no Gráfico 4-20, são inferiores aos observados no Gráfico 4-19, em que os valores máximos ponderados das PV não superam 6% da receita.

Entre 1999 e 2019, mais de 400 lotes foram ofertados nos leilões de transmissão, e desses, mais de 300 foram arrematados. Os empreendimento leiloados contemplam cerca de 90 mil quilômetros de extensão de linhas e estimativas de investimentos da ordem de R\$ 180 bilhões (ANEEL, Leilões de Transmissão, 2020).

Os números destacados demonstram que o modelo de expansão da transmissão foi capaz de gerar investimentos em infraestrutura mesmo em momentos de crise, como observado nos último cinco anos. Portanto, pode-se classificar o mercado de transmissão no período entre 1999 e 2019, como um benchmark em infraestrutura no Brasil.

6.2 Conclusões dos modelos econométricos propostos

6.2.1 Modelo para avaliação dos Prazos de Implantação dos Empreendimentos

De maneira geral, as variáveis relacionadas aos aspectos econômicos dos leilões, as características societárias dos empreendimento, as regiões onde os mesmos estão localizados e as extensões das linhas de transmissão não apresentaram relações estatisticamente significante para os modelos avaliados.

Uma das principais conclusões dos modelos foi a relação estatisticamente significante das fases em que os empreendimentos foram licitados e o número de dias de atraso, confirmando as conclusões da análise descritiva apresentada no item 4.5. Fases mais recentes

estão relacionadas a atrasos menores, o que demonstra um grau de amadurecimento do setor elétrico como um todo, tanto das instituições do setor, como dos agentes de transmissão.

Foi possível observar que as etapas do processo de implantação dos empreendimentos são cruciais para redução dos atrasos ou antecipações. O período necessário para obtenção das licenças ambientais, elaboração dos projetos básicos e executivos, apresentaram relações estatísticas significativas positivas com os atrasos.

Por último, observou-se uma relação negativa entre volume de investimento e os atrasos, o que demonstra um maior cuidado por parte dos empreendedores quando volumes maiores de recursos são aplicados a um determinado empreendimento. Lotes maiores são mais complexos, exigindo mais frentes de obra e maiores esforços administrativos.

6.2.2 Modelo para avaliação do desempenho operacional dos empreendimentos

Foram criados dois modelos básicos distintos para avaliação do desempenho operacional dos empreendimentos. O primeiro tem como variável dependente a razão entre total das PV aplicadas sobre o total das RAP. Dado que as PV aplicadas são proporcionais às RAP, o objetivo do modelo é possibilitar a comparação de lotes com diferentes ordens de grandeza, normalizados em uma escala com dimensões compatíveis.

O segundo modelo tem com variável dependente o logaritmo natural das PV aplicadas em reais. Seu objetivo foi desagregar a variável dependente de possíveis relações diretas com a RAP, uma vez que a TIR e a Rentabilidade Ofertada apresentam a RAP em sua composição

Tanto no Modelo 1 quanto no Modelo 2, a TIR estimada e o deságio verificado nos leilões não apresentaram relações significantes com o desempenho operacional dos empreendimentos. Tal conclusão também se estende às variáveis utilizadas para controlar as dimensões dos lotes, a quilometragem de linhas e o volume de investimentos.

Já a rentabilidade ofertada $\left(\frac{RAP_{teto}}{Investimento\ Edital}\right)$ apresentou relação significativa para os dois modelos apresentados. Foi verificado que, quanto maior a rentabilidade ofertada pelo regulador, melhor o desempenho verificado.

A relação entre as fases em que os empreendimentos foram licitados e o desempenho operacional não foi significativa a um nível de 10%. Porém, foi observado que os empreendimentos que sofreram atrasos apresentaram uma relação positiva com as PV, com

níveis de significância de 1%. Ou seja, quanto maior o atraso dos empreendimentos, pior foi o desempenho operacional observado.

Os estimadores relativos às regiões onde estão localizados os empreendimentos, tem como referência as PV aplicadas aos lotes localizados na Região Sudeste (intercepto). Foi observado que os estimadores relativos às Regiões Sul, Nordeste e Bipolos, presentes em três regiões simultaneamente, apresentaram relação estatística significativa.

Os Bipolos e os empreendimentos localizados na Região Sul apresentaram uma relação negativa quando comparados aos lotes situados na Região Sudeste. Portanto, apresentaram um nível de desempenho médio superior aos empreendimentos Região Sudeste.

Já os lotes localizados na região Nordeste apresentaram em média uma relação positiva significativa em relação aos lotes situados na Região Sudeste. Portanto, obtiveram um nível de desempenho médio inferior aos empreendimentos localizados na Região Sudeste.

De forma geral, verificou-se em todos os modelos avaliados um comportamento semelhante entre os estimadores. As nuances observadas entre os modelos possibilitam maior confiança das conclusões realizadas e da modelagem proposta.

Referências

- ANEEL. (2019). *REH - 2565/2019*. Fonte: ANEEL: <https://biblioteca.aneel.gov.br/>
- ANEEL. (2020). *Leilões de Transmissão*. Fonte: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL: <https://www.aneel.gov.br/transmissao4>
- ANEEL. (2020). *Painel de Acompanhamento dos Empreendimentos de Transmissão*. Fonte: <https://www.aneel.gov.br/paineis-de-expansao-da-transmissao>
- ANEEL. (2020). *Qualidade do serviço público de transmissão de energia elétrica*. Fonte: ANEEL: <https://www.aneel.gov.br/transmissao3#:~:text=A%20Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20ANEEL%20n%C2%BA,desempenho%20das%20concession%C3%A1rias%20de%20transmiss%C3%A3o.>
- BODNAR, G. M. (1996). *Project Finance Teaching Note*. Wharton School.
- BOYER, R. (1986). *La théorie de régulation: une analyse critique*. Paris: La Découverte.
- Castro, N., Martini, S., Brandão, R., & Ludovique, C. (2018). *O Papel dos Leilões na Expansão do Segmento de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro: 1999-2017*. UFRJ: GESEL.
- ELETROBRÁS. (19 de 01 de 2019). Fonte: Eletrobrás: <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Historia.aspx>
- FARIAS, L. M., & SELBITTO, M. A. (2011). Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. *Revista Liberato*, 12(17), 01-16.
- Filho, N. F., Alonso, L. d., Chagas, E. B., Szuster, F. R., & Sussekind, C. S. (2009). O papel do BNDES na expansão do setor elétrico nacional e o mecanismo de project finance. *BNDES Setorial*. Fonte: <http://www.bndes.gov.br/bibliotecadigital>
- GESEL. (2018). *O Papel dos Leilões na Expansão do Segmento de Transmissão do Setor Elétrico Brasileiro: 1999-2017*. UFRJ.
- GIAMBIAGI, F., & ALÉM, A. C. (2008). *Finanças Públicas Teoria e Prática no Brasil* (3º ed.). Rio de Janeiro: Campus.
- GOMES, R. (2012). *A gestão do sistema de transmissão do Brasil*. Rio de Janeiro: FGV.
- Klemperer, P. (03 de 1999). AUCTION THEORY: A GUIDE TO THE LITERATURE. *JOURNAL OF ECONOMIC SURVEYS*, pp. 227 - 260.

- KOENKER, R., & HALLOCK, K. F. (2001). Quantile Regression. *Journal of Economic Perspectives*, 15(4), 143-156.
- Maskin, E. S. (1985). Auction Theory with Private Values. *American Economic Review*, 150 - 155.
- MMA. (07 de 2020). *Etapas do licenciamento*. Fonte: Ministério do Meio Ambiente: <http://pnla.mma.gov.br/etapas-do-licenciamento>
- MME. (19 de 01 de 2019). Fonte: Ministério de Minas e Energia: <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/institucional/o-ministerio>
- NERY, E. (2012). *Mercados e Regulação de Energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Interciência.
- PACHECO, R. S. (2006). Regulação no Brasil: Desenho das Agências e Formas de Controle. *Revista de Administração Pública*, 40, 523-543.
- PINDYCK, J. R., & RUBINFELD, D. L. (2006). *Microeconomia*. São Paulo: Pearson Prentice Hall.
- PRADO, L. (2014). Relações entre Estado e Mercado: Reformas e Agências Reguladoras no Brasil, 1991-2013. Em F. S. Earp, E. Bastian, & A. d. Modenesi, *Como vai o Brasil?: A economia brasileira no terceiro milênio*. Ímã Editorial.
- Rochay, K., Moreiraz, A., & Limp, R. (2013). Determinantes dos Altos Deságios nos Leilões de Transmissão de Energia Elétrica no Brasil entre 1999-2010. *Revista Brasileira de Economia*, 235 - 248.
- SANTOS, B. R. (2012). Modelos de Regressão Quantílica. *Dissertação de Mestrado. Instituto de Matemática e Estatística, Universidade de São Paulo*, 96.
- THE R PROJECT. (05 de 08 de 2019). Fonte: The R Project for Statistical Computing: <https://www.r-project.org/>

APÊNDICE A

Saídas computacionais relativas às variantes do modelo do item 5.1, para estimação dos atrasos para empreendimento licitados entre 1999 – 2017.

Resultado da simulação do Modelo (1):

Call:

```
lm(formula = atraso ~ as.numeric(TIR) + RAP_sob_Invest_pc_pre +
  as.numeric(desagio_percent) + as.factor(categoria_controle) +
  as.factor(Fase) + as.numeric(`prazo_evento_Projeto Básico`) +
  as.numeric(`prazo_evento_Projeto Executivo`) + as.numeric(`prazo_evento_Licença Prévia LP`) +
  as.numeric(`prazo_evento_Licença de Instalação LI`) + as.numeric(`prazo_evento_Licença de Operação LO`) +
  prazo_evento_fundacoes + as.factor(Regiao) + log(defla_invest) +
  log(extensao_km), data = tabela_prazo_detalhe)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-647.67	-230.33	13.65	186.15	1046.93

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	4.355e+03	9.581e+02	4.546	1.74e-05	***
as.numeric(TIR)	-1.948e+00	1.029e+01	-0.189	0.85030	
RAP_sob_Invest_pc_pre	8.641e+00	3.303e+01	0.262	0.79420	
as.numeric(desagio_percent)	-1.603e+00	2.212e+00	-0.725	0.47050	
as.factor(categoria_controle)Bancos_Fundos	2.190e+02	1.994e+02	1.098	0.27522	
as.factor(categoria_controle)Est.Utility	-1.133e-01	1.046e+02	-0.001	0.99914	
as.factor(categoria_controle)Est_Equip.Const.	-8.994e+01	1.144e+02	-0.786	0.43369	
as.factor(categoria_controle)Nac.Utility	-3.841e+01	1.439e+02	-0.267	0.79012	
as.factor(categoria_controle)Nac_Equip.Const.	3.559e+01	1.315e+02	0.271	0.78721	
as.factor(Fase)3	-6.024e+02	1.854e+02	-3.249	0.00164	**
as.factor(Fase)4	-9.481e+02	2.205e+02	-4.300	4.40e-05	***
as.factor(Fase)5	-1.546e+03	2.591e+02	-5.966	4.99e-08	***
as.numeric(`prazo_evento_Projeto Básico`)	2.647e-01	1.116e-01	2.372	0.01985	*
as.numeric(`prazo_evento_Projeto Executivo`)	5.147e-01	1.122e-01	4.589	1.47e-05	***
as.numeric(`prazo_evento_Licença Prévia LP`)	-3.360e-02	1.626e-01	-0.207	0.83677	
as.numeric(`prazo_evento_Licença de Instalação LI`)	3.505e-01	1.596e-01	2.195	0.03076	*
as.numeric(`prazo_evento_Licença de Operação LO`)	1.958e-01	1.151e-01	1.701	0.09254	.
prazo_evento_fundacoes	6.734e-01	1.930e-01	3.489	0.00076	***
as.factor(Regiao)BP	4.242e+01	2.515e+02	0.169	0.86648	
as.factor(Regiao)CO	-1.574e+02	1.070e+02	-1.470	0.14503	
as.factor(Regiao)N	-1.446e+02	1.492e+02	-0.969	0.33508	
as.factor(Regiao)NE	2.385e-02	1.054e+02	0.000	0.99982	
as.factor(Regiao)S	-2.261e+02	1.140e+02	-1.984	0.05037	.
log(defla_invest)	-2.152e+02	4.879e+01	-4.412	2.90e-05	***
log(extensao_km)	1.564e+01	2.327e+01	0.672	0.50333	

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 338.7 on 88 degrees of freedom
Multiple R-squared: 0.853, Adjusted R-squared: 0.813
F-statistic: 21.28 on 24 and 88 DF, p-value: < 2.2e-16

Resultado da simulação do Modelo (2):

Call:

```
lm(formula = atraso ~ as.numeric(TIR) + RAP_sob_Invest_pc_pre +  
  as.numeric(desagio_percent) + as.factor(categoria_controle) +  
  as.factor(Fase) + as.factor(Regiao) + log(defla_invest) +  
  log(extensao_km), data = tabela_prazo_detalhe)
```

Residuals:

```
      Min       1Q   Median       3Q      Max  
-860.42 -357.41  -85.18   306.55 1973.18
```

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	3392.322	1571.875	2.158	0.03347 *
as.numeric(TIR)	-13.198	16.568	-0.797	0.42770
RAP_sob_Invest_pc_pre	75.590	52.192	1.448	0.15086
as.numeric(desagio_percent)	-4.430	3.689	-1.201	0.23289
as.factor(categoria_controle)Bancos_Fundos	-110.945	329.486	-0.337	0.73708
as.factor(categoria_controle)Est.Utility	-274.608	172.401	-1.593	0.11455
as.factor(categoria_controle)Est_Equip.Const.	-469.792	177.507	-2.647	0.00953 **
as.factor(categoria_controle)Nac.Utility	-51.079	241.053	-0.212	0.83264
as.factor(categoria_controle)Nac_Equip.Const.	35.623	216.747	0.164	0.86981
as.factor(Fase)3	59.556	294.760	0.202	0.84032
as.factor(Fase)4	-405.369	359.239	-1.128	0.26202
as.factor(Fase)5	-1822.832	428.943	-4.250	5.04e-05 ***
as.factor(Regiao)BP	-138.994	419.173	-0.332	0.74094
as.factor(Regiao)CO	-283.139	179.644	-1.576	0.11836
as.factor(Regiao)N	-393.061	244.098	-1.610	0.11069
as.factor(Regiao)NE	-9.728	172.357	-0.056	0.95511
as.factor(Regiao)S	-603.295	183.754	-3.283	0.00144 **
log(defla_invest)	-185.989	74.991	-2.480	0.01491 *
log(extensao_km)	95.010	36.669	2.591	0.01109 *

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 576.8 on 94 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.5446, Adjusted R-squared: 0.4574

F-statistic: 6.244 on 18 and 94 DF, p-value: 9.628e-10

Resultado da simulação do Modelo (3):

```
Call:
lm(formula = atraso ~ as.factor(Fase) + as.numeric(`prazo_evento_Projeto Básico`) +
  as.numeric(`prazo_evento_Projeto Executivo`) + as.numeric(`prazo_evento_Licença de Instalação LI`) +
  as.numeric(`prazo_evento_Licença de Operação LO`) + prazo_evento_fundacoes +
  log(invest_edital), data = tabela_prazo_detalhe)
```

```
Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-684.33 -216.28  -23.36  168.93 1200.82
```

```
Coefficients:
                    Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)          3.602e+03  5.726e+02  6.291 7.78e-09 ***
as.factor(Fase)3     -5.876e+02  1.445e+02 -4.067 9.35e-05 ***
as.factor(Fase)4     -8.468e+02  1.584e+02 -5.347 5.41e-07 ***
as.factor(Fase)5     -1.345e+03  1.636e+02 -8.223 6.34e-13 ***
as.numeric(`prazo_evento_Projeto Básico`)
                    2.481e-01  9.855e-02  2.517  0.0134 *
as.numeric(`prazo_evento_Projeto Executivo`)
                    5.230e-01  9.929e-02  5.267 7.62e-07 ***
as.numeric(`prazo_evento_Licença de Instalação LI`)
                    4.315e-01  1.315e-01  3.283  0.0014 **
as.numeric(`prazo_evento_Licença de Operação LO`)
                    2.098e-01  9.948e-02  2.109  0.0374 *
prazo_evento_fundacoes
                    6.956e-01  1.659e-01  4.194 5.82e-05 ***
log(invest_edital)
                   -1.833e+02  3.028e+01 -6.054 2.32e-08 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

```
Residual standard error: 331.9 on 103 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.8348,    Adjusted R-squared:  0.8203
F-statistic: 57.82 on 9 and 103 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

Resultado da simulação do Modelo (4):

```
Call:
lm(formula = atraso ~ as.factor(Fase) + as.numeric(`prazo_evento_Projeto Básico`) +
  as.numeric(`prazo_evento_Projeto Executivo`) + as.numeric(`prazo_evento_Licença de Instalação LI`) +
  as.numeric(`prazo_evento_Licença de Operação LO`) + prazo_evento_fundacoes +
  log(invest_edital), data = tabela_prazo_detalhe_sem_fase5)
```

```
Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-667.29 -222.44  -24.64  162.17 1205.83
```

```
Coefficients:
                    Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)       3462.8013   641.5259   5.398 5.54e-07 ***
as.factor(Fase)3  -589.3129   150.6528  -3.912 0.000179 ***
as.factor(Fase)4  -850.4226   165.0737  -5.152 1.54e-06 ***
as.numeric(`prazo_evento_Projeto Básico`)
                    0.2551     0.1098   2.324 0.022387 *
as.numeric(`prazo_evento_Projeto Executivo`)
                    0.4949     0.1053   4.699 9.48e-06 ***
as.numeric(`prazo_evento_Licença de Instalação LI`)
                    0.4769     0.1410   3.383 0.001068 **
as.numeric(`prazo_evento_Licença de Operação LO`)
                    0.2041     0.1045   1.952 0.054044 .
prazo_evento_fundacoes
                    0.7111     0.1755   4.052 0.000108 ***
log(invest_edital)
                   -175.5493   34.1324  -5.143 1.59e-06 ***
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1
```

```
Residual standard error: 345.8 on 89 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.7758,    Adjusted R-squared:  0.7557
F-statistic: 38.5 on 8 and 89 DF,  p-value: < 2.2e-16
```

APÊNDICE B

Saídas computacionais relativas às variantes do Modelo 1, do item 5.2.

Resultado da simulação do Modelo 1.a:

```

Call:
lm(formula = pv_total_sob_rap_total ~ as.numeric(TIR) + as.numeric(desagio_percent.x) +
    RAP_sob_Invest_pc_pre + idade_lote + atraso + as.factor(Fase.x) +
    as.factor(categoria_controle) + as.factor(Regiao) + log(defla_invest) +
    log(extensao_km), data = t_completa_pv)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1.56763 -0.53058 -0.07208  0.42681  2.08569

Coefficients:
                    Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)          2.555320   2.978321   0.858  0.3938
as.numeric(TIR)       0.031567   0.022965   1.375  0.1735
as.numeric(desagio_percent.x)
-0.004086   0.006581  -0.621  0.5366
RAP_sob_Invest_pc_pre
-0.135037   0.073187  -1.845  0.0691 .
idade_lote
-0.045875   0.086033  -0.533  0.5955
atraso
 0.174448   0.112560   1.550  0.1256
as.factor(Fase.x)2
-0.238654   0.539115  -0.443  0.6593
as.factor(Fase.x)3
-0.899816   0.812070  -1.108  0.2715
as.factor(Fase.x)4
-1.452953   1.099067  -1.322  0.1904
as.factor(categoria_controle)Bancos_Fundos
 3.233213   0.923508   3.501  0.0008 ***
as.factor(categoria_controle)Est.Utility
-0.243806   0.302409  -0.806  0.4228
as.factor(categoria_controle)Est_Equip.Const.
-0.471556   0.284594  -1.657  0.1019
as.factor(categoria_controle)Nac.Utility
-0.444707   0.358996  -1.239  0.2195
as.factor(categoria_controle)Nac_Equip.Const.
-0.390120   0.317418  -1.229  0.2231
as.factor(Regiao)BP
-1.285212   0.776704  -1.655  0.1023
as.factor(Regiao)CO
-0.163704   0.300094  -0.546  0.5871
as.factor(Regiao)N
-0.208534   0.358272  -0.582  0.5623
as.factor(Regiao)NE
 0.654166   0.317778   2.059  0.0432 *
as.factor(Regiao)S
-0.502895   0.298240  -1.686  0.0961 .
log(defla_invest)
 0.102333   0.137348   0.745  0.4587
log(extensao_km)
-0.003531   0.064539  -0.055  0.9565
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.8409 on 72 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5567, Adjusted R-squared:  0.4336
F-statistic: 4.521 on 20 and 72 DF, p-value: 1.07e-06

```

Resultado da simulação do Modelo 1.b:

```

Call:
lm(formula = pv_total_sob_rap_total ~ as.numeric(TIR) + as.numeric(desagio_percent.x) +
    RAP_sob_Invest_pc_pre + idade_lote + as.factor(Fase.x) +
    as.factor(categoria_controle) + as.factor(Regiao) + log(defla_invest) +
    log(extensao_km), data = t_completa_pv)

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-1.38897 -0.53472 -0.09522  0.49445  2.35287

Coefficients:
                    Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)          3.512352   2.941445   1.194  0.23631
as.numeric(TIR)       0.031432   0.023184   1.356  0.17936
as.numeric(desagio_percent.x)
-0.003786   0.006641  -0.570  0.57039
RAP_sob_Invest_pc_pre
-0.096816   0.069566  -1.392  0.16823
idade_lote
-0.140093   0.061457  -2.280  0.02556 *
as.factor(Fase.x)2
-0.542939   0.506891  -1.071  0.28765
as.factor(Fase.x)3
-1.405903   0.750628  -1.873  0.06508 .
as.factor(Fase.x)4
-2.399987   0.922269  -2.602  0.01121 *
as.factor(categoria_controle)Bancos_Fundos
 3.059837   0.925468   3.306  0.00147 **
as.factor(categoria_controle)Est.Utility
-0.289120   0.303869  -0.951  0.34451
as.factor(categoria_controle)Est_Equip.Const.
-0.568544   0.280281  -2.028  0.04616 *
as.factor(categoria_controle)Nac.Utility
-0.496007   0.360883  -1.374  0.17351
as.factor(categoria_controle)Nac_Equip.Const.
-0.359746   0.319840  -1.125  0.26437
as.factor(Regiao)BP
-1.423087   0.778966  -1.827  0.07180 .
as.factor(Regiao)CO
-0.096958   0.299826  -0.323  0.74733
as.factor(Regiao)N
-0.227031   0.361495  -0.628  0.53194
as.factor(Regiao)NE
 0.656303   0.320812   2.046  0.04438 *
as.factor(Regiao)S
-0.479875   0.300716  -1.596  0.11486
log(defla_invest)
 0.098916   0.138642   0.713  0.47784
log(extensao_km)
 0.003089   0.065013   0.048  0.96223
---
Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.849 on 73 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.5419,    Adjusted R-squared:  0.4227
F-statistic: 4.545 on 19 and 73 DF,  p-value: 1.259e-06

```

Resultado da simulação do Modelo 1.c:

Call:

```
lm(formula = pv_total_sob_rap_total ~ as.numeric(TIR) + RAP_sob_Invest_pc_pre +  
  atraso + as.factor(categoria_controle) + as.factor(Regiao),  
  data = t_completa_pv)
```

Residuals:

```
      Min       1Q   Median       3Q      Max  
-1.57893 -0.63143 -0.00235  0.47586  1.79141
```

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	2.32071	0.45318	5.121	2.1e-06	***
as.numeric(TIR)	0.03192	0.01992	1.602	0.113149	
RAP_sob_Invest_pc_pre	-0.07219	0.02777	-2.600	0.011130	*
atraso	0.23765	0.07322	3.246	0.001720	**
as.factor(categoria_controle)Bancos_Fundos	3.54421	0.86893	4.079	0.000107	***
as.factor(categoria_controle)Est.Utility	-0.16959	0.28956	-0.586	0.559742	
as.factor(categoria_controle)Est_Equip.Const.	-0.40448	0.25702	-1.574	0.119549	
as.factor(categoria_controle)Nac.Utility	-0.47084	0.33455	-1.407	0.163235	
as.factor(categoria_controle)Nac_Equip.Const.	-0.40685	0.28191	-1.443	0.152918	
as.factor(Regiao)BP	-1.30687	0.63287	-2.065	0.042204	*
as.factor(Regiao)CO	-0.19041	0.27761	-0.686	0.494786	
as.factor(Regiao)N	-0.19206	0.33842	-0.568	0.571977	
as.factor(Regiao)NE	0.63332	0.29419	2.153	0.034388	*
as.factor(Regiao)S	-0.52784	0.27719	-1.904	0.060517	.

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 0.8234 on 79 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.5336, Adjusted R-squared: 0.4569

F-statistic: 6.953 on 13 and 79 DF, p-value: 9.495e-09

Resultado da simulação do Modelo 2.a:

Call:

```
lm(formula = (log(1 + pv_total_lote)) ~ log(rap_total_lote) +  
  as.numeric(TIR) + as.numeric(desagio_percent.x) + RAP_sob_Invest_pc_pre +  
  idade_lote + atraso + as.factor(Fase.x) + as.factor(categoria_controle) +  
  as.factor(Regiao) + log(defla_invest) + log(extensao_km),  
  data = t_completa_pv)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-3.8622	-0.3365	0.0979	0.5445	1.7942

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)
(Intercept)	-2.29566	4.43266	-0.518	0.6061
log(rap_total_lote)	2.59168	0.99939	2.593	0.0115 *
as.numeric(TIR)	0.02652	0.03078	0.861	0.3919
as.numeric(desagio_percent.x)	0.02252	0.01567	1.437	0.1552
RAP_sob_Invest_pc_pre	-0.19096	0.11237	-1.699	0.0936 .
idade_lote	-0.26830	0.16759	-1.601	0.1138
atraso	0.13433	0.15034	0.893	0.3746
as.factor(Fase.x)2	-0.77439	0.88321	-0.877	0.3836
as.factor(Fase.x)3	-1.85324	1.30079	-1.425	0.1586
as.factor(Fase.x)4	-2.06764	1.55926	-1.326	0.1891
as.factor(categoria_controle)Bancos_Fundos	0.88869	1.23428	0.720	0.4739
as.factor(categoria_controle)Est.Utility	-0.53948	0.41010	-1.315	0.1926
as.factor(categoria_controle)Est_Equip.Const.	-0.55169	0.38131	-1.447	0.1523
as.factor(categoria_controle)Nac.Utility	-0.30450	0.48866	-0.623	0.5352
as.factor(categoria_controle)Nac_Equip.Const.	-0.19721	0.42959	-0.459	0.6476
as.factor(Regiao)BP	-2.64255	1.04749	-2.523	0.0139 *
as.factor(Regiao)CO	-0.55963	0.40986	-1.365	0.1764
as.factor(Regiao)N	-0.19850	0.49273	-0.403	0.6883
as.factor(Regiao)NE	0.28260	0.42426	0.666	0.5075
as.factor(Regiao)S	-0.52580	0.40048	-1.313	0.1934
log(defla_invest)	-1.35603	0.98214	-1.381	0.1717
log(extensao_km)	-0.04352	0.08799	-0.495	0.6224

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1.123 on 71 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.6558, Adjusted R-squared: 0.554

F-statistic: 6.441 on 21 and 71 DF, p-value: 1.294e-09

Resultado da simulação do Modelo 2.b:

Call:

```
lm(formula = (log(1 + pv_total_lote)) ~ log(rap_total_lote) +  
    RAP_sob_Invest_pc_pre + atraso + as.factor(Regiao), data = t_completa_pv)
```

Residuals:

Min	1Q	Median	3Q	Max
-4.2708	-0.3126	0.2581	0.5717	1.6984

Coefficients:

	Estimate	Std. Error	t value	Pr(> t)	
(Intercept)	-5.64672	1.94341	-2.906	0.00468	**
log(rap_total_lote)	1.11479	0.12057	9.246	1.9e-14	***
RAP_sob_Invest_pc_pre	-0.08875	0.04027	-2.204	0.03029	*
atraso	0.26416	0.09432	2.801	0.00633	**
as.factor(Regiao)BP	-2.49923	0.87055	-2.871	0.00518	**
as.factor(Regiao)CO	-0.60080	0.35927	-1.672	0.09819	.
as.factor(Regiao)N	-0.17860	0.41865	-0.427	0.67076	
as.factor(Regiao)NE	0.25377	0.36386	0.697	0.48746	
as.factor(Regiao)S	-0.48668	0.34924	-1.394	0.16713	

Signif. codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 1.091 on 84 degrees of freedom

Multiple R-squared: 0.6156, Adjusted R-squared: 0.579

F-statistic: 16.82 on 8 and 84 DF, p-value: 1.258e-14