



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE
TELECOMUNICAÇÕES

GABRIEL MARÇAL BARROSO

**O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL: UMA
AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO**

Niterói, RJ

2021

GABRIEL MARÇAL BARROSO

**O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL: UMA
AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Orientador: Prof. D.Sc Henrique de Oliveira Henriques

Niterói, RJ

2021

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE
Gerada com informações fornecidas pelo autor

B277p Barroso, Gabriel Marçal
O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL: UMA
AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO / Gabriel Marçal Barroso
; Henrique de Oliveira Henriques, orientador. Niterói, 2021.
96 p. : il.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,
Niterói, 2021.

DOI: <http://dx.doi.org/10.22409/PPGEET.2021.m.10074665707>

1. Transmissão de Energia Elétrica. 2. Leilões de
Transmissão. 3. Produção intelectual. I. Henriques,
Henrique de Oliveira, orientador. II. Universidade Federal
Fluminense. Escola de Engenharia. III. Título.

CDD -

Bibliotecário responsável: Debora do Nascimento - CRB7/6368

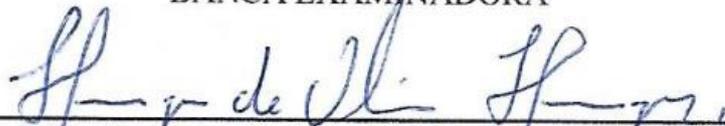
GABRIEL MARÇAL BARROSO

**O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA TRANSMISSÃO NO BRASIL: UMA
AVALIAÇÃO DOS LEILÕES DE TRANSMISSÃO**

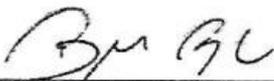
Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para obtenção do Grau de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações.

Aprovada em 28 de maio de 2021.

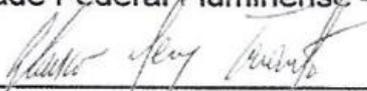
BANCA EXAMINADORA



Prof. Dr. Henrique de Oliveira Henriques - Orientador
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Bruno Soares Moreira Cesar Borba
Universidade Federal Fluminense - UFF



Prof. Dr. Glauco Nery Taranto
Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ

Niterói, RJ
2021

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus acima de tudo.

Ao meu Orientador, Professor Henrique de Oliveira Henriques, por todo apoio necessário para elaboração deste trabalho, paciência e ajuda quando precisei.

Agradeço a minha mãe pelo amor e dedicação na minha criação.

Agradeço a minha esposa, Juliana Esteves, que esteve ao meu lado desde o início me apoiando nesse trabalho árduo.

Agradeço a TAESA e seus profissionais, que me proporcionaram todo o conhecimento técnico, financeiro e regulatório para elaboração deste trabalho.

Em especial, aos companheiros de trabalho, Yonatan Mizrahi, Henrique Oliveira e Paulo Galvão, que foram críticos ao trabalho e me ajudaram com as suas experiências no setor de transmissão.

“Seja sempre a melhor versão de si mesmo.”

(Kobe Bryant)

RESUMO

Este trabalho tem por objetivo elaborar uma análise técnica e econômica de ativos de transmissão de 500 kV e 230 kV e avaliar os retornos esperados para esses ativos que são leiloados através de lotes em leilões realizados pela ANEEL.

Devido aos resultados apresentados em leilões recentes pela ANEEL, onde alguns lotes tiveram resultados não esperados, com nenhum proponente ofertando uma proposta válida, a ideia é avaliar quais características técnico-econômicas mais impactam na oferta dos agentes.

O trabalho faz uma contextualização do cenário histórico do setor de transmissão do Brasil, bem como a sua evolução desde o início até chegar no ambiente competitivo de leilões que existe hoje. Dando sequência a essa análise, avalia-se como é realizada toda a expansão de transmissão em alguns países do mundo, como a França, Reino Unido, Chile e Japão e faz-se a comparação com o Brasil afim de estabelecer um paralelo.

Os itens que mais impactam na modelagem do negócio, por sua vez são premissas financeiras que a agência reguladora se utiliza para balizar os retornos, um desse item é a WACC¹, *Weighted Average Cost of Capital*, e outro é o Banco de Preços que a ANEEL utiliza para balizar o orçamento dos empreendimentos que compõem os lotes.

A elaboração de um escopo com as mesmas funções de transmissão tanto para os ativos de 500 kV quanto para os ativos de 230 kV ajuda a definir o CAPEX e o OPEX desses empreendimentos e os custos de O&M para operar e manter esses ativos por 30 anos, prazo esse da concessão e ter uma sensibilidade referente ao banco de preços da ANEEL.

Na simulação do retorno esperado para esses ativos de transmissão, utilizando a metodologia de fluxo de caixa descontado, foi verificado que os itens que mais impactam no retorno dos ativos são as questões relacionadas ao enquadramento no regime tributário, ao CAPEX referente ao banco de preços ANEEL que não está retratando a realidade do cenário macroeconômico atual.

Palavras chaves: Expansão da transmissão, leilões de transmissão, retorno do investimento em transmissão.

¹ A WACC é a média do custo do capital, esse índice é bastante utilizado para avaliar negócios em implantação e validar o financiamento de capital por terceiros.[1]

ABSTRACT

This work aims to prepare a technical and economic analysis of 500 kV and 230 kV transmission assets and evaluate the expected returns for these assets that are auctioned through lots in auctions carried out by ANEEL.

Due to the results presented in recent auctions by ANEEL, where some lots had unexpected results, with no bidder offering a valid proposal, the idea is to evaluate which technical-economic characteristics most impact the agents' offer.

The work contextualizes the historical scenario of the transmission sector in Brazil, as well as its evolution from the beginning until reaching the competitive auction environment that exists today. Continuing this analysis, it is evaluated how the entire transmission expansion is carried out in some countries in the world, such as France, United Kingdom, Chile and Japan, and a comparison is made with Brazil in order to establish a parallel.

The items that most impact business modeling, in turn, are financial assumptions that the regulatory agency uses to guide returns, one of this item is the WACC, Weighted Average Cost of Capital, and another is the Price Bank that ANEEL used to guide the budget of the projects that will make up the lots.

The elaboration of a scope with the same transmission functions for both the 500 kV assets and the 230 kV assets helps to define the CAPEX and OPEX of these projects and the O&M costs to operate and maintain these assets for 30 years, term of the concession and have a sensitivity related to ANEEL's price database.

In the simulation of the expected return for these transmission assets, using the discounted cash flow methodology, it was verified that the items that most impact the return on assets are the issues related to the classification in the tax regime, to CAPEX related to the ANEEL price bank which is not portraying the reality of the current macroeconomic scenario.

Key words: Transmission expansion, transmission auctions, return on investment in transmission.

Índice

1	Introdução.....	1
1.1	Motivação do Estudo	1
1.2	Desenvolvimento do Trabalho.....	1
1.3	Considerações Sobre o Sistema Elétrico Brasileiro.....	2
1.4	Objetivos.....	4
1.5	Estrutura do Trabalho	4
2	Histórico dos Modelos de Expansão de Transmissão no Brasil.....	6
2.1	Considerações Iniciais	6
2.2	Modelos Anteriores aos Leilões.....	7
2.3	Do Modelo Atual aos Leilões	13
2.4	Modelos de Expansão da Transmissão no Mundo.....	16
2.4.1.	Reino Unido	16
2.4.1.	França.....	18
2.4.2.	Japão.....	19
2.4.3.	Chile	21
2.5	Modelo Brasileiro versus Modelos Apresentados	22
3	Evolução do Ambiente Competitivo.....	24
3.1	WACC	24
3.1.1.	Custo do Capital Próprio: <i>Ke</i>	25
3.1.1.1.	Taxa Livre de Risco: <i>Rf</i>	26
3.1.1.2.	Risco do Ativo: β	27
3.1.1.3.	Retorno Esperado do Mercado: <i>Rm</i>	28
3.2	WACC Regulatória e Seus Impactos no Setor de Transmissão	28
3.3	Banco de Preços ANEEL.....	31
3.4	Comparativo dos Leilões de Transmissão - Leilões Vazios à Ultracompetitivos	33
3.4.1.	Leilões de 1999 a 2010.....	34

3.4.2.	Leilões de 2011 a 2020.....	36
3.5	Cenários Macros que Influenciaram Essas Mudanças.....	37
4	Análise de Investimentos em Ativos de Transmissão Através de Leilões.....	41
4.1	Estrutura do CAPEX.....	42
4.1.1.	CAPEX Ativos de 500 kV	42
4.1.1.1.	CAPEX Linha de Transmissão 500 kV.....	43
4.1.1.2.	CAPEX Subestação 500 kV	45
4.1.1.3.	CAPEX Montagem Eletromecânica.....	49
4.1.2.	CAPEX Ativos de 230 kV	49
4.1.2.1.	CAPEX Linha de Transmissão 230 kV.....	50
4.1.2.2.	CAPEX Subestação 230 kV	52
4.1.2.3.	CAPEX Montagem Eletromecânica.....	56
4.2	Estrutura do OPEX	56
4.2.1.	OPEX Ativos de 500 kV	56
4.2.2.	OPEX Ativos de 230 kV	58
4.3	Estrutura SPE.....	59
4.4	Custos Fundiários e Ambientais	64
4.5	Resumo CAPEX	65
5	Análise dos Retornos Financeiros dos Empreendimentos	66
5.1	Curva de Desembolso	66
5.2	Análise da Taxa de Retorno dos Empreendimentos	68
5.2.1.	Regime Tributário de Lucro Real.....	68
5.2.2.	Regime Tributário de Lucro Presumido.....	69
5.2.3.	Premissas Financeiras para a Modelagem.....	70
5.3	Retornos dos Empreendimentos de 500 kV e 230 kV	71
6	Conclusão e Crítica	74
	Referências Bibliográficas.....	76

Lista de Abreviaturas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAPEX	<i>CAPital EXpenditure</i> ²
CAPM	<i>Capital Asset Pricing Model</i> ³
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido
DUP	Declaração de Utilidade Pública
EBITIDA	<i>Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i> ⁴
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
IRPJ	Imposto de Renda de Pessoa Jurídica
LT	Linha de Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
NTN-B	Notas do Tesouro Nacional Série B
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico

² Investimentos em bens de capital.

³ Modelo de Precificação de Ativos de Capital

⁴ Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização

OPEX	OPeration EXpenditure ⁵
OPGW	<i>Optical Ground Wire</i>
PAR	Plano de Ampliações e Reforços
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PET	Plano de Expansão da Transmissão
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
RAP	Receita Anual Permitida
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPE	Sociedade de Propósito Específico
TCU	Tribunal de Contas da União
TIR	Taxa Interna de Retorno
TUST	Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão
VPL	Valor Presente Líquido
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> ⁶
β	Índice de Risco de um Ativo

⁵ Investimentos em manutenção de equipamentos.

⁶ Custo Médio Ponderado de Capital

Lista de Figuras

Figura 1 - Investimentos Previstos em LTs	3
Figura 2 - Investimentos previstos em SEs	3
Figura 3 - Sistemas de Transmissão em 1960	8
Figura 4 – Sistema de Transmissão em 1990	9
Figura 5 - Mapa da Transmissão cenário 2024.....	10
Figura 6 - Estatais do Setor Elétrico Brasileiro privatizadas no período de 1955-2000	12
Figura 7 - Investimentos em LT por ano	15
Figura 8 - Investimentos em SE por ano	15
Figura 9 - Cronologia do Leilão de Transmissão	16
Figura 10 - Regiões de Responsabilidade de Cada Companhia	17
Figura 11 - Linhas de 400 kV na França	18
Figura 12 - Áreas das Empresas Japonesas	19
Figura 13 - Linhas de Transmissão Japonesas.....	20
Figura 14 - Regiões do Sistema Elétrico Chileno.....	21
Figura 15 - Tesouro IPCA+ disponíveis.....	26
Figura 16 - WACC & RAP/CAPX x Leilão	30
Figura 17 - Simulador de Orçamento ANEEL	32
Figura 18 - Taxa de Sucesso Leilões de Transmissão	33
Figura 19 – Taxa de Deságio por Leilão	34
Figura 20 - Taxa de Sucesso 1999 a 2010	35
Figura 21 - Leilões de 1999 a 2010	35
Figura 22 - Leilões de 2011 a 2020	36
Figura 23 - Leilões de 2011 a 2020	37
Figura 24 - Leilões 2016 a 2017.....	38
Figura 25 - Leilões de 2014 a 2015	39

Figura 26 - Deságio Médio Leilões	40
Figura 27 - Relação RAP e CAPEX Leilão 001/2020.....	40
Figura 28 - Unifilar dos Empreendimentos	41
Figura 29 - Curva de Desembolso	67
Figura 30 - Resumo Datas de Desembolso.....	67

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Relação WACC e RAP/CAPEX	30
Tabela 2 - Orçamento LT 500 kV A-B.....	43
Tabela 3 - Custos de Aquisição de Materiais LT 500 kV	44
Tabela 4 - Custos de Construção LT 500 kV	45
Tabela 5 - Custos dos Serviços Técnicos	45
Tabela 6 - Características Subestação A.....	46
Tabela 7 - Custos Módulo de Manobra de 500 kV.....	46
Tabela 8 - Custos de Equipamentos de Pátio de 500 kV.....	47
Tabela 9 - Demais Custos de Instalação de Subestação 500 kV	47
Tabela 10 - Custos Módulo Reator de Linha em 500 kV	48
Tabela 11 - Custos Montagem Ativos de 500 kV	49
Tabela 12 - Orçamento LT 230 kV C-D	50
Tabela 13 - Custos de Aquisição de Materiais LT 230 kV	51
Tabela 14 - Custos de Construção LT 230 kV	51
Tabela 15 - Custos dos Serviços Técnicos 230 kV	52
Tabela 16 - Características Subestação C.....	52
Tabela 17 - - Custos Módulo de Manobra de 230 kV	53
Tabela 18 - Custos de Equipamentos de Pátio de 230 kV.....	53
Tabela 19 - Demais Custos de Instalação de Subestação 230 kV	54
Tabela 20 - Custos Módulo Reator de Linha em 230kV.....	55
Tabela 21 - Custos Montagem Ativos 230 kV	56
Tabela 22 - Custos O&M 500 kV.....	57
Tabela 23 - Custos O&M 230 kV.....	58
Tabela 24 - Custos com Administrativo	59
Tabela 25 - Colaboradores SPE.....	60

Tabela 26 - Custos <i>Backoffice</i> SPE	61
Tabela 27 - Custos Engenharia SPE	61
Tabela 28 - Custos de Fiscalização.....	62
Tabela 29 - Custos MSO	62
Tabela 30 - Custo total e custos, fundiário e ambiental.....	64
Tabela 31 - CAPEX total dos Empreendimentos	65
Tabela 32 - Taxa de Retorno do Empreendimento de 500 kV	71
Tabela 33 - Taxa de Retorno do Empreendimento de 230 kV	71
Tabela 34 - Resumo CAPEX x Deságio x Retorno.....	74

1 Introdução

1.1 Motivação do Estudo

Devido a crescente participação de diversas empresas nos leilões de transmissão da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), com lances cada vez mais agressivos e outros lotes do mesmo certame sem ofertas, esse trabalho tem por objetivo comparar ativos de diferentes níveis de tensão e seus retornos dos investimentos para uma melhor compreensão dos resultados dos leilões.

Cabe destacar que serão abordados neste trabalho ativos fictícios de 500kV e 230kV, pertencentes a rede básica, baseados no banco de preços ANEEL. Será considerado o mesmo escopo técnico entre as classes de tensão, isto é, duas entradas de Linha de Transmissão (LT), uma em cada Subestação (SE), com reatores de linha em ambos os terminais. Devido a sua alta complexibilidade, contudo, não estão no escopo deste trabalho as críticas aos valores apresentados dos ativos no banco de preços ANEEL, só importando os valores apresentados na sua revisão de agosto de 2019.

Aliado a isto, outra motivação para a elaboração deste trabalho é a falta de recursos didáticos com relação aos retornos esperados dos ativos oriundos dos leilões de transmissão. Em geral a bibliografia aborda somente os retornos de investimentos de um projeto qualquer, deixando uma lacuna para os profissionais do setor.

1.2 Desenvolvimento do Trabalho

A elaboração deste trabalho baseou-se em publicações sobre o assunto do Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, CCPE [2] [3], nas publicações [4] [5] [6].

1.3 Considerações Sobre o Sistema Elétrico Brasileiro

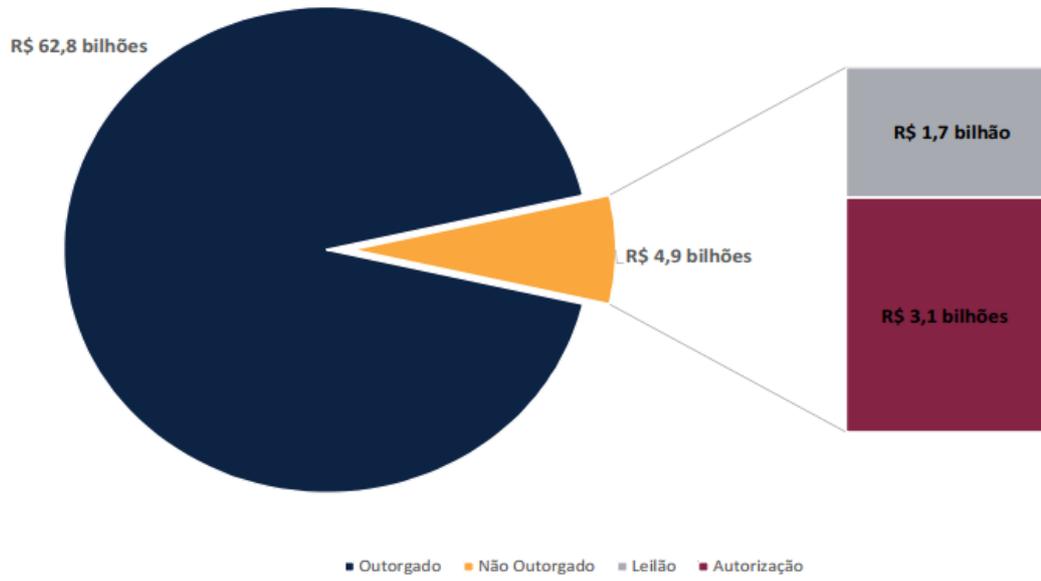
Atualmente, o setor elétrico brasileiro passa por constantes mudanças em todos os aspectos, como por exemplo, na geração de novas fontes de energia⁷ e na expansão da transmissão de energia elétrica para atender as cargas e o escoamentos dessas novas fontes⁸. Dessa forma, constatou-se que, para o crescimento econômico e do País como um todo, seria necessário o crescimento da infraestrutura energética para que possa atender a demanda de consumo. Estas análises são feitas pela Empresa de Pesquisas Elétricas (EPE) no Programa de Expansão de Transmissão (PET), no Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) e no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE). O Operador Nacional do Sistema (ONS), também analisa o problema no Plano de Ampliações e Reforços (PAR). Basicamente o PDE representa o estudo para o Sistema Elétrico Nacional no futuro de 10 anos. A partir de sua emissão, as obras ali indicadas, não necessariamente serão licitadas ou autorizadas aos agentes do setor. Posteriormente a isto é elaborado o PET/PELP, um documento único com uma assertividade maior na licitação e autorização dos empreendimentos. Basicamente, se o ativo é indicado no PET, ele já possui outorga para ser licitado, no PELP, ainda não possui tal outorga, mas está próximo de ser indicado como um futuro reforço no Sistema. O PAR (após estudos para curto prazo), indica as linhas de transmissão e as subestações necessárias para atender a demanda. De acordo com a situação mostrada por esses relatórios, o Ministério de Minas e Energia (MME) apresenta um conjunto de empreendimentos necessários, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e a **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, em transmissão até o ano de 2029 apresentados no PDE 2029 [10]. Houve uma grande injeção de investimentos para a ampliação, modernização e construção de novos empreendimentos para interligação no sistema nacional. Nesse sentido, vale a pena ressaltar a construção de novas Linhas de Transmissão em Corrente Contínua tais como os Bipolos de Belo Monte, que escoam a energia produzida pela Usina de Belo Monte para o Sudeste Brasileiro.⁹

⁷ Entende-se como novas fontes de energia, fontes provenientes da energia dos ventos, solar, biomassa entre outras.[7] [8]

⁸ A Expansão da transmissão faz-se necessária para atender, da melhor forma possível, a relação entre fonte e carga. [9]

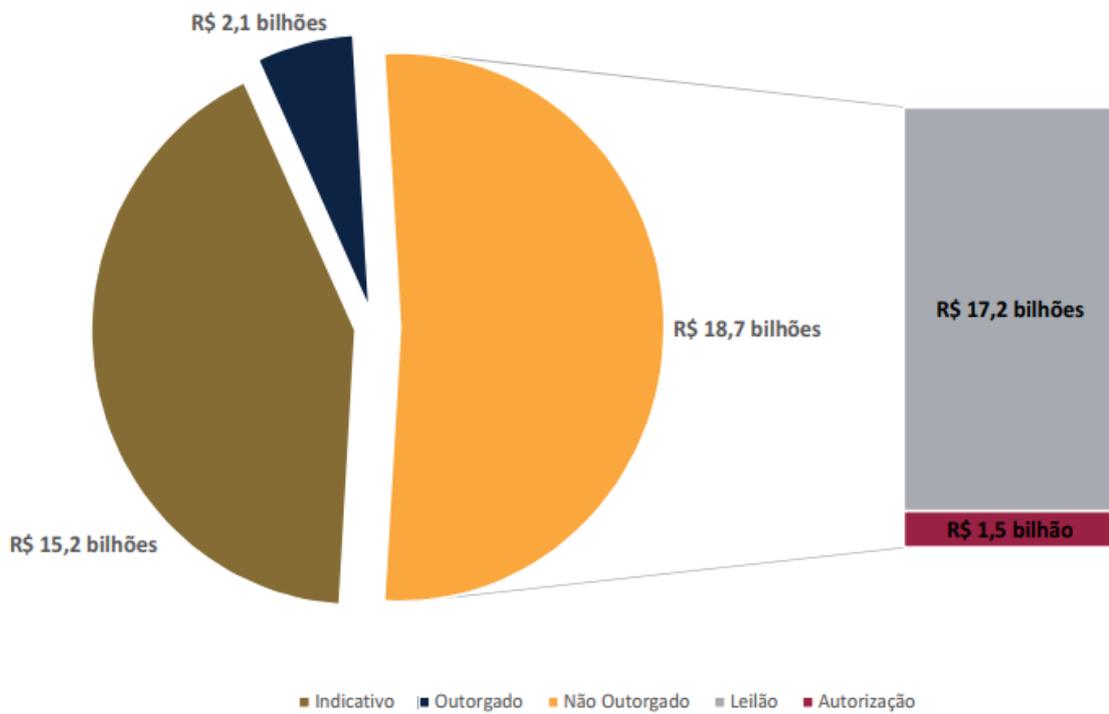
⁹ Obra realizada pela empresa State Grid que escoam energia produzida pela UHE de Belo Monte para o Sudeste brasileiro[11]

Figura 1 - Investimentos Previstos em LTs



Fonte: Adaptado de [10]

Figura 2 - Investimentos previstos em SEs



Fonte: Adaptado de [10]

1.4 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo estabelecer um comparativo entre algumas funções de transmissão¹⁰ em diferentes níveis de tensão, mas com as mesmas características técnicas para se chegar a uma conclusão dos motivos para que alguns empreendimentos dos leilões de transmissão realizados pela ANEEL possuem uma grande concorrência e outros ativos não possuem nenhum lance, originando assim um prejuízo para o SIN¹¹.

Para isso, foram utilizados dados oficiais da ANEEL, como o banco de preços¹², para elaboração do CAPEX. Para os custos de O&M¹³ foi elaborado um estudo paralelo para uma situação mínima necessária para operar e manter os ativos. As premissas financeiras adotadas foram as utilizadas por grandes instituições que analisam os resultados dos Leilões, como grandes bancos.

1.5 Estrutura do Trabalho

Em benefício da melhor compreensão e clareza do assunto, o conteúdo está dividido em:

- Capítulo 1 - Histórico da Expansão da Transmissão: como eram realizadas as expansões do sistema de transmissão antes dos leilões. Serão definidos como os leilões de transmissão ocorrem, como eram realizados anteriormente ao modelo atual. Será feito também um comparativo de como os leilões são realizados no mundo e um comparativo entre esses modelos;
- Capítulo 2 - Comparativo entre as características de leilões de resultados opostos (leilões vazios e ultracompetitivos) e o que mudou nesses leilões;

¹⁰ É o conjunto de instalações funcionalmente dependentes entre si. [12]

¹¹ Alguns empreendimentos ofertados nos leilões não possuem um retorno atrativo para os investidores resultando assim sem lances, em contra partida, alguns lotes são muitos disputados gerando um maior deságio. [13]

¹² usado para o cálculo da Receita Anual Permitida (RAP) nos processos de autorização de reforços, licitação para outorga de concessão e revisão das receitas das concessionárias de transmissão de energia elétrica para definição do valor do investimento nas instalações de transmissão de energia elétrica, está disponível em [14]

¹³ Custos de O&M são os gastos referente aos itens necessários para operar e manter os ativos, como por exemplo, pessoal, máquinas, equipamentos para medição e aferição, gastos com limpeza e segurança, entre outros que cada companhia julgue necessário.

- Capítulo 3 - Evolução do Ambiente Competitivo: definição do que é WACC regulatória, explanação sobre o banco de preços ANEEL.
- Capítulo 4 - Retorno dos Investimentos: definição do escopo que será simulado, definição do que é OPEX e CAPEX, definição do custo de O&M, análise do ativo de 500kV, análise do ativo de 230kV e comparativo dos retornos esperados;
- Capítulo 5 – Análise dos resultados da precificação dos empreendimentos
- Capítulo 6 – Conclusão e Crítica.

2 Histórico dos Modelos de Expansão de Transmissão no Brasil

2.1 Considerações Iniciais

A Expansão dos sistemas de transmissão de energia elétrica está diretamente associada ao crescimento do País. Esses tipos de empreendimentos são considerados de infraestrutura básica, pois para um o crescimento econômico faz-se necessário esse tipo de investimento. Esses crescimentos da rede de transmissão devem ser planejados com uma certa antecedência para prever o crescimento da carga e o seu atendimento de forma mais assertiva possível, a fim de evitar gastos maiores e problemas de atendimento a carga.

Uma forma de expansão dos sistemas atuais é através dos leilões de Transmissão. Como nós conhecemos nos formatos atuais, deram início no final dos anos 1990, mais precisamente em 03/12/1999, através da licitação da LT Taquaruçu-Assis e LT Assis – Sumaré¹⁴. Anteriormente era realizado através de estudos pelas Empresas Estatais. O objetivo de se implementar os leilões era de viabilizar, através da ampla concorrência, a concessão de novas linhas de transmissão e subestações para o mercado. Nesse novo formato as condições de participações eram as mesmas para todos os envolvidos, independentemente se eram empresas ligadas ao governo ou empresas de capital privado, fazendo que o mercado regulasse os custos e retornos dos investimentos envolvidos trazendo uma maior eficiência para o mercado e conseqüentemente diminuindo os custos para a União.

Na ocasião, foi proposto um prazo de 30 anos de construção, operação e manutenção pelo vencedor do empreendimento. Em contrapartida, o vencedor recebe o que chamamos de RAP¹⁵, Receita Anual Permitida, que nada mais é a receita pelo custo do O&M e CAPEX¹⁶ investidos no projeto. Essa receita é reajustada todos os anos pelos índices de inflação do mercado, geralmente é uma composição entre o Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) e o Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

¹⁴ Este empreendimento fez parte do leilão 007/1999 e foi arrematado pelo consórcio MULTISERCE/AMP, constituído pelas empresas: Multiservice Engenharia Ltda. (54%); e AMP do Brasil Conectores Elétricos Eletrônicos Ltda. (46%) com um deságio de R\$41.657.760,00 (valores da época)[15]

¹⁵ Receita Anual Permitida, RAP, é o valor pago pela União ao agente responsável pelo O&M do ativo em questão, esse valor é dividido em doze parcelas mensais, e reajustado todos os anos pelos índices inflacionários.

¹⁶ Custos com CAPEX, são os custos com o projeto utilizados para a construção do ativo.

A dinâmica do leilão de transmissão é feita para que o maior deságio¹⁷ sobre a RAP vença, auferindo assim um maior desconto ao custo total para implantação, operação e manutenção dos ativos pelo período de 30 anos e diminuindo o custo para a União e conseqüentemente ao contribuinte final que paga através das contas de luz o tributo Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST), que é repassado para as transmissoras. Como simples referência, no último leilão realizado em dezembro de 2019 o deságio médio foi de 60,3%, sendo o maior se comparado aos anos anteriores.[16].

2.2 Modelos Anteriores aos Leilões

Até a década de 1950 não existia uma transmissão de energia como se conhece hoje. Até aquele momento a geração se localizava próxima a carga, não necessitando de linhas em tensões superiores para transportar grandes blocos de energia. Basicamente, empresas regionais eram responsáveis por todo o processo, desde a geração até a distribuição, empresas como a LIGHT¹⁸ e *American & Foreign Power*¹⁹(AMFORP)[18] que atuavam no País naquela época e cuidavam de todo o processo em questão.

Como podemos ver na Figura 3, os sistemas existentes até aquela época eram totalmente isolados e regionalizados. Somente em 1948, foi criada a Companhia Hidrelétrica do São Francisco, CHESF, responsável por atuar principalmente na região do Nordeste Brasileiro na bacia do rio São Francisco construindo a Usina de Paulo Afonso e o sistema de transmissão em 230kV²⁰ para escoamento desse bloco de energia até os centros urbanos[20].

Também na década de 50, mais precisamente em 1957, foi criada Furnas, com o objetivo de construção da Usina de Rio Grande para atendimento da carga na região Sudeste, que era e ainda é a região mais industrializada do País. Nesta mesma época entram em operação as primeiras linhas de transmissão em 345kV, também na região Sudeste, com o objetivo de interligar as usinas de Três Marias e Furnas aos centros urbanos de Belo Horizonte[20].

¹⁷ Desconto aplicado pelos agentes em cima da RAP. Vence quem aplicar o maior desconto.

¹⁸ A Light começou a sua atuação no Brasil no ano de 1899, atualmente é responsável por atender a carga do em 31 municípios do estado do Rio de Janeiro[17]

¹⁹ Iniciaram suas operações no Brasil no ano de 1927

²⁰ Sistemas de Transmissão em altas tensões fazem necessários para diminuir as perdas elétricas por efeitos eletromagnéticos[19]

Figura 3 - Sistemas de Transmissão em 1960



Fonte: Adaptado de [20]

Mas, após o fim da segunda guerra mundial o processo de industrialização foi acelerado por planos governamentais da época que inviabilizaram esse crescimento do sistema de energia elétrica como era realizado até então. A solução adotada foi o investimento no setor através de empresas públicas, coordenado pelo Governo com a criação dessas empresas. O governo, no ano de 1954, propôs a criação da Eletrobras, mas sofreu grande oposição do Congresso Nacional, sendo que somente no ano de 1961, através do então presidente Jânio Quadros, foi assinada a lei que autorizava a criação da empresa [21]. Logo após a sua criação, a Eletrobras ficou responsável por realizar todas as pesquisas e projetos de geração e transmissão para suprir a necessidade da expansão industrial do Brasil.

O grupo Eletrobras foi um importante instrumento para a expansão dos sistemas de transmissão no Brasil entre os anos de 1964 e 1982. Dentre os principais empreendimentos construídos pelo grupo, cabe destacar o investimento em troncos de transmissão para interligar as fontes de

geração aos consumidores. Nesse período também foi realizada a construção do primeiro tronco de transmissão em corrente contínua²¹ do Brasil[22]

Figura 4 – Sistema de Transmissão em 1990



Fonte: Adaptado de [20]

Comparando-se as Figura 3 e Figura 4, podemos notar que o Sistema Elétrico Brasileiro sofreu grandes transformações, principalmente por investimentos das empresas estatais. Cabe ressaltar que nesse mesmo período ainda foram fundadas outras companhias importantes para o desenvolvimento do País como: CEEE, Cemig e CESP²². Somente a título de referência, o SIN previsto pelo ONS para o horizonte de 2024 será conforme a figura 5:

²¹ Os elos de corrente contínua, são utilizados para interligar regiões onde as frequências adotadas são diferentes, no caso de Itaipu Binacional, o Paraguai opera em 50Hz e o Brasil em 60Hz, outro motivo, é a transmissão de grandes blocos de energia por longas distâncias de uma forma mais econômica.[22] [23]

²² CEEE, Cemig e CESP, são estatais ligadas aos governos do Rio Grande do Sul, Minas Gerais e São Paulo, respectivamente.

Essas mudanças foram baseadas nas experiências de Chile e Reino Unido. O novo modelo implementado pelo governo Collor acelerou o processo de privatização nos investimentos de infraestrutura devido a um maior contexto internacional de liberdade econômica e renegociação de dívidas externas, além da política de reabertura econômica do País para investimentos estrangeiros. Essa privatização ocorreu quase que por consequência da falência das empresas estatais e devido também a falta de investimentos em anos anteriores devido à crise dos anos 80. Em paralelo as mudanças do setor, as primeiras empresas privatizadas foram as distribuidoras estatais como Escelsa e Light, em 1995 e 1996, respectivamente. O setor também foi “desverticalizado” como um todo, separando-se geração, transmissão e distribuição em seguimentos distintos. Inicialmente, somente o setor de geração foi aberta à concorrência privada. Os setores de transmissão e distribuição, por serem monopólios naturais²³, continuaram sendo tratados como serviços públicos regulados.

Devido ao grande movimento para as privatizações das companhias estatais de distribuição, como podemos ver na 6, foram deixados de lado os estudos e os investimentos necessários para a expansão do Sistema Elétrico Nacional. Esse procedimento acarretou em uma crise, sem precedentes de oferta e demanda, no final dos anos 90 e início dos anos 2000. Esta crise, aliada ao problema hidrológico causado pelas longas estiagens, resultou no agravamento do problema nos anos 2001 e 2002²⁴, que mudaria a forma como era pensado o planejamento da expansão e a licitação de construção de novas linhas de transmissão.

²³ O monopólio natural é uma forma de organização de mercado na qual os custos fixos são bastante elevados e os custos variáveis e os custos marginais são bastante reduzidos. Sendo assim, uma forma de garantir que este serviço seja provido é através do controle do estado ou, como é mais comum nos países desenvolvidos, que os serviços sejam providos por companhias privadas, mas com alta regulação por parte do governo.[24]

²⁴ Nesse período foi implementado, pelo governo do então presidente Fernando Henrique Cardoso, o racionamento de energia afim de diminuir o esvaziamento ainda maior dos reservatórios existentes.[25]

Figura 6 - Estatais do Setor Elétrico Brasileiro privatizadas no período de 1955-2000

<i>Empresa</i>	<i>Data da Venda</i>	<i>Principais Acionistas</i>	<i>Participação no Mercado Nacional (%)*</i>
I. Distribuição Sul-Sudeste-Centro-Oeste			
1. Escelsa/ES	12/07/95	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	2,2%
2. Light/RJ	21/05/96	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	9,0%
3. Cerj	20/11/96	Endesa (Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	2,4%
4.RGE/RS	21/10/97	VBC (Brasil), CEA (Estados Unidos)	1,9%
5. AES Sul/RS	21/10/97	AES (Estados Unidos)	2,4%
6. CPFL/SP	01/11/97	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil)	7,1%
7.Enersul/MS	19/11/97	Iven (Brasil),** GTD (Brasil)	1,0%
8. Cemat/MT	27/11/97	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	0,95%
9. Metropolitana/SP	15/04/98	EDF (França), AES (Estados Unidos), Houston (Estados Unidos)	13,7%
10. Elektro/SP	16/07/98	Enron (Estados Unidos)	4,1%
11. Bandeirante	17/09/98	VBC (Brasil), Bonaire (Brasil), EDP (Portugal)	9,2%
II. Distribuição Norte-Nordeste			
12. Coelba/BA	01/07/96	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	3,3%
13. Energipe/SE	01/12/97	Cataguases (Brasil), CM S (Estados Unidos)	0,6%
14. Cosern/RN	01/12/97	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	0,9%
15. Coelce/CE	02/04/98	Endesa(Chile), Chilectra (Chile), Endesa (Espanha), EDP (Portugal)	1,9%
16. Celpe/PA	01/07/98	Grupo Rede/Inepar (Brasil)	1,2%
17. Celpe/PE	17/02/2000	Iberdrola (Espanha) Previ (Brasil)	2,4%
III. Geração			
18. Cachoeira Dourada/GO	05/09/96	Endesa (Chile)	0,03%
19. Gerasul/SC	15/09/98	Tractebel (Bélgica)	6,8%
20. Paranapanema/SP	28/07/99	Duke-Energy (Estados Unidos)	4,9%
21. Tietê/SP	27/10/99	AES (Estados Unidos)	5,6%

FONTE: Adaptado de [26]

2.3 Do Modelo Atual aos Leilões

No começo dos anos 2000, um marco do sistema de transmissão, os leilões de transmissão, com participação da iniciativa privada, dão início e perdura até os dias atuais, 2021, como um dos grandes responsáveis pela expansão do sistema.

Vale ressaltar que esse modelo deu certo pois na reestruturação do Sistema Elétrico Nacional foi criado o Operador Nacional do Sistema-ONS, empresa público-privada sem fins lucrativos que tem por objetivo operar o despacho de usinas e as linhas e subestações de transmissão. Logo em seguida, em 2004, foi criada a Empresa de Pesquisas Energéticas, EPE, que retira dos agentes do sistema a demanda de estudos da expansão do sistema de transmissão. A partir desse momento a EPE, em conjunto com o Ministério de Minas e Energia, MME, realiza os estudos necessários para avaliar a expansão do sistema e organizar em lotes os empreendimentos a serem licitados.

O modelo atual baseia-se em contratos de concessão longos, de 30 anos de duração, para construção, operação e manutenção dos ativos leiloados, onde o vencedor do empreendimento é ressarcido através da RAP, Receita Anual Permitida, que depende única e exclusivamente da disponibilidade dos ativos para o ONS, independentemente da quantidade de energia transportada. Esses contratos são reajustados anualmente baseado nos índices de inflação, tanto o IPCA quanto o IGP-M.

De fato, esse novo modelo de leilões com os empreendimentos divididos em lotes, com uma receita conhecida até o final do contrato, reduz os riscos do setor e do negócio, estimulando a formação de consórcios entre transmissoras e/ou empresas de construção, tornando assim o investimento em transmissão uma via de negócio para grandes empresas nacionais e internacionais. Essas parcerias são denominadas SPE's²⁵, que são empresas criadas para obter alguma vantagem construtiva ou financeira para ter uma melhor participação nos leilões.

²⁵ Sociedade de Propósito Específico (SPE) é um modelo de organização empresarial pelo qual se constitui uma nova empresa, limitada ou sociedade anônima, com um objetivo específico, ou seja, cuja atividade é bastante restrita, podendo em alguns casos ter prazo de existência determinado.

Inicialmente, os leilões de transmissão possuíam uma vantagem financeira para estimular a participação da iniciativa privada. Essa iniciativa era de que nos primeiros 15 anos de concessão o empreendimento possuiria uma RAP proporcional ao custo de O&M e recuperação de todo o investimento realizado, assim sendo, a RAP era consideravelmente maior na primeira metade da vida do projeto, estimulando a participação de empresas do setor privado. Tal modelo ficou conhecido como empreendimentos de categoria 2.

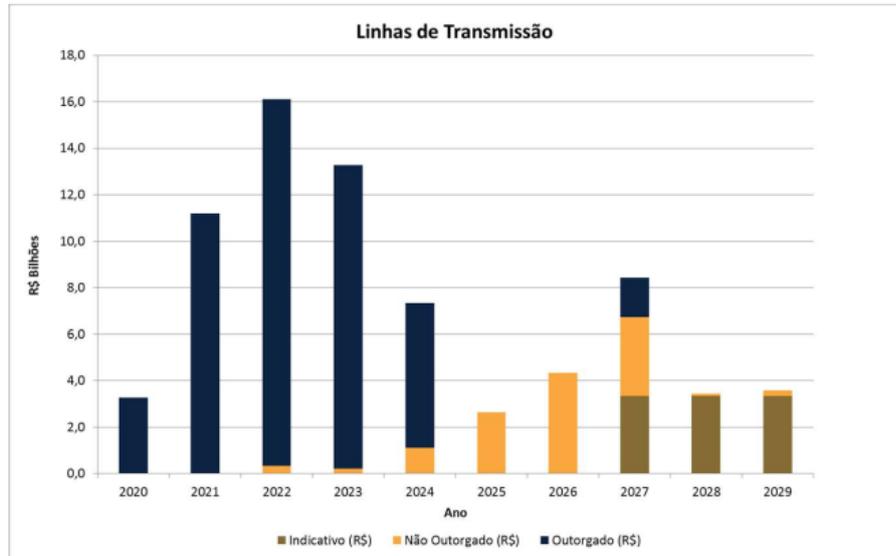
Esse modelo de RAP foi importante para estimular a participação da iniciativa privada nos leilões que, com um retorno mais expressivo no início do projeto, viabilizaria a participação e propostas melhores. Posteriormente, foi implementado uma nova forma de ressarcimento por meio das RAP, o que ficou conhecido como empreendimentos de categoria 3, que é o modelo que vigora até os dias de hoje.

Nessa nova modalidade, os ativos não mais têm as suas RAP's diferentes nos períodos de 15 anos, agora a RAP é a mesma, somente ajustada conforme índices inflacionários, ao longo de toda a concessão.

De uma maneira geral, os leilões são estruturados baseados nas informações publicadas pela EPE nos relatórios do PDE e PET/PELP. No PDE, com um horizonte de 10 anos à frente, esses empreendimentos são indicativos e não necessariamente serão licitados, isso dependerá de como está sendo feito o planejamento da expansão. Segundo [10], ainda existem uma vasta quantidade de ativos que serão licitados e o investimento a partir do ano de 2025 até 2029, horizonte do estudo do PDE, pode chegar até R\$ 20 Bilhões, somente em linhas de transmissão, e mais R\$ 14 bilhões em subestações.

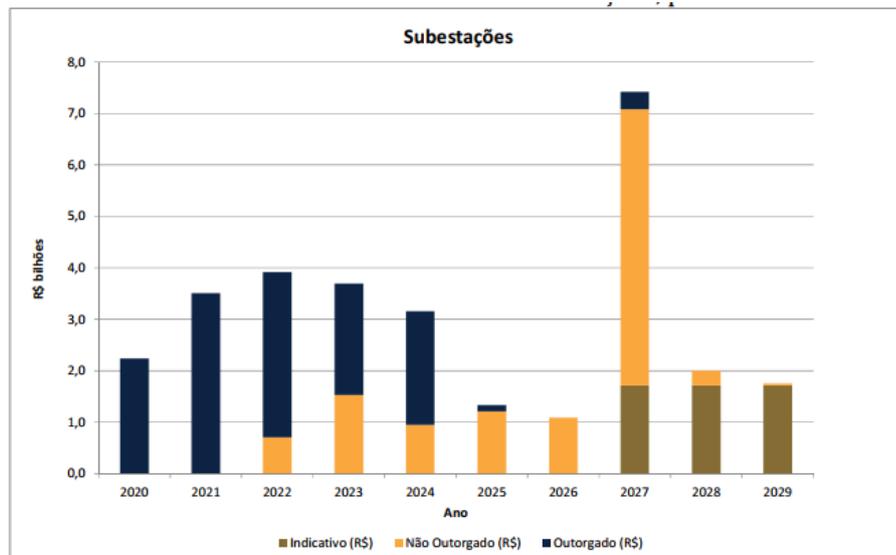
A SPE é também uma forma de empreendimento coletivo, usualmente utilizada para compartilhar o risco financeiro da atividade desenvolvida.[27]

Figura 7 - Investimentos em LT por ano



Fonte: Adaptado de [10]

Figura 8 - Investimentos em SE por ano



Fonte: Adaptado de [10]

Após as indicações no PDE, a EPE realiza os estudos do PET/PELP, utilizando o período atual, isto é 2020, o PET/PELP²⁶ mais recente indica obras até 2026 no PET e a partir de 2027, no

²⁶ PET/PELP é o documento Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de longo Prazo (PELP). É um relatório gerencial, de periodicidade semestral, que contém todas as obras de expansão do Sistema

PELP. Apesar de ser um único documento, os empreendimentos no PET encontram-se outorgados²⁷ e do PELP ainda são somente indicativos, podendo ser outorgados ou não.

Posteriormente a indicação do PET/PELP, a ANEEL, em conjunto com o MME, separa os empreendimentos indicados em lotes organizados por proximidade geográfica e também por necessidade energética. Conforme podemos ver na Figura 9, os leilões atuais respeitam essa cronologia até a realização da sessão pública que geralmente é realizada na sede da B3, em São Paulo.

Figura 9 - Cronologia do Leilão de Transmissão



Fonte: Elaboração própria

2.4 Modelos de Expansão da Transmissão no Mundo

2.4.1. Reino Unido

No Reino Unido a forma de planejamento da expansão é bem diferente do modelo brasileiro. O Departamento de Energia e Mudança Climática elabora o documento intitulado de “*Annual Energy Statement*”, equivalente aos estudos apresentados pela EPE como o PET/PELP e o PAR informado pelo ONS, documento que informa ao Parlamento Inglês as diretrizes para a política energética do país e como deverá ser a expansão energética. Posteriormente, essas diretrizes são avaliadas pelo Parlamento e tem o aval para serem seguidas.

De posse desse documento aprovado, as empresas que detêm a autorização para operar as redes locais elaboram os seus planos de planejamento da expansão em cima das diretrizes divulgadas

Interligado Nacional (SIN), definidas a partir dos estudos de planejamento da EPE, e ainda não outorgadas (licitadas ou autorizadas).[28]

²⁷ Outorga é o ato ou efeito de outorgar, consentir, podendo ser uma concessão de um serviço, por exemplo; aprovação, ou o beneplácito de consentir algo em favor de outrem. A ANEEL autoriza o empreendimento que pode ser leiloado ou autorizado como reforço a algum agente do sistema.

e tem seus planos de expansão, bem como as tarifas, aprovadas ou não pelo Estado. Nesse ponto é que se difere do modelo brasileiro.

Diferentemente do Brasil, não existe um processo competitivo entre empresas, cada uma é responsável pela sua área de atuação e dos estudos para a expansão. O Reino Unido é dividido em três regiões (a Irlanda não faz parte do Reino Unido), conforme Figura 10. A maioria do território é de responsabilidade da *National Grid Electricity Transmission* (NGET) ou simplesmente *National Grid*, que também é responsável pela operação do sistema. Essa empresa é equivalente ao ONS aqui no Brasil. As demais áreas são de responsabilidade das empresas *Scottish Hydro Electric Transmission*, que atua na Escócia e da *Scottish Power Transmission*, que atua no norte da Inglaterra.

Traçando outro paralelo com o Brasil, no Reino Unido a transmissão de energia também é considerada um monopólio natural, cabendo ao regulador local, *Office of Gas and Electricity Markets*, equivalente a ANEEL, a regulação dos preços ofertados aos consumidores e a emissão de gases que contribuem para o efeito estufa.

Figura 10 - Regiões de Responsabilidade de Cada Companhia



Fonte: Adaptado de [29]

Na França o sistema de transmissão de energia é dividido em três grupos:

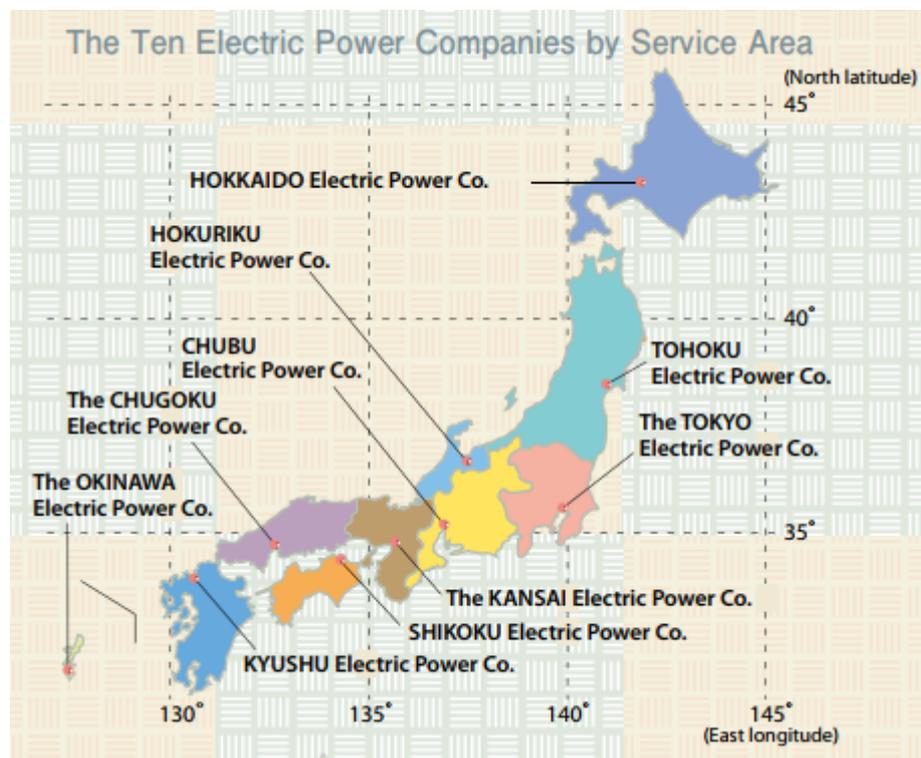
- 400 kV ou 225 kV: Nível de tensão que transporta grandes blocos de energia;
- 225 kV, 90 kV e 63 kV: Nível de tensão onde se conecta grandes consumidores, como indústrias;
- 20 kV: Nível de tensão da distribuição.

O órgão equivalente a ANEEL na França se chama CRE, Comissão de Regulação de Energia, é a autoridade governamental independente que atua para regular o mercado e atender as necessidades do País e da população. O operador do sistema é a RTE, *Réseau de Transport d'Électricité*, a RTE é uma subsidiária da EDF.

2.4.2. Japão

No Japão, após a Segunda Guerra Mundial, o País encontrava-se destruído, e o sistema elétrico não estava diferente disso. O processo de reconstrução iniciou-se em 1951 a partir de dez empresas que de forma mais verticalizada e integrando todas as atividades do setor foram responsáveis pela reconstrução do sistema elétrico japonês.

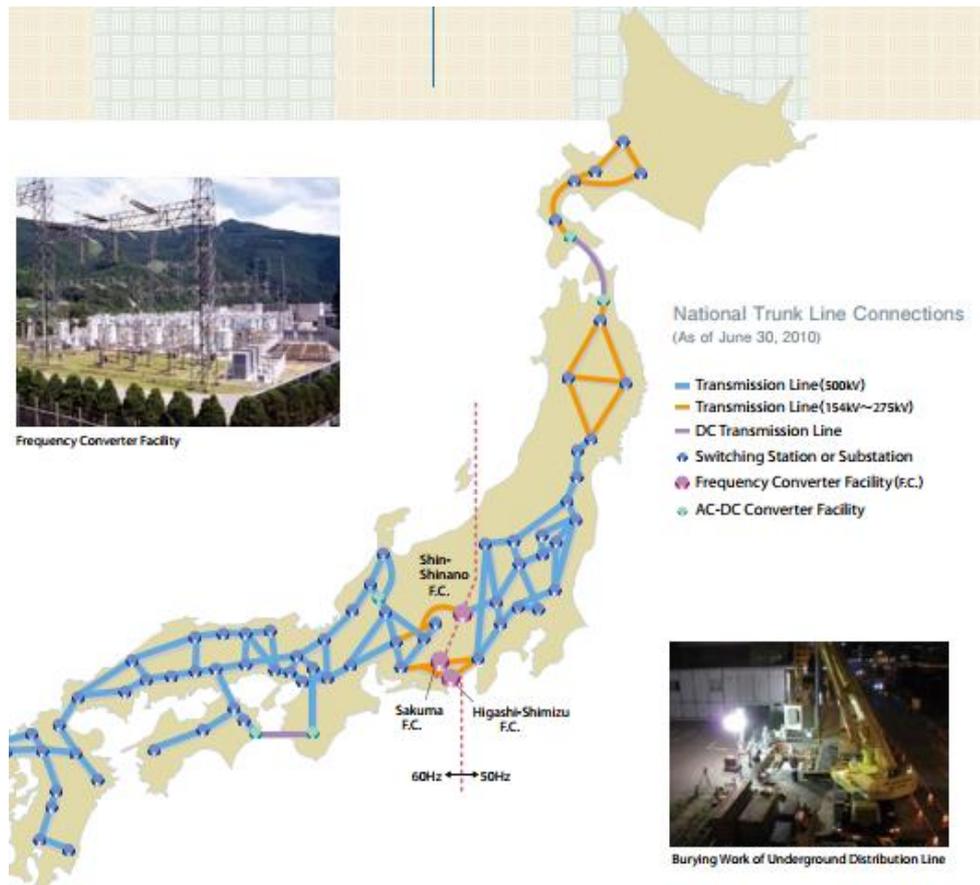
Figura 12 - Áreas das Empresas Japonesas



Fonte: www.fepc.or.jp/english/news/message/_icsFiles/afieldfile/2011/03/22/ERJ2011_full.pdf

Devido a questões de segurança nacional o Japão opera com duas frequências, um lado do Rio Fuji opera com frequência de 50Hz e o outro com frequência de 60Hz, por esse mesmo motivo o Japão não possui interligação com os países vizinhos. Devido ao fato de possuir sistemas com frequências diferentes o Japão possui conexões em elos de corrente contínua para fazer a conversão e o intercâmbio entre áreas diferentes.

Figura 13 - Linhas de Transmissão Japonesas



Fonte: www.fepc.or.jp/english/news/message/_icsFiles/afieldfile/2011/03/22/ERJ2011_full.pdf

Assim como na França e no Reino Unido, o Japão possui uma estratégia de planejamento da expansão da transmissão baseada nos planos de cada empresa. As dez empresas que possuem concessões, tanto de transmissão quanto distribuição são responsáveis por elaborar esse planejamento e cabe ao órgão regulador que impõe as regras, esse órgão é o *Electric Power System Council of Japan* (ESCJ), fiscalizar e aprovar tais obras de expansão.

Um fato importante sobre o sistema japonês, é que o governo vem, a partir dos anos 2000, implementando regras para facilitar os consumidores a se conectarem diretamente na rede de

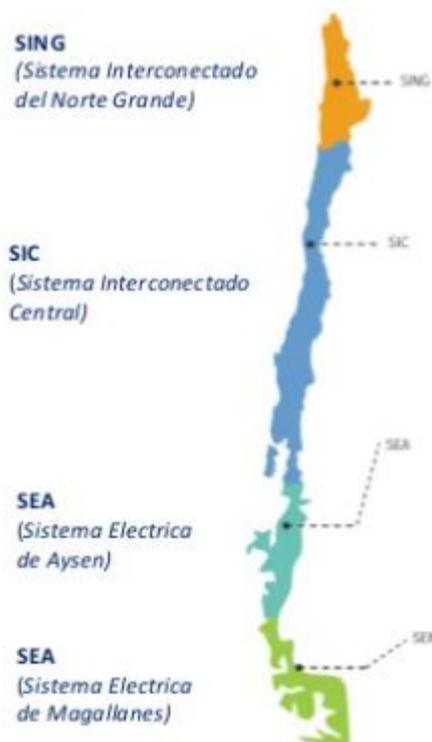
transmissão e distribuição negociados livremente, iniciou-se com um consumo de 2MW no ano de 2000 e passando para 50kW a partir do ano de 2005.

2.4.3. Chile

No Chile o desenvolvimento do setor elétrico se deu de forma pioneira e diferente dos demais países já mencionados nesse capítulo. O sistema chileno é subdividido em 4 regiões, são elas:

- Sistema Interconectado do Grande Norte (SING);
- Sistema Conectado Central (SIC);
- Sistema Aysén;
- Sistema Magalhães.

Figura 14 - Regiões do Sistema Elétrico Chileno



Fonte: Adaptado de [31]

No sistema chileno é considerado como transmissão toda rede superior a 23 kV, o sistema é dividido em três tipos, são eles:

- Sistema Troncal: São instalações que compõem o núcleo do sistema;

- Subtransmissão: que abastece as distribuidoras locais;
- Sistemas Adicionais: que alimentam alguns clientes específicos não submetidos a regulação dos preços. Industriais, por exemplo.

Atualmente o governo chileno vem discutindo a modernização do setor através da Comissão Nacional de Energia associado a implementação da lei nº20.936, que estabelece um novo sistema de transmissão elétrica e cria uma Coordenação Independente do Sistema Elétrico Nacional [32].

Atualmente no Chile também é realizado a Expansão do sistema de transmissão através de leilões, onde o menor custo de implantação, operação e manutenção ganha o empreendimento. Cabe a CNE, o estudo para o sistema “troncal” e elaborar as obras que serão necessárias para atender a projeção de carga e para a geração.

2.5 Modelo Brasileiro versus Modelos Apresentados

Ao analisar os modelos apresentados, observa-se que o modelo de transmissão no mundo é dividido em dois grandes blocos. Um que, basicamente, cabe ao Agente responsável por aquela determinada região elaborar seus estudos de planejamento de expansão, construir e justificar ao órgão governamental responsável a necessidade dessa obra, não cabendo qualquer processo de concorrência que gere uma economia aos contribuintes, tampouco uma solução de engenharia que otimize os custos. Estão inclusos neste caso os países europeus vistos na seção 2.4.

Esse modelo é aplicado no setor de Distribuição aqui no Brasil. As distribuidoras precisam fazer seus próprios estudos e justificar perante a ANEEL a necessidade de tal obra. O risco desse modelo é de o regulador glosar tais benfeitorias e a distribuidora arcar com esse custo sem um retorno dos seus investimentos.

Nos países como França, Japão e Reino Unido o planejamento é elaborado pelos agentes transmissores. Esses estudos irão compor o planejamento energético de cada país e o órgão governamental responsável autoriza, evitando o desperdício de dinheiro em obras sem retorno.

Já no Chile, assim como no Brasil, o modelo escolhido é a livre concorrência através de leilões de transmissão. Esse modelo assegura a obtenção da melhor oferta, isto é, o menor custo para implantação, operação e manutenção, o que gera um menor custo ao contribuinte final.

Pensando em concorrência de mercado, onde a melhor oferta leva o empreendimento, esse modelo de leilão seria realmente o melhor formato. Entretanto, há riscos envolvendo esse modelo. Como vemos em [33] e [34] riscos de alguns players não entregarem os empreendimentos no tempo proposto ocorre de tempos em tempos, seja por problemas financeiros, como mencionados em [33] e [34]²⁸, ou por problemas regulatórios [35]²⁹.

Obviamente que não existe um modelo certo e outro errado. O que existe são diferenças significativas entre como é regulado essa concorrência, ou não, e como os custos serão transmitidos para os contribuintes, onde num cenário de regulação de mercado, onde ganha que aceita ganhar menos, teoricamente, seria melhor para a população. No Brasil os leilões de transmissão vêm se tornando um importante braço para o crescimento econômico do País com diversas empresas nacionais e estrangeiras investindo nessa modalidade de infraestrutura, o que gera ganhos não só para o sistema elétrico, como também para a população.

²⁸ Devido ao programa do Governo Dilma, que ficou conhecido como Tarifa Social, MP 579, as empresas do grupo Eletrobras fizeram propostas nos leilões somente pelo “custo do empreendimento” sem retorno financeiro dos projetos, isso levou ao colapso financeiro dessas empresas o que levou a atrasar todas as obras, sendo suspensas pela ANEEL de participarem de todos os certames até 2020.

²⁹ O consórcio entre as empresas Alupar e Eletronorte ainda não conseguiu a Licença Ambiental para instalar a linha de transmissão que ligará o Macapá ao SIN devido a problemas com a Funai arremato em 2011.

3 Evolução do Ambiente Competitivo

3.1 WACC

WACC, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*, significa o Custo Médio Ponderado do Capital, isto é, ele determina o custo do capital levantado pela companhia para investir em determinado projeto em implantação.

Esse capital pode ser proveniente de diferentes origens, divididas em Internas e Externas. Na maioria das vezes as fontes internas são provenientes dos próprios acionistas ou do caixa da empresa ou até mesmo de aumento de capital em bolsa de valores ofertando mais papéis. As fontes externas são oriundas de emissão de dívidas, através de Debêntures³⁰ bancárias e empréstimos, como o BNDES, por exemplo.

A fórmula do WACC é representada pela seguinte equação:

$$WACC = \frac{S}{S + B} K_e + \frac{B}{S + B} K_d (1 - T)$$

Onde:

- S = Valor do capital próprio da empresa;
- B = Valor do capital de terceiros;
- K_e = Custo do capital próprio da empresa;
- K_d = Custo do capital de terceiros;
- T = Impostos a serem pagos.

Antes de entendermos como a WACC interfere diretamente nos leilões de transmissão da ANEEL, devemos entender as variáveis da fórmula do WACC para termos uma melhor compreensão da situação.

³⁰ Debêntures são instrumentos financeiros que as empresas lançam no mercado de capitais para captar recursos para seus projetos. A Debênture normalmente remunera o investidor com uma taxa fixa + um índice de inflação, essa modalidade é isenta de imposto de renda para o investidor.

3.1.1. Custo do Capital Próprio: K_e

Para o entendimento do significado de K_e supõe-se a seguinte hipótese:

Uma empresa A teve um caixa excedente, ela pode fazer duas coisas com esse caixa, são elas:

- Opção A - distribuir esse caixa excedente para seus acionistas em forma de dividendos³¹;
- Opção B - investir esse caixa excedente em algum projeto e pagar dividendos futuros com o fluxo de caixa gerado por esse projeto.

Avaliando as duas situações, pode-se chegar à conclusão que tal decisão vai depender de quão interessante será esse pagamento futuro de dividendos aos acionistas. O que interfere na decisão dos acionistas é basicamente a relação risco/retorno dos projetos que estão sendo analisados. Se o retorno esperado do projeto for superior à de um outro ativo de risco semelhante, o acionista naturalmente irá preferir a opção do projeto. Uma vez de posse de seus dividendos, o acionista se vê em uma posição de investidor em outros ativos, como ações e títulos de dívida. Se estes tiverem riscos semelhantes aos do projeto, irá predominar o investimento de maior retorno esperado.

Resumidamente o K_e representa a taxa mínima de retorno que uma empresa deve obter para remunerar a parcela de recursos próprios (Internos) em seus projetos. Existem alguns modelos para se calcular essa taxa, mas o presente trabalho focará apenas numa das metodologias mais utilizadas pelas empresas e o mercado, de uma forma geral, para se determinar o K_e que é através da metodologia CAPM³². A Formula baseada no CAPM é:

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f)$$

Onde:

- R_f - Taxa livre de risco;
- β - Parâmetro que mede risco do ativo;
- R_m - Retorno esperado do mercado.

³¹ Dividendos são a distribuição para os acionistas de uma empresa sua parcela nos lucros obtidos por ela num período estabelecido pela convenção da empresa

³² É um método que analisa a relação entre o risco e o retorno que é esperado de um investimento. Foi elaborado por William Forsyth Sharpe, em 1964.[36]

3.1.1.1. Taxa Livre de Risco: R_f

Uma taxa, para ser considerada uma Taxa Livre de Risco, deve possuir algumas características, principalmente que envolvam inadimplência, que não deve existir e não apresentar uma volatilidade. Em outras palavras, o retorno efetivo do ativo deve ser igual ao retorno esperado para se obter risco de inadimplência próximo de zero. Com todas essas características apresentadas, as opções no mercado de capitais são restritas aos títulos do governo. Quanto mais sólido é um governo, menor será o risco e conseqüentemente será o seu retorno.

A escolha da Taxa Livre de Risco é basicamente definida levando-se em conta o prazo de vida útil do projeto a ser analisado. Como nesse trabalho está sendo avaliado concessões de transmissão de energia elétrica com prazos definidos de 30 anos de operação, é recomendável utilizar a taxa do título do Tesouro Nacional na ordem de 30 anos. Os títulos do governo com prazos mais longos de vencimento são as NTN-B, atualmente conhecidos como Tesouro IPCA+.

As NTN-B's são uma categoria de títulos do governo que é indexada ao IPCA. Atualmente existem diversos prazos de NTN-B's no site do Tesouro Nacional onde o investidor pode escolher o que melhor atende as suas necessidades de prazo. Esse título é atrelado ao IPCA, isso significa que remunera o investidor com uma taxa igual à taxa de inflação somada à uma taxa de rendimento, de acordo com o prazo de vencimento. Por ser pós-fixado, o título envolve menos risco do que um ativo prefixado, eliminando a exposição às possíveis oscilações do nível de preços.

Verificando no site do Tesouro Nacional os títulos atrelados a IPCA que estão disponíveis para o investidor, atualmente, são conforme a figura abaixo:

Figura 15 - Tesouro IPCA+ disponíveis

TESOURO IPCA+ 2026	?	IPCA + 2,77%	R\$ 59,29	R\$ 2.964,80	15/08/2026
TESOURO IPCA+ 2035	?	IPCA + 3,63%	R\$ 41,51	R\$ 2.075,64	15/05/2035
TESOURO IPCA+ 2045	?	IPCA + 3,63%	R\$ 43,63	R\$ 1.454,55	15/05/2045
TESOURO IPCA+ com juros semestrais 2030	?	IPCA + 3,19%	R\$ 43,20	R\$ 4.320,80	15/08/2030
TESOURO IPCA+ com juros semestrais 2040	?	IPCA + 3,79%	R\$ 45,72	R\$ 4.572,06	15/08/2040
TESOURO IPCA+ com juros semestrais 2055	?	IPCA + 4,01%	R\$ 47,50	R\$ 4.750,20	15/05/2055

Fonte: Adaptado de [37]

3.1.1.2. Risco do Ativo: β

São normalmente utilizados dados estatísticos, como por exemplo desvio-padrão e variância, para representarmos riscos associados a um determinado ativo. Mas, existe um método mais robusto que pode-se utilizar e representar esse risco, o beta.

Tanto o desvio-padrão como a variância são parâmetros de riscos que são associados ao tipo de ativo que está sendo avaliado. Eles medem o risco não sistemático, isto é, o risco do ativo, não levando em conta os riscos do mercado em si. A ideia do coeficiente β é medir a sensibilidade de um ativo perante as oscilações de mercado.

Se o β mede a sensibilidade do ativo ao mercado ou a resposta do retorno do ativo a oscilações do mercado, parece claro que o ativo que tenha beta muito próximo a um seja o próprio mercado, como exemplo podemos mencionar ativos da Petrobras, que tem uma grande peso no índice IBOVESPA³³, seu valor de β é mais próximo de um que outros ativos com menos peso no índice. Analogamente, se beta for igual a zero, o retorno esperado do ativo será igual ao retorno do ativo livre de risco. Beta é um parâmetro que mede risco. Se beta for igual a zero, trata-se do ativo que possui risco igual a zero.

O cálculo propriamente do índice β é realizado através da seguinte fórmula:

$$\beta = \frac{Cov(R, R_m)}{\sigma^2(R_m)}$$

Onde:

- $Cov(R, R_m)$ - é a covariância entre os retornos do ativo i e da carteira de mercado;
- $\sigma^2(R_m)$ - é a variância do mercado.

Como pode-se observar na fórmula do β , seu cálculo não é simples. Devido a isso, uma prática realizada por todo o mercado é utilizar os valores informados por DAMODARAN[39], professor da Universidade de New York, referência mundial em Valuation e precificação de ativos. O Beta informado por Damodaran deve ser considerado “desalavancado”, isto é, sem a estrutura de dívida e posteriormente “alavanca-lo” utilizando as premissas da Companhia através da fórmula:

³³ IBOVESPA, IBOV, é o índice mais importante da Bolsa Brasileira, ele funciona como um indicador de como está o mercado de capitais no Brasil. O Índice é composto por empresas brasileiras que são listadas na bolsa.[38]

$$\beta_l = \beta_u * [1 + (1 - T) * (\frac{D}{E})]$$

Onde:

- β_l – β alavancado;
- β_u – β desalavancado;
- T – Impostos;
- $\frac{D}{E}$ – Relação Dívida/Capital Próprio.

Dessa forma consegue-se ter uma análise mais próxima ao que a empresa adota em seus projetos pois considera-se a sua alavancagem.

3.1.1.3. Retorno Esperado do Mercado: R_m

O retorno esperado do mercado é um prêmio para o investidor que assume risco considerado médio no mercado. Há duas abordagens utilizadas para estimar o prêmio de risco. A primeira é baseada nas médias históricas das diferenças entre os retornos de amplo índice de ações (IBOV) e os retornos de títulos do governo (Títulos da dívida do Tesouro Nacional). Utilizando uma estimativa histórica, assume-se que os retornos são estacionários. A segunda é baseada em expectativas de desempenho econômico e financeiro.

3.2 WACC Regulatória e Seus Impactos no Setor de Transmissão

Como foi visto anteriormente, a WACC mede o custo médio do capital de uma empresa. Mas, como seria a análise do seu impacto para avaliar se um empreendimento nos leilões de Transmissão terá um retorno maior do que os produtos financeiros disponíveis no mercado, tais como os títulos atrelados ao Tesouro Nacional? Através do exemplo a seguir, procura-se esclarecer o entendimento da WACC:

Uma Transmissora analisa um possível projeto de transmissão. Sua estrutura de Capital é composta da seguinte forma:

- Capital Próprio, S = R\$ 1.000.000,00;
- Capital de Terceiros, B = R\$ 800.000,00;
- Taxa do Custo do Capital Próprio, $K_e = 10\%$;
- Taxa de Custo do Capital de Terceiros, $K_d = 5\%$.

- Alíquota de Imposto de Renda, $T = 15\%$

Considerando a fórmula do WACC, temos:

$$WACC = \frac{S}{S+B} K_e + \frac{B}{S+B} K_d (1 - T)$$

$$WACC = \frac{1000000}{1000000 + 800000} * 0,1 + \frac{800000}{1000000 + 800000} * 0,05 * (1 - 0,15)$$

$$WACC = 0,56 * 0,1 + 0,44 * 0,05 * 0,85$$

$$WACC = 0,06 + 0,02$$

$$WACC = 0,08 \text{ ou } 8\%$$

Chega-se à conclusão que o WACC da empresa que se está analisando é de 8%. Isso pode ser interpretado de forma que para o projeto que a empresa está avaliando a Taxa de Retorno deve ser superior a 8%, valor que traz retorno para o acionista e para os credores considerando as taxas informadas.

A WACC regulatória é definida pela ANEEL. O objetivo dessa definição, como foi visto anteriormente, é balizar o custo do capital e precificar qual seria o retorno aceitável para os investidores. Essa definição da WACC influencia diretamente na proposta de RAP Máxima que é informada pela ANEEL. De uma forma geral, a definição da WACC estabelece a relação Risco x Retorno para os empreendimentos. Quanto menor a WACC considerada menor será a RAP máxima.

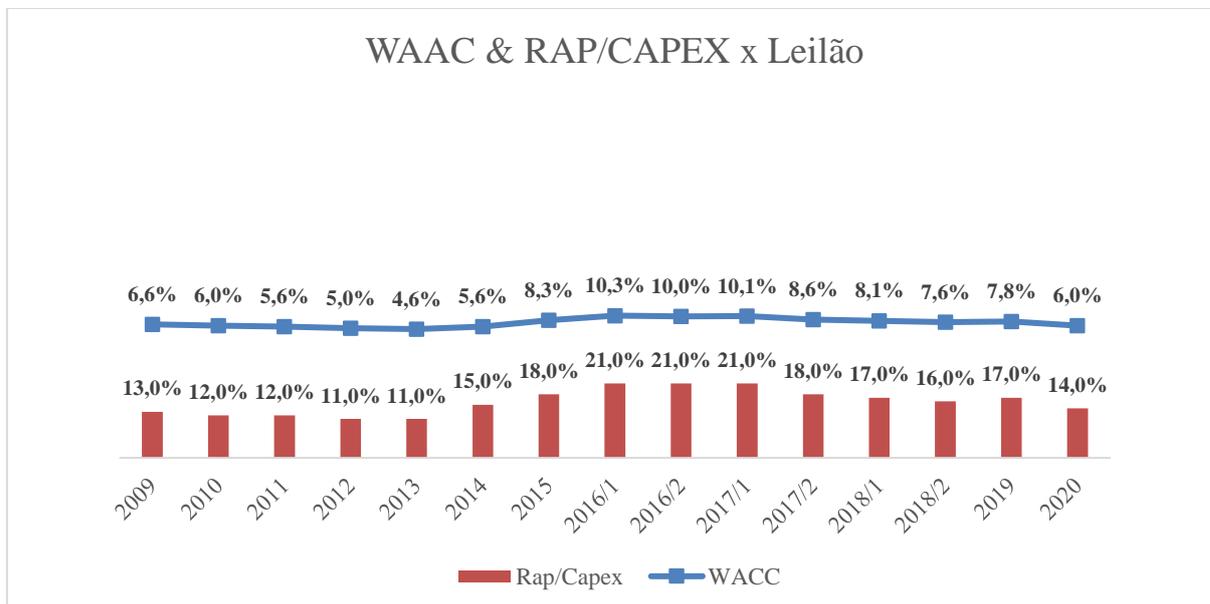
Analisando a Tabela 1 e o Gráfico da Figura 16 pode-se ter um melhor entendimento desses dados da WACC e da relação RAP/CAPEX por leilão. A tendência, analisando os dados, é de quanto maior a WACC regulatória considerada pela ANEEL, maior é a RAP do empreendimento, visto que os investidores necessitam ter um maior retorno que justifique o investimento em ativos de risco ao invés de ativos considerado livres de riscos, como vimos anteriormente na definição da própria WACC e do Custo de Capital Próprio.

Tabela 1 - Relação WACC e RAP/CAPEX

Leilão	WACC	Rap/Capex
2009	6,6%	13,0%
2010	6,0%	12,0%
2011	5,6%	12,0%
2012	5,0%	11,0%
2013	4,6%	11,0%
2014	5,6%	15,0%
2015	8,3%	18,0%
2016/1	10,3%	21,0%
2016/2	10,0%	21,0%
2017/1	10,1%	21,0%
2017/2	8,6%	18,0%
2018/1	8,1%	17,0%
2018/2	7,6%	16,0%
2019	7,8%	17,0%
2020	6,0%	14,0%

Fonte: Site da ANEEL e Editais dos Leilões

Figura 16 - WACC & RAP/CAPX x Leilão



Fonte: Site da ANEEL e Editais dos Leilões

De fato, a WACC dos leilões vem sofrendo alterações ano a ano, muito em função da ANEEL estar ajustando o modelo regulatório para um cenário mais real que os *players* do mercado consideram.

Segundo a reunião da Diretoria da ANEEL do dia 10/03/2020 [40], a revisão da WACC tanto para o setor de Transmissão, quanto para os demais setores de Geração e Distribuição, serão revisados ano a ano considerando dados nacionais e públicos, na maioria dos casos, a fim de dar mais transparência e previsibilidade para o setor. Além disso, também foi considerado que o capital próprio é menos flexível que o capital de terceiros. O que é bem lógico pois o capital próprio, na sua maioria, fica alocado em ativos “sem risco” o que normalmente é atrelado a uma baixa liquidez e isso acarreta uma maior dificuldade de movimentação. Já o capital de terceiros, na maioria dos casos, é atrelado a emissão de debêntures e empréstimos bancários.

A nova metodologia do cálculo da WACC substitui o título de 10 anos dos Estados Unidos por títulos públicos brasileiros que pagam juros reais e são indexados à inflação (NTN-B). A principal motivação para a alteração foi o fato de que, ao se utilizar os títulos brasileiros, não há necessidade de estimar a taxa livre de risco e do risco-país, pois já estão implícitos nos juros reais observados. Outra alteração diz respeito à utilização de dados do mercado de debêntures emitidas por empresas do setor elétrico brasileiro, com base em dados públicos, de fácil coleta e tratamento por qualquer agente interessado.

3.3 Banco de Preços ANEEL

O Banco de Preços ANEEL, basicamente é a base de dados de preços de todas as atividades que envolvem a construção de uma linha de transmissão ou de uma subestação que a agência reguladora utiliza para estimar o valor do investimento necessário para as obras.

Esse valor de investimento é conhecido como *CAPEX*, sigla em inglês que representa o montante do investimento que serve como parâmetro de entrada para a modelagem financeira. A partir dessas informações, a ANEEL calcula qual seria a RAP no processo de outorga do empreendimento, seja através de leilões, reforços na rede de transmissão ou revisão tarifária.

Essas informações do Banco de Preços da ANEEL sofrem constantes revisões e auditoria por parte do TCU³⁴, que valida e audita essas informações. Além da análise do processo de realimentação do Banco de Preços, o TCU avalia os procedimentos que impactam no valor do

³⁴ Antes do Edital de Transmissão ser publicado, ele deve ser entregue ao TCU para avaliação e aprovação em até 90 dias antes da data prevista para o certame. O TCU avalia os custos de investimentos apresentados, o retorno esperado e a RAP a ser paga aos vencedores. O Tribunal funciona como um validador das informações dos Editais.

investimento e também quais premissas foram adotadas pela ANEEL para compor aquele referido empreendimento.

Na auditoria realizada pelo TCU [41] foram constatadas algumas irregularidades com relação as premissas utilizadas para precificar os ativos de transmissão, principalmente com relação a construção das linhas e do fundiário. No que tange a parte de linha de transmissão, foi verificado que a ANEEL considera uma proporção fixa de 40% estruturas autoportantes e 60% de estruturas estaiadas, essa proporção não reflete a realidade dos empreendimentos de uma forma realista, pois cada linha deve ser avaliada separadamente, uma vez que o tipo de relevo, tipo de solo, vento, entre outros, influenciam a quantidade de torres estaiadas³⁵.

Outro ponto comentado pelo TCU foi a questão do fundiário. No banco de preços da ANEEL esse ponto, referente a aquisição das terras por quilometro de linha e metro quadrado para instalação das subestações, não era revisado desde a implantação do Banco de Preços, em 2009. Esse ponto específico não retratava a realidade da negociação entre os agentes com os proprietários de terra e as dificuldades encontrada por eles.

Os agentes tem acesso ao Banco de Preços ANEEL. Geralmente considera-o para fins de simular o custo de instalação e algum reforço para, posteriormente, solicitar o ressarcimento do mesmo. Logo, esses dados são públicos e de fácil acesso. Atualmente, essas informações são através de uma página web, onde se pode entrar com as duas informações de escopo e a própria página gera um arquivo no formato XLS.

Figura 17 - Simulador de Orçamento ANEEL

Simulação de Orçamento

Nome do Orçamento * Digite o nome do Orçamento

Subestação | Linha de Transmissão

Nome da Subestação * Digite o nome da Subestação

Data de Referência * Janeiro 2021 Região * Seleccione Estado * Seleccione

Tipo de Instalação * Seleccione Terreno Existente (m²): Digite o Terreno (m²) Localização * Seleccione

Tipo de Obra * Seleccione Módulo de Infraestrutura geral Módulo de Infraestrutura geral acessante

Fonte: Adaptado de [42]

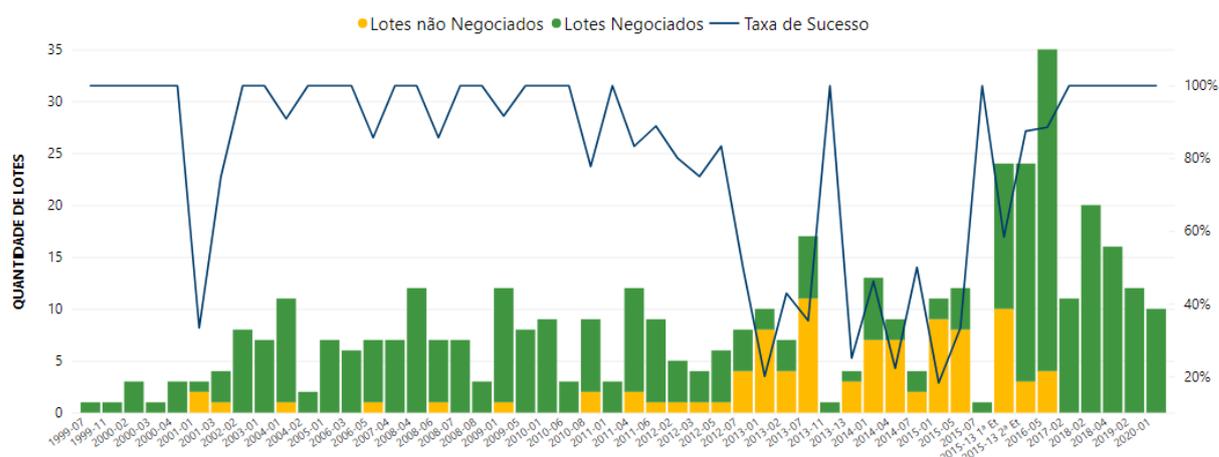
³⁵ Estruturas estaiadas são mais baratas que as estruturas autoportantes, por serem mais leves e não necessitarem de bases para as torres tão densas. Entretanto, elas são mais suscetíveis a quedas, tornando-se sem emprego para baratear os custos, pois deve ser levada em consideração a segurança operacional da linha.

Anteriormente a esse simulador, a Agência liberava planilhas em Excel com todas as informações do Banco de Preços em seu domínio na internet para que todos os usuários tivessem acesso aos dados. Com a utilização do Simulador online tornou-se mais fácil esse cálculo e também balizou todos os agentes sempre na mesma versão das informações.

3.4 Comparativo dos Leilões de Transmissão - Leilões Vazios à Ultracompetitivos

O cenário de disputa dos Leilões de Transmissão da ANEEL vem sofrendo mudanças quase que de uma forma cíclica. Ora são leilões que a maioria dos lotes ofertados não são arrematados, ora são leilões ultracompetitivos, cujo lotes possuem grandes disputas com níveis de deságio alto, no caso dos 55% do último leilão realizado em 17 de dezembro de 2020[43].

Figura 18 - Taxa de Sucesso Leilões de Transmissão

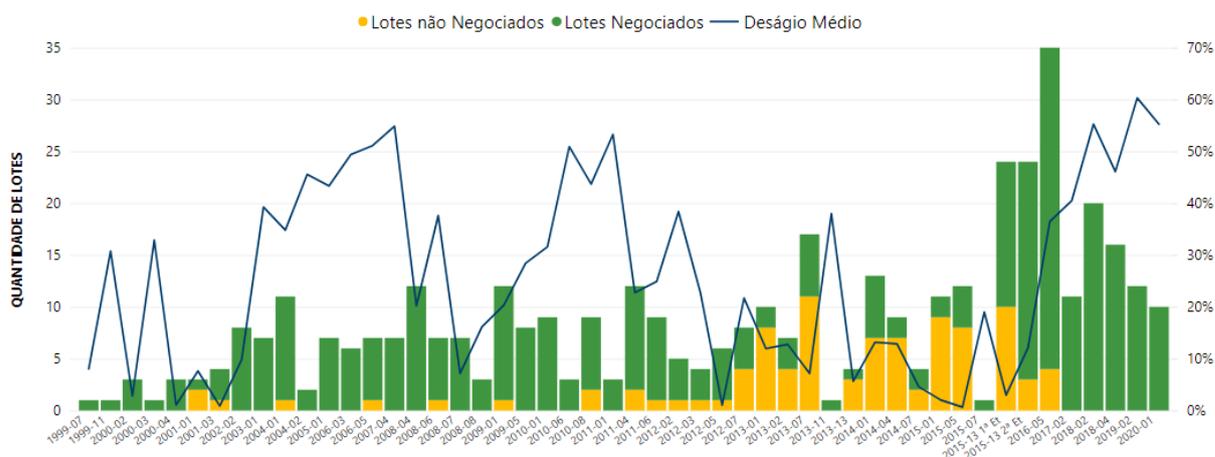


Fonte: Adaptado de [44]

Podemos verificar pela Figura 18, que os leilões iniciais tiveram uma taxa de sucesso maior do que os leilões do começo da década de 2010 e posteriormente a 2016 a taxa de lotes negociados volta a beirar os 100%.

Analisando agora pela ótica do Deságio, os valores ofertados pelos agentes sofreram grandes variações ao longo dos anos. Algumas vezes motivados pelos investidores estarem aceitando um retorno menor, devido as novas condições macroeconômicas do mundo ou até mesmo por políticas públicas implementadas principalmente pelo Governo Dilma, que ficou conhecido como MP 579 [45].

Figura 19 – Taxa de Deságio por Leilão



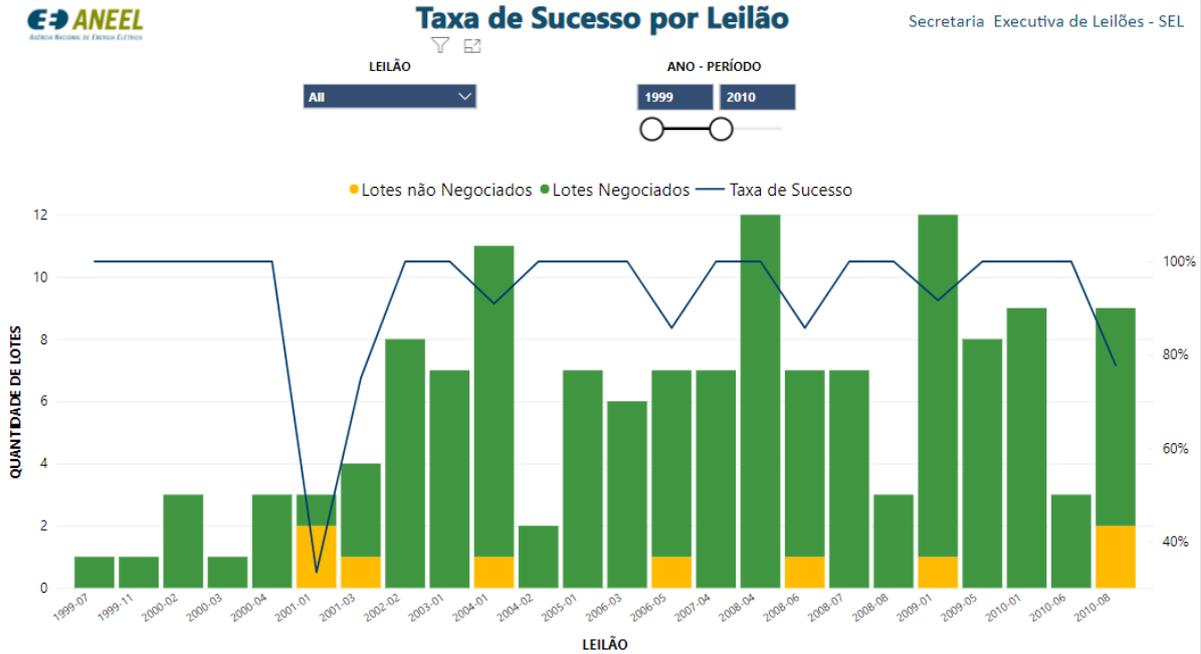
Fonte: Adaptado de [44]

Para ficar de uma forma mais clara, são analisados os períodos desde a criação desse modelo de leilões para se ter uma melhor ideia de como foi essa evolução.

3.4.1. Leilões de 1999 a 2010

No início da implementação do modelo de leilões de transmissão, para estimular os investidores privados a investirem nos setores de infraestrutura, o governo considerou nos modelos de negócios que nos primeiros 15 anos da concessão, a contar a partir da assinatura do contrato de concessão, a RAP seria proporcional ao custo de O&M e de todo o CAPEX utilizado. Este procedimento “inflacionaria” a RAP em 50% e que após esse período de 15 anos a RAP seria reduzida nessa proporção de 50%. Isso fez com que investidores privados participassem dos certames uma vez que o mercado começava a ser aberto para os players do setor privado. Esses leilões ficaram conhecidos como Categoria 2, por essa característica na Receita. Os de categoria 1 são anteriores a esse período e são relativos aos ativos da época em que não existia essa concorrência que existe nos tempos atuais e cada transmissora era responsável pela sua região. Esse estímulo do Governo Federal levou a um grande sucesso dos leilões com grandes participações, uma vez que grandes linhas de transmissão e importantes troncos de transmissão foram leiloados nesse período, tais como o Tronco Norte Sul II e o Sudeste-Nordeste, no leilão 2000/02 [44].

Figura 20 - Taxa de Sucesso 1999 a 2010



Fonte: Adaptado de [44]

Figura 21 - Leilões de 1999 a 2010



Fonte: Adaptado de [44]

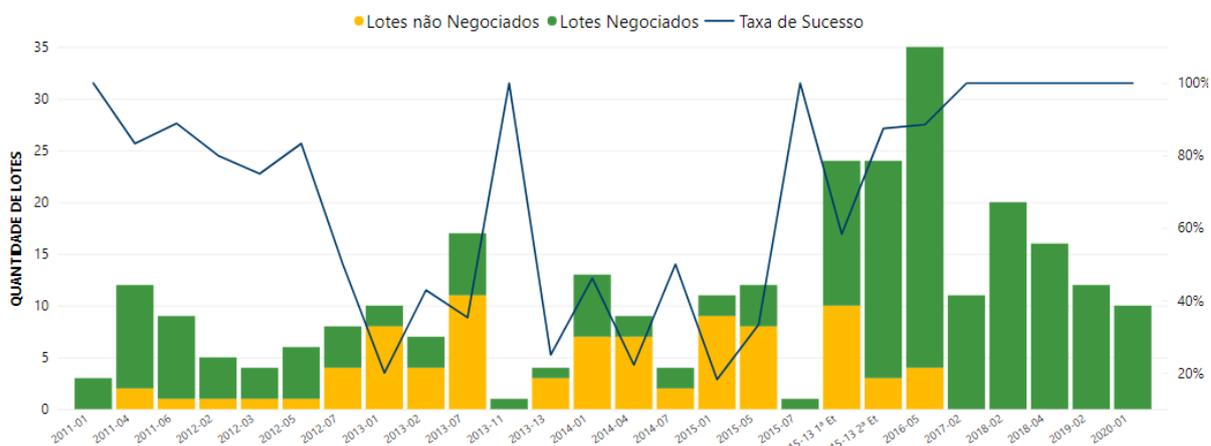
Nesse período, pode-se observar pela Figura 18 e Figura 21 que se obteve uma taxa de sucesso muito próximo de 100%, mais precisamente de 94%. Esses números refletem que grande parte dos lotes ofertados foram arrematados, trazendo um índice de sucesso muito grande para esse novo modelo, que estava sendo implementado à época. Cabe ressaltar também, que esse período teve um deságio médio de 27,8%.

No contexto da época era mais importante para o setor que esses empreendimentos fossem leiloados do que propriamente se obter um deságio maior, que implicaria num desconto para o Governo. Como mencionado anteriormente, eram lotes estratégicos do ponto de vista de infraestrutura do setor. Importante mencionar que nessa época as empresas públicas estavam habilitadas a participar dos certames.

3.4.2. Leilões de 2011 a 2020

Na década de 2011 a 2020 houve mudanças no perfil de participantes e de resultados entre os anos. Como se pode ver pela Figura 22, no começo da década ainda se tinha leilões com taxa baixa de lotes não arrematados e com a participação de empresas do setor público. Posteriormente, com a proibição das empresas do grupo Eletrobrás de participar dos leilões e com as taxas de retorno pressionadas, houve uma fuga dos investidores dos leilões que gerou um grande número de lotes vazios. Mais tarde, com a adequação da taxa de retorno para valores mais praticados pelo mercado, os investidores retornaram aos certames, elevando novamente a taxa de sucesso dos leilões.

Figura 22 - Leilões de 2011 a 2020



Fonte: Adaptado de [44]

Figura 23 - Leilões de 2011 a 2020



Fonte: Adaptado de [44]

Pode-se analisar, através da Figura 22 e Figura 23, que os cenários durante a década passada foram os mais diversos. Mesmo com leilões no período de 2012 até 2015 apresentando grande parte de lotes vazios, a década conseguiu ter uma taxa de sucesso de arremates de lote em 70% e com deságios médios de 23,9%. O que pode ser considerado de certa forma como sucesso.

Como eventos importantes dessa década e que influenciaram diretamente o resultado dos leilões foram as políticas públicas, impostas pelo Governo Dilma às empresas do Grupo Eletrobras e também a MP 579. Essas medidas impuseram a participação das empresas estatais a participação em leilões pelo custo mínimo, quase que sem retorno dos investimentos a fim de diminuir a inflação do período de forma artificial. O resultado dessa manobra foi a não conclusão dos empreendimentos arrematados pelas empresas do grupo Eletrobras e um problema para o setor elétrico com diversos gargalos na entrega de energia.[46].

Com isso a ANEEL proibiu a participação de empresas públicas por não entregarem seus empreendimentos anteriores, somente retornando no ano de 2020 para o leilão de 17 de dezembro desse ano.

3.5 Cenários Macros que Influenciaram Essas Mudanças

Foi visto na seção 3.4, Comparativo dos Leilões de Transmissão - Leilões Vazios à Ultracompetitivos, que houve situações que influenciaram diretamente o resultado dos leilões de transmissão ao longo dos anos. Algumas delas podem ser consideradas de origem Sistêmica, como a interferência do Governo nos retornos das empresas estatais a fim de corrigir um

problema de inflação³⁶ de forma artificial, obrigando as empresas a considerar em seu BID um custo muito inferior de retorno. Outras situações, que influenciaram de forma positiva a competitividade por empreendimentos em infraestrutura, sobretudo em transmissão, pode ser chamada de origem Não-Sistêmica. Entre elas, pode-se citar o apetite por empreendimentos de risco devido à queda das taxas de juros, o que força os investidores a tomarem riscos em projetos para obterem uma maior rentabilidade.

Por volta do ano de 2016, o Brasil passava por um período conturbado de sua economia, com inflação alta, desemprego e o PIB em recessão[47]. Nesse cenário caótico, o resultado dos leilões volta a apresentar uma taxa de sucesso na casa dos 80%, conforme mostra a Figura 24, ante a 34% no período de 2014 a 2015, conforme Figura 25.

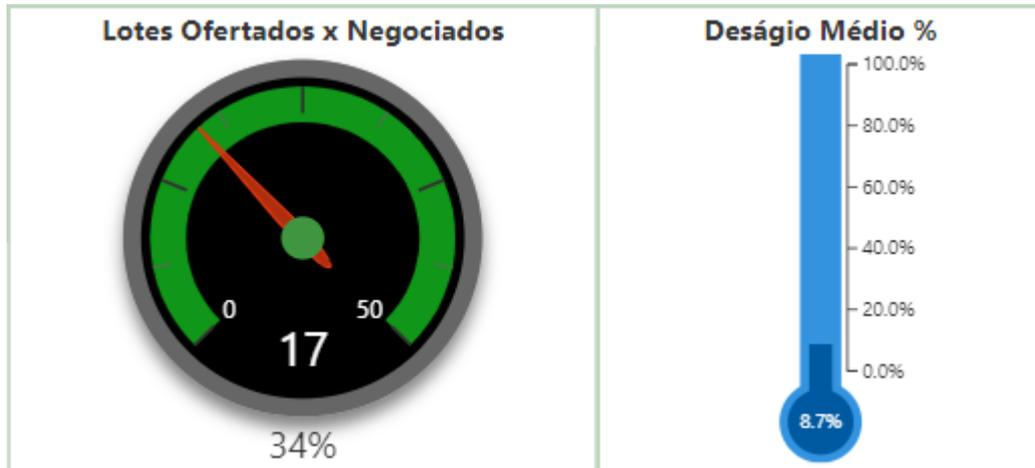
Figura 24 - Leilões 2016 a 2017



Fonte: Adaptado de [44]

³⁶ Na cesta do IPCA a conta de luz tem um peso significativo, além do que o custo de energia elétrica influencia em todos os processos industriais acarretando um aumento em cadeia dos preços de bens de consumo. Isso faz com que a inflação suba.

Figura 25 - Leilões de 2014 a 2015



Fonte: Adaptado de [44]

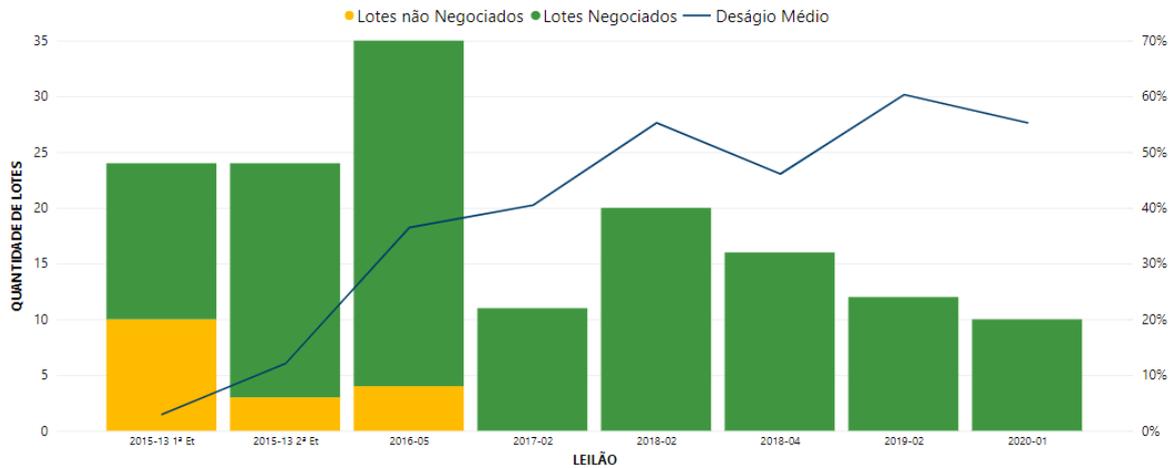
Nesse contexto Macroeconômico que se vivia em 2016 aconteceu o impeachment do Governo da época. Com o governo interino, algumas medidas econômicas foram tomadas que levaram a uma melhor estabilização da economia e o começo de queda da taxa de juros no Brasil. Essa queda na taxa fez com que algumas empresas de setores diferentes ao de transmissão, como distribuidoras e construtoras, começassem a olhar para o setor de transmissão como uma via importante de crescimento, visto que o risco, se comparado a outros setores, é bem inferior por ter a receita conhecida pelos próximos 30 anos, trazendo uma segurança para o negócio.

Com esse cenário desenhado, algumas empresas como Equatorial [48] e Neoenergia [49], majoritariamente empresas do setor de distribuição e Engie [50], do setor de geração, começaram a ganhar projetos de transmissão com o objetivo de diversificarem suas atuações no setor energético.

Atualmente, no cenário de juros baixos, as mais diversas empresas e fundos de investimento vêm atuando no setor de transmissão. Uma vez que as oportunidades de projetos com risco semelhantes estão com taxas de retorno inferior ao que o setor de transmissão proporciona [51], o que pode ser uma oportunidade para o setor de obter um menor custo e conseqüentemente uma energia mais barata ou um risco de não entrega dos projetos nos prazos necessários para atender a necessidade energética do País.³⁷

³⁷ Recentemente a empresa indiana Sterlite negociou alguns de seus projetos arrematados o que traz uma certa insegurança para o setor, visto que, esses ativos foram arrematados recentemente e colocam em cheque a capacidade de empresas estrangeiras a honrarem com seus compromissos [52].

Figura 26 - Deságio Médio Leilões

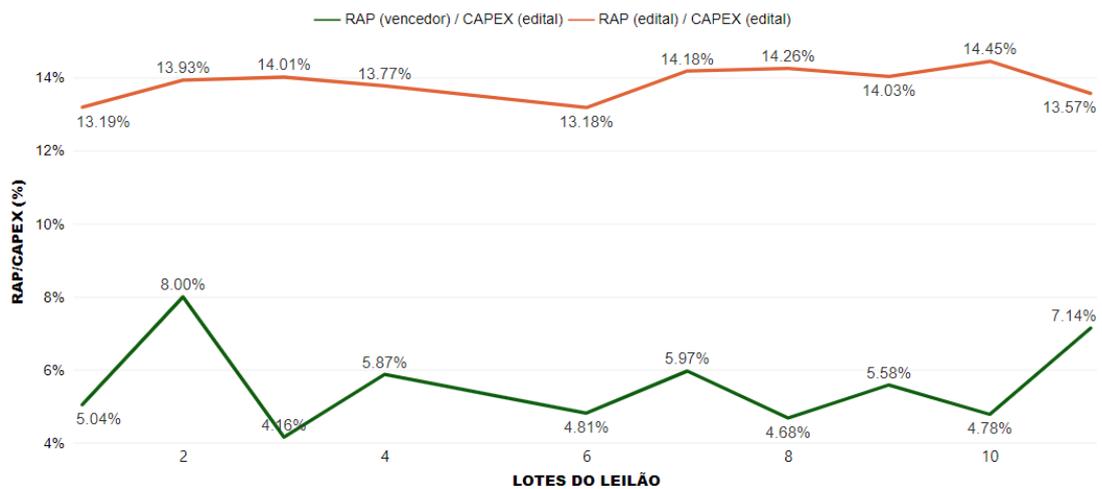


Fonte: Adaptado de [44]

Analisando a Figura 26 observa-se que desde que o cenário de taxa básica de juros começou a cair, por volta de 2016, os deságios médios dos empreendimentos vêm subindo o que demonstra uma maior competitividade entre os players, implicando em uma maior economia para os cofres públicos e consequentemente para os contribuintes.

Se for observado com um pouco mais de atenção ao leilão 001/2020, realizado após a crise do Coronavírus, conclui-se que os investidores continuaram com apetite por projetos o que levou a uma competitividade muito agressiva, conforme a Figura 27. Para alguns lotes arrematados a relação RAP/CAPEX foi de menos que 5%, sendo o que a ANEEL considerou no modelo foi na casa dos 13%.

Figura 27 - Relação RAP e CAPEX Leilão 001/2020



Fonte: Adaptado de [44]

4 Análise de Investimentos em Ativos de Transmissão Através de Leilões

Neste capítulo será feita uma análise dos principais itens que compõem a estrutura de um empreendimento que será leiloado para que, através da modelagem financeira, possa se comparar o retorno esperado entre dois empreendimentos com o mesmo escopo, mas em classes de tensão diferentes. Um em 230 kV e outro em 500 kV. A ideia é analisar e discutir os principais pontos que são necessários para a composição do CAPEX e OPEX desses ativos e avaliar qual teria um retorno esperado maior ao longo da concessão.

O Escopo a ser estudado é representado através da Figura 28.

Figura 28 - Unifilar dos Empreendimentos



Fonte: Elaboração Própria

Alguns dados serão necessários para a construção dos valores que servirão como subsídios para o *valuation*³⁸ dos empreendimentos, esses dados são:

- CAPEX:
 - Custos da Linha de Transmissão;
 - Custos da Subestação;
 - Custos de Fundiário;
 - Custos Ambientais;
 - Custos da SPE;
- OPEX:

³⁸ Termo em inglês que significa avaliação de empresas. O Valuation é utilizado por empresas e investidores para se calcular o valor esperado no futuro de uma empresa baseado em premissas de crescimento, lucro e endividamento ao longo do tempo para se determinar o real valor da empresa/projeto no futuro[53].

- Custos de Operação;
- Custos de Manutenção;
- Premissas Financeiras:
 - Premissas de dívidas;
 - Premissas de Antecipação de Energização;
 - Premissas de Estrutura de Capital.

Além desses tópicos, outros pontos são importantes que influenciam de forma indireta os custos de implantação, principalmente, os custos das terras que deverão ser adquiridas para a passagem da linha. Para fins de cálculo, foi definido que os empreendimentos serão implantados na Bahia.

Definindo esses tópicos, é possível fazer um *valuation* e comparar os retornos dos empreendimentos.

4.1 Estrutura do CAPEX

Para se analisar qualquer ativo é necessário saber o quanto desembolsar para construir o empreendimento. Esse valor é denominado CAPEX do empreendimento. Para a avaliação serão utilizados dados oficiais para termos uma melhor comparação através do Banco de Preços da ANEEL. Serão utilizados a mesma quantidade de equipamentos, o mesmo tamanho de linha de transmissão, a fim de se isolar qualquer ponto que tenha uma diferença de custo que contamine a análise.

4.1.1. CAPEX Ativos de 500 kV

Conforme mostrado na Figura 28 o escopo para o empreendimento com setor de 500 kV é composto por:

- i. LT de 500 kV com 250 km;
- ii. Entrada de linha na subestação A;
- iii. Reator de Linha monofásico mais unidade reserva, não manobrável³⁹;
- iv. Entrada de linha na subestação B;

³⁹ Não manobrável significa que o reator de linha será conectado diretamente a linha através de chaves sem a utilização de disjuntor próprio. Caso ocorra algum defeito com o Reator o disjuntor que abrirá é o disjuntor da Linha.

- v. Reator de Linha monofásico mais unidade reserva, não manobrável;

Considera-se o complemento de vãos tanto na SE A quanto na SE B, pois no caso do arranjo de subestações de 230 kV, que é por definição dos procedimentos de rede do ONS, é obrigatório que seja o Barra Dupla 4 Chaves, não possibilitando a instalação de um disjuntor que atue protegendo dois ativos ao mesmo tempo assim como é no arranjo de Barra Dupla Disjuntor e Meio, que é obrigatório para o nível de tensão de 500 kV.

Dessa forma considera-se que a Linha de Transmissão ligará duas subestações existentes e com a instalação do disjuntor lateral.

4.1.1.1. CAPEX Linha de Transmissão 500 kV

Para os custos de instalação da linha de transmissão entre as subestações A e B foi utilizada a referência do banco de preços da ANEEL[42]. Segundo as informações da ANEEL o empreendimento exemplo terá a seguinte composição, conforme Tabela 2.

Tabela 2 - Orçamento LT 500 kV A-B

Orçamento de linhas de transmissão
Nome da linha de transmissão: LT AB
Extensão da linha (km): 250
Estado(s): BAHIA
Data referência da cotação: dezembro de 2020
Tipo de corrente: Corrente Alternada
Classe de Tensão: 500 KV
Configuração cadeia de isoladores: Isoladores (IVI)
Tipo de Circuito: Circuito Simples
Tipo de Estrutura: Aço Autoportante Convencional
Tipo de fundação: Concreto
Tipo de Obra: Leilão
Cabo condutor: CAA 1113 565.49 BLUEJAY 45 X 7 (N=4)
Cabo pára-raio: Aço 9.52 Aço 3/8 (N=1)

Fonte: Adaptado de [42]

Para o empreendimento exemplo foram considerados 4 cabos condutor/fase do tipo BlueJay, essa liga metálica é bastante comum para empreendimentos de linhas de transmissão, já para os cabos para-raios foram considerados um do tipo liga de aço 3/8”, também muito comum na

Transmissão e mais um cabo *OPGW*⁴⁰. Para as estruturas de torre foi considerado torres autoportantes convencionais e para a cadeia de isoladores em IVI.

Os custos dos materiais utilizados no empreendimento da linha de transmissão e as quantidades necessárias ficaram conforme a Tabela 3. Sendo que esses valores são por km de linha.

Tabela 3 - Custos de Aquisição de Materiais LT 500 kV

Aquisição de materiais				
Descrição	Qtde.	Unid.	Preço unit (R\$).	Subtotal (R\$)
Estruturas	21950	unid./km	9,95	218.509,48
Cabo condutor	23520	kg	20,68	486.418,80
Cabo pára-raio convencional	430	kg	21,57	9.276,47
Cabo pára-raio óptico 24 fibras	1	km	19.013,59	19.013,59
Isoladores (IVI)	291	unid	265,31	77.205,82
Conjunto suspensão do condutor (N=4)	6,64	unid.	3.878,29	25.751,83
Conjunto ancoragem do condutor (N=4)	0,93	unid	10.648,36	9.902,98
Conjunto jumper do condutor (N=4)	0,46	unid	1.814,69	834,76
Conjunto suspensão do pára-raio convencional (N=1)	2,21	unid	113,58	251,01
Conjunto ancoragem do pára-raio convencional (N=1)	0,31	unid	44,37	13,75
Amortecedores/Espaçadores do condutor (N=4)	41	unid	576,77	23.647,73
Amortecedores do pára-raios convencional (N=1)	4,74	unid	37,90	179,66
Aterramento	1	vb/km	3.935,33	3.935,33
Outros Acessórios (0,3% do valor de aquisição de materiais)				2.624,82
VALOR TOTAL (R\$)				R\$877.566,03

Fonte: Adaptado de [42]

Pode-se verificar que os maiores custos para a construção de uma linha de transmissão são referentes a aquisição de cabos condutores, uma vez que esses materiais sofrem com a variação de *commodities*⁴¹ internacionais e o custo do cambio dólar/real. Para a composição do cabo é necessário o Alumínio, cujas *commodities* tem seu preço conforme a *London Metal Exchange*,

⁴⁰ Cabos OPGW são utilizados para a função de para-raios e também para a comunicação entre subestações. Esse tipo de cabo possui fibras ópticas no seu interior que permite essa comunicação que pode ser utilizada para proteção, controle e supervisão dos ativos.

⁴¹ São todas as matérias primas essenciais que possuem baixo nível de industrialização, elas são produzidas em grande quantidade sem diferenças entre marcas e podem ser estocadas sem perda de qualidade. As *commodities* servem de base para a indústria no mundo inteiro e são comercializadas globalmente em grande volume.

LME⁴², na Bolsa de valores em Londres, onde se negocia o preço desse material. Por esse motivo a relação dólar/real influencia nos preços praticados pelo mercado.

Para as estruturas, o custo do aço também vem impactando o custo global do fornecimento da mesma maneira. Essa é mais uma variável que o investidor deve se manter atento.

Para a construção, propriamente dita, também há outros custos que influenciam no empreendimento, conforme Tabela 4 e Tabela 5.

Tabela 4 - Custos de Construção LT 500 kV

Construção				
Descrição	Qtde.	Unid.	Preço unit (R\$).	Subtotal (R\$)
Limpeza de faixa	60000	m ²	0,38	22.789,81
Escavação para execução de fundações	35	m ³	70,30	2.460,45
Concretagem de fundação	38	m ³	3.624,71	137.739,15
Construção de acessos	1	vb/km	7.642,42	7.642,42
VALOR TOTAL (R\$)				R\$170.631,83

Fonte: Adaptado de [42]

Tabela 5 - Custos dos Serviços Técnicos

Serviços Técnicos				
Descrição	Qtde.	Unid.	Preço unit (R\$).	Subtotal (R\$)
Topografia	1	km	1.742,56	1.742,56
Geologia/Sondagem	1	km	1.742,56	1.742,56
VALOR TOTAL (R\$)				R\$3.485,12

Fonte: Adaptado de [42]

Logo o custo total para uma linha de transmissão de 500 kV de 250 km é de aproximadamente de R\$ 262.920.742,5.

4.1.1.2. CAPEX Subestação 500 kV

Para os custos de instalação das subestações A e B foi utilizado a referência do banco de preços da ANEEL[42]. Como o escopo de uma subestação é igual a outra e para não repetir dados gerando algum tipo de confusão, foi considerado somente uma, inicialmente, e posteriormente

⁴² Muito comum a utilização do termo LME para se referir ao custo do alumínio na composição do cabo, mas LME é a sigla da bolsa de metais de Londres.

dobraremos os custos de subestação para a montagem do CAPEX total de subestação. Segundo as informações da ANEEL o empreendimento terá a seguinte composição, conforme tabela 6.

Tabela 6 - Características Subestação A

Subestação A	
Nordeste - BAHIA	
Localização: Rural	
Tipo de instalação: Convencional	
Tipo do orçamento:	
Tipo de Obra: Leilão	
Data do orçamento: 07/03/2021	
Data base do orçamento: dezembro de 2020	

Fonte: Adaptado de [42]

Para o empreendimento exemplo, foram considerados duas entradas de Linhas com reatores de linha não manobráveis em cada subestação. Uma característica importante que influencia no custo de SEs é o tipo de instalação, podendo ser: convencional (instalações ao tempo), isoladas a SF6 (Subestações blindadas onde os barramentos são isolados por gás tipo SF6) e híbridas (uma parte convencional e outra blindada).

Os custos dos materiais utilizados no empreendimento de subestação são mais detalhados que os de linha de transmissão e as quantidades necessárias ficaram distribuídas da seguinte forma:

Tabela 7 - Custos Módulo de Manobra de 500 kV

MÓDULO DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA (500KV - DJM)				
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	
0 m ²	Terreno	1,02		0,00
420 m ²	Arruamento	159,82		67.126,18
175 m	Canaletas principais	2.078,50		363.737,52
60 m	Cercas e Alambrados em Área Energizada	286,76		17.205,47
10500 m ²	Drenagem	11,33		119.009,52
32 m ²	Edificação - Casa de Relés	3.045,77		97.464,65
1588,5 m ²	Embritamento	48,35		76.798,16
42 Unid	Iluminação do pátio	3.938,39		165.412,59
10590 m ²	Malha de terra e cabos para-ráios	90,44		95770830,4%
6725 m ³	Terraplenagem	17,24		115.923,07
VALOR TOTAL (R\$)			R\$1.980.385,48	

Fonte: Adaptado de [42]

Na Tabela 7, os custos apontados são os custos basicamente de materiais de obra necessários para a instalação em uma subestação ao tempo, como por exemplo, embritamento, drenagem e edificações para a instalação dos painéis de controle e proteção e sistemas de operação.

Já para a aquisição dos equipamentos de manobra e proteção, que são instalados no pátio ficaram conforma a Tabela 8

Tabela 8 - Custos de Equipamentos de Pátio de 500 kV

MÓDULO DE MANOBRA - Entrada de linha (500KV - DJM)			
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)
1	unid. Disjuntor	873.898,40	873.898,40
1	unid. Chave seccionadora c/ LT igual ou maior 69 kV	262.568,46	262.568,46
2	unid. Chave seccionadora s/ LT igual ou maior 69 kV	181.172,24	362.344,47
3	unid. Transformador de potencial capacitivo	61.200,10	183.600,30
3	unid. Transformador de corrente	87.339,68	262.019,05
3	unid. Pára-raios	77.622,76	232.868,28
0	unid. Transformador de potencial indutivo	59.836,30	0,00
1	unid. Sistema de comunicação e telecomunicações - Carrier	68.386,32	68.386,32
VALOR TOTAL (R\$)			R\$2.245.685,28

Fonte: Adaptado de [42]

Pode-se verificar que foi considerado somente um disjuntor de 500 kV, conforme explicado no início deste capítulo, e também um Sistema de comunicação Carrier, que nada mais é a proteção alternada dos meios de teleproteção. Outro ponto também é que os equipamentos de entrada de linha são os mesmos para qualquer nível de tensão, são compostos por:

- Disjuntor;
- Chaves Seccionadoras;
- Transformador de Potencial;
- Transformador de Corrente;
- Pára-raios.

Tabela 9 - Demais Custos de Instalação de Subestação 500 kV

Demais Custos de Subestação			
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)
102	unid. Conectores / Espaçadores	216,50	22.083,08
4700	kg Cabo nú / Tubo	90,17	423.822,10
16601	m Cabos de controle e potência EL	56,32	934.967,15
1800	kg Suporte - Chave seccionadora c/ LT (6 unid./equip.)	65,81	118.460,79
3600	kg Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)	65,81	236.921,58
900	kg Suporte - Transformador de potencial (1 unid./equip.)	65,81	59.230,40
900	kg Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)	65,81	59.230,40
900	kg Suporte - Pára-raios (1 unid./equip.)	65,81	59.230,40
900	kg Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	65,81	59.230,40
15000	kg 2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	65,81	987.173,27
6	cj Cadeia completa ancoragem (dupla)	2.598,54	15.591,25

3	cj	Cadeia completa suspensão (dupla)	3.603,74	10.811,23
3	unid.	Coluna isolador de pedestal	2.235,49	6.706,46
5,25	m³	Transformador de corrente	3.820,15	20.055,80
5,25	m³	Pára-raios	3.820,15	20.055,80
5,25	m³	Coluna isolador de pedestal	3.820,15	20.055,80
18	m³	Disjuntor	3.820,15	68.762,73
10,5	m³	Chave seccionadora c/ LT	3.820,15	40.111,59
21	m³	Chave seccionadora s/ LT	3.820,15	80.223,19
60	m³	2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	3.820,15	229.209,11
5,25	m³	Transformador de potencial	3.820,15	20.055,80
1	unid.	Painel 1 Proteção Principal (Unitária e Retaguarda)	80.797,01	80.797,01
1	unid.	Painel 1 Unidade Controle	47.868,82	47.868,82
1	unid.	Painel 2 Proteção Alternada (Unitária e Retaguarda)	80.797,01	80.797,01
1	unid.	Painel 2 Proteção Barra - Unidade de Bay	80.797,01	80.797,01
1	unid.	Painel 2 Unidade de falha de disjuntor	80.797,01	80.797,01
1	unid.	Painel 2 RDP	49.269,27	49.269,27
VALOR TOTAL (R\$)			R\$3.912.314,43	

Fonte: Adaptado de [42]

Na Tabela 9, pode-se ver todos os demais materiais que serão necessários para implementar o empreendimento exemplo, como os painéis de proteção, sistemas de supervisão, estruturas civis como base é pórticos entre outros materiais.

Outro item importante são as unidades monofásicas de reatores de 33,33MVA_r que deverão ser instalados no pátio da Subestação para operação da linha de transmissão. Estes custos estão relacionados na tabela 10.

Tabela 10 - Custos Módulo Reator de Linha em 500 kV

Custos Módulo Reator de Linha				
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)	
1	unid. Reator monofásico 33,33 MVA _r 500KV	2.632.760,12	2.632.760,12	
0	unid. Pára-raios	0,00	0,00	
1	unid. Sistema de proteção contra incêndio	35.406,25	35.406,25	
500	kg Estrutura e suporte pára-raios	65,81	32.905,78	
1	unid. Coluna isolador de pedestal	2.235,49	2.235,49	
10,1	m³ Reator monofásico	3.820,15	38.583,53	
48	m³ Parede corta-fogo	3.820,15	183.367,29	
0	m³ Cubículo Fechamento Delta	3.820,15	0,00	
0	m³ Pára-raios	3.820,15	0,00	
1,75	m³ Coluna isolador de pedestal	3.820,15	6.685,27	
10	m³ Caixa separadora de óleo	3.820,15	38.201,52	

Quantidade Total para 4 Reatores monofásicos			R\$11.880.580,93
1	unid.	Chave seccionadora s/ LT igual ou maior 69 kV	181.172,24
3	unid.	Pára-raios	77.622,76
1164	kg	Cabo Nú / Tubo	90,17
30	unid.	Conectores / Espaçadores	216,50
12728	m	Cabos de controle e potência CRL	56,32
1800	kg	Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)	65,81
900	kg	Suporte - Pára-raios (1 unid./equip.)	65,81
900	kg	Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	65,81
3	unid.	Coluna isolador de pedestal	2.235,49
5,25	m³	Pára-raios	3.820,15
18	m³	Disjuntor	3.820,15
10,5	m³	Chave seccionadora s/ LT	3.820,15
5,25	m³	Coluna isolador de pedestal	3.820,15
1	unid.	Painel 1 Proteção Barra Unidade de Bay	80.797,01
1	unid.	Painel 1 Proteção Unitária	80.797,01
1	unid.	Painel 1 Unidade Controle	47.868,82
1	unid.	Painel 2 Proteção Retaguarda	49.269,27
1	unid.	Painel 2 Unidade de falha de disjuntor	80.797,01
VALOR TOTAL (R\$)			R\$13.855.063,21

Fonte: Adaptado de [42]

4.1.1.3. CAPEX Montagem Eletromecânica

Outro item importante que entra no custo do CAPEX é o custo com a montagem eletromecânica dos equipamentos. De acordo com [42], o custo de montagem para uma subestação é de 20,04% do custo total dos equipamentos associados e para linhas de transmissão o custo é de 53,72% dos custos dos materiais associados, conforme mostrado na tabela 11.

Tabela 11 - Custos Montagem Ativos de 500 kV

Módulo	CAPEX Material (R\$)	% Montagem	Custo Montagem (R\$)
Subestação	27.913.822,18	20,04%	5.593.929,96
Linha de Transmissão	262.920.743,51	53,72%	141.241.023,41

Fonte: Adaptado de [42]

4.1.2. CAPEX Ativos de 230 kV

Conforme ilustrado na Figura 28 o escopo para o empreendimento com setor de 230 kV é composto por:

- i. LT de 230 kV com 250 km;
- ii. Entrada de linha na subestação C;
- iii. Reator de Linha monofásico mais unidade reserva, não manobrável;
- iv. Entrada de linha na subestação D;
- v. Reator de Linha monofásico mais unidade reserva, não manobrável;

No caso do arranjo de subestações de 230 kV, que por definição dos procedimentos de rede do ONS, é obrigatório que seja o Barra Dupla 4 Chaves, não possibilitando a instalação de um disjuntor que atue protegendo dois ativos ao mesmo tempo assim como é no arranjo de Barra Dupla Disjuntor e Meio, que é obrigatório para o nível de tensão de 500 kV. Existe somente um disjuntor interligador das duas barras, conhecido como TIE.

4.1.2.1. CAPEX Linha de Transmissão 230 kV

Para os custos de instalação da linha de transmissão entre as subestações C e D foi utilizado a referência do banco de preços da ANEEL[42]. Segundo as informações da ANEEL o empreendimento exemplo terá a seguinte composição, conforme Tabela 12.

Tabela 12 - Orçamento LT 230 kV C-D

Orçamento de linhas de transmissão
Nome da linha de transmissão: LT AB
Extensão da linha (km): 250
Estado(s): BAHIA
Data referência da cotação: dezembro de 2020
Tipo de corrente: Corrente Alternada
Classe de Tensão: 500 KV (verificar)
Configuração cadeia de isoladores: Isoladores (IVI)
Tipo de Circuito: Circuito Simples
Tipo de Estrutura: Aço Autoportante Convencional
Tipo de fundação: Concreto
Tipo de Obra: Leilão
Cabo condutor: CAA 1113 565.49 BLUEJAY 45 X 7 (N=4)
Cabo pára-raios: Aço 9.52 Aço 3/8 (N=1)

Fonte: Adaptado de [42]

Para o empreendimento exemplo em 230 kV foram considerados 2 cabos condutor/fase do tipo BlueJay. Essa liga metálica é bastante comum para empreendimentos de linhas de transmissão. Já para os cabos para-raios foram considerados um do tipo liga de aço 3/8”, também muito comum na Transmissão e mais um cabo *OPGW*. Para as estruturas de torre foi considerado torres autoportantes convencionais e para a cadeia de isoladores em IVI.

Os custos dos materiais utilizados no empreendimento da linha de transmissão e as quantidades necessárias ficaram conforma a Tabela 13. Sendo que esses valores são por km de linha.

Tabela 13 - Custos de Aquisição de Materiais LT 230 kV

Aquisição de materiais				
Descrição	Qtde.	Unid.	Preço unit.(R\$)	Subtotal (R\$)
Estruturas	15330	unid./km	9,95	152.608,22
Cabo condutor	11760	kg	20,68	243.209,40
Cabo pára-raios convencional	430	kg	21,57	9.276,47
Cabo pára-raios óptico 24 fibras	1	km	19.013,59	19.013,59
Isoladores (III)	138	unid	166,50	22.977,58
Conjunto suspensão do condutor (N=2)	6,89	unid.	1.078,77	7.432,73
Conjunto ancoragem do condutor (N=2)	1,17	unid	1.752,20	2.050,07
Conjunto jumper do condutor (N=2)	0,59	unid	914,24	539,40
Conjunto suspensão do pára-raios convencional (N=1)	2,3	unid	113,58	261,23
Conjunto ancoragem do pára-raios convencional (N=1)	0,39	unid	39,04	15,23
Amortecedores/Espaçadores do condutor (N=2)	41	unid	186,34	7.640,04
Amortecedores do pára-raios convencional (N=1)	5	unid	37,90	189,51
Aterramento	1	vb/km	3.935,33	3.935,33
Outros Acessórios (0,3% do valor de aquisição de materiais)				1.407,45
VALOR TOTAL (R\$)				R\$470.556,24

Fonte: Adaptado de [42]

Pode-se verificar, assim como para a LT de 500 kV, que os maiores custos para a construção de uma linha de transmissão em 230 kV são referentes a aquisição de cabos condutores, uma vez que esses materiais sofrem com a variação de preços de acordo com o mercado internacional.

Para as estruturas, o custo do aço também vem impactando o custo global do fornecimento. Essa é mais uma variável que o investidor deve se manter atento.

Para a construção, propriamente dita, também há outros custos que influenciam no empreendimento, conforme Tabela 14e Tabela 15.

Tabela 14 - Custos de Construção LT 230 kV

Construção				
Descrição	Qtde.	Unid.	Preço unit. (R\$)	Subtotal (R\$)
Limpeza de faixa	40000	m ²	0,38	15.193,21
Escavação para execução de fundações	17	m ³	70,30	1.195,08
Concretagem de fundação	19,4	m ³	3.624,71	70.319,46
Construção de acessos	1	vb/km	7.642,42	7.642,42
VALOR TOTAL (R\$)				R\$94.350,16

Fonte: Adaptado de [42]

Tabela 15 - Custos dos Serviços Técnicos 230 kV

Serviços técnicos				
Descrição	Qtde.	Unid.	Preço unit. (R\$)	Subtotal (R\$)
Topografia	1	km	1.742,56	1.742,56
Geologia/Sondagem	1	km	1.742,56	1.742,56
VALOR TOTAL (R\$)				R\$3.485,12

Fonte: Adaptado de [42]

Por fim, deve-se considerar ainda o custo de montagem eletromecânica do empreendimento exemplo. De acordo com [42], este custo é em média 20,04% do custo total dos itens de pátio e materiais associados nas subestações.

Logo o custo total para uma linha de transmissão de 230 kV de 250 km é de aproximadamente de R\$ 142.097.880,00.

4.1.2.2. CAPEX Subestação 230 kV

Para os custos de instalação das subestações C e D serão utilizados a referência do banco de preços da ANEEL[42]. Como o escopo de uma subestação é igual à da outra e para não repetir dados gerando algum tipo de confusão, foi considerado somente uma, inicialmente, e posteriormente foram dobrados os custos de subestação para a montagem do CAPEX total de subestação. Segundo as informações da ANEEL, o empreendimento exemplo terá a seguinte composição, conforme Tabela 16.

Tabela 16 - Características Subestação C

Subestação C
Nordeste - BAHIA
Localização: Rural
Tipo de instalação: Convencional
Tipo do orçamento:
Tipo de Obra: Leilão
Data do orçamento: 07/03/2021
Data base do orçamento: dezembro de 2020

Fonte: Adaptado de [42]

Para o empreendimento exemplo foram considerados duas entradas de Linhas com reatores de linha não manobráveis em cada subestação. Aqui foram utilizadas as mesmas premissas dos ativos de 500 kV, isto é, instalações convencionais para não gerar qualquer tipo de distorção e influenciar na precificação dos ativos em questão.

Assim como os custos das Subestações de 500 kV, a SE A e a SE B, muitos materiais são utilizados para se construir uma subestação, tais materiais são descritos nas tabelas a seguir:

Tabela 17 - - Custos Módulo de Manobra de 230 kV

MÓDULO DE INFRAESTRUTURA DE MANOBRA (230KV - BD4)			
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)
0 m ²	Terreno	1,02	0,00
224 m ²	Arruamento	159,82	35.800,63
70 m	Canaletas principais	2.078,50	145.495,01
32 m	Cercas e Alambrados em Área Energizada	286,76	9.176,25
2240 m ²	Drenagem	11,33	25.388,70
12 m ²	Edificação - Casa de Relés	3.045,77	36.549,25
343,2 m ²	Embritamento	48,35	16.592,46
9 Unid	Iluminação do pátio	3.938,39	35.445,55
2288 m ²	Malha de terra e cabos para-raios	90,44	20691563,7%
663 m ³	Terraplenagem	17,24	11.428,55
VALOR TOTAL (R\$)			R\$522.792,04

Fonte: Adaptado de [42]

Na Tabela 17, os custos apontados são os custos basicamente de materiais de obra necessários para a instalação em uma subestação ao tempo, como por exemplo, embritamento, drenagem e edificações para a instalação dos painéis de controle e proteção e sistemas de operação.

Já para a aquisição dos equipamentos de manobra e proteção que são instalados no pátio ficaram conforma a Tabela 18.

Tabela 18 - Custos de Equipamentos de Pátio de 230 kV

MÓDULO DE MANOBRA - Entrada de linha (230KV - BD4)			
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)
1 unid.	Disjuntor	541.511,01	541.511,01
1 unid.	Chave seccionadora c/ LT igual ou maior 69 kV	140.617,75	140.617,75
3 unid.	Chave seccionadora s/ LT igual ou maior 69 kV	97.026,25	291.078,74
3 unid.	Transformador de potencial capacitivo	66.859,99	200.579,98
3 unid.	Transformador de corrente	75.951,34	227.854,03
3 unid.	Pára-raios	36.536,41	109.609,24
0 unid.	Transformador de potencial indutivo	58.316,60	0,00
1 unid.	Sistema de comunicação e telecomunicações - Carrier	68.386,32	68.386,32
VALOR TOTAL (R\$)			R\$1.579.637,07

Fonte: Adaptado de [42]

Como pode-se verificar comparando-se as Tabela 8 e Tabela 18, a quantidade de equipamentos de manobra para a entrada de linha são exatamente as mesmas, tanto para ativos de 230 kV quanto 500 kV, mas a diferença nos custos se dá pelas características inerentes a cada classe de

tensão, como por exemplo, quantidade de isoladores, quantidade de material utilizados na fabricação entre outros.

Tabela 19 - Demais Custos de Instalação de Subestação 230 kV

Demais Custos de Subestação			
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)
86 unid.	Conectores / Espaçadores	216,50	18.619,07
1440 kg	Cabo nú / Tubo	90,17	129.851,88
9684 m	Cabos de controle e potência EL	56,32	545.402,20
17960 kg	2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	65,81	1.181.975,46
1320 kg	Suporte - Chave seccionadora c/ LT (6 unid./equip.)	65,81	86.871,25
3960 kg	Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)	65,81	260.613,74
660 kg	Suporte - Transformador de potencial (1 unid./equip.)	65,81	43.435,62
660 kg	Suporte - Transformador de corrente (1 unid./equip.)	65,81	43.435,62
660 kg	Suporte - Pára-raios (1 unid./equip.)	65,81	43.435,62
1980 kg	Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	65,81	130.306,87
12 cj	Cadeia completa ancoragem (simples)	1.144,36	13.732,37
6 cj	Cadeia completa suspensão (simples)	1.520,06	9.120,39
9 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.235,49	20.119,37
3,93 m³	Transformador de corrente	3.820,15	15.013,20
3,93 m³	Pára-raios	3.820,15	15.013,20
5,22 m³	Coluna isolador de pedestal	3.820,15	19.941,19
51,04 m³	2 Pórticos (2 colunas + 2 Vigas)	3.820,15	194.980,55
3,39 m³	Disjuntor	3.820,15	12.950,31
3,48 m³	Chave seccionadora c/ LT	3.820,15	13.294,13
10,44 m³	Chave seccionadora s/ LT	3.820,15	39.882,38
3,93 m³	Transformador de potencial	3.820,15	15.013,20
1 unid.	Painel 1 Proteção Principal (Unitária e Retaguarda)	80.797,01	80.797,01
1 unid.	Painel 1 Unidade Controle	47.868,82	47.868,82
1 unid.	Painel 2 Proteção Alternada (Unitária e Retaguarda)	80.797,01	80.797,01
1 unid.	Painel 2 Proteção Barra - Unidade de Bay	80.797,01	80.797,01
1 unid.	Painel 2 Unidade de falha de disjuntor	80.797,01	80.797,01
1 unid.	Painel 2 RDP	49.269,27	49.269,27
VALOR TOTAL (R\$)			R\$3.273.333,74

Fonte: Adaptado de [42]

Na Tabela 19, pode-se ver todos os demais materiais que serão necessários para implementar o empreendimento exemplo, como os painéis de proteção, sistemas de supervisão, estruturas civis como base e pórticos, entre outros materiais que são iguais aos itens apresentados na Tabela 9 para instalações de 500 kV.

Assim como para os reatores de linha de 500 kV, os custos são apresentados de forma segregada dos equipamentos de entrada de linha, isso acontece porque o reator de linha é considerado uma

função de transmissão distinta da função linha de transmissão. Também foram considerados 4 unidades monofásicas de 33,33 MVar de reatores, conforme ilustrado na tabela 20.

Tabela 20 - Custos Módulo Reator de Linha em 230kV

Custos Módulo Reator de Linha			
Quantidade	Item	Preço (R\$)	Total (R\$)
1 unid.	Reator monofasico 33,33 MVar 230KV	1.210.524,33	1.210.524,33
0 unid.	Pára-raios	0,00	0,00
1 unid.	Sistema de proteção contra incêndio	35.406,25	35.406,25
500 kg	Estrutura e suporte pára-raios	65,81	32.905,78
1 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.235,49	2.235,49
10,1 m ³	Reator monofásico	3.820,15	38.583,53
48 m ³	Parede corta-fogo	3.820,15	183.367,29
0 m ³	Cubículo Fechamento Delta	3.820,15	0,00
0 m ³	Pára-raios	3.820,15	0,00
0,58 m ³	Coluna isolador de pedestal	3.820,15	2.215,69
10 m ³	Caixa separadora de óleo	3.820,15	38.201,52
Quantidade Total para 4 Reatores monofásicos			R\$6.173.759,45
1 unid.	Chave seccionadora s/ LT igual ou maior 69 kV	97.026,25	97.026,25
3 unid.	Pára-raios	36.536,41	109.609,24
298 kg	Cabo Nú / Tubo	90,17	26.872,12
21 unid.	Conectores / Espaçadores	216,50	4.546,52
9132 m	Cabos de controle e potência CRL	56,32	514.313,59
1320 kg	Suporte - Chave seccionadora s/ LT (6 unid./equip.)	65,81	86.871,25
660 kg	Suporte - Pára-raios (1 unid./equip.)	65,81	43.435,62
660 kg	Suporte - Coluna isolador pedestal (1 unid./equip.)	65,81	43.435,62
7220 kg	2 Pórticos (2 colunas + 1 viga)	65,81	475.159,40
3 unid.	Coluna isolador de pedestal	2.235,49	6.706,46
6 cj	Cadeia completa suspensão (simples)	1.520,06	9.120,39
1,74 m ³	Pára-raios	3.820,15	6.647,06
25,52 m ³	1 Pórtico (2 colunas + 1 Viga)	3.820,15	97.490,27
1,74 m ³	Coluna isolador de pedestal	3.820,15	6.647,06
3,39 m ³	Disjuntor	3.820,15	12.950,31
3,48 m ³	Chave seccionadora s/ LT	3.820,15	13.294,13
1 unid.	Painel 1 Proteção Barra Unidade de Bay	80.797,01	80.797,01
1 unid.	Painel 1 Proteção Unitária	80.797,01	80.797,01
1 unid.	Painel 1 Unidade Controle	47.868,82	47.868,82
1 unid.	Painel 2 Proteção Retaguarda	49.269,27	49.269,27
1 unid.	Painel 2 Unidade de falha de disjuntor	80.797,01	80.797,01
VALOR TOTAL (R\$)			R\$8.067.413,87

Fonte: Adaptado de [42]

4.1.2.3. CAPEX Montagem Eletromecânica

Outro item importante que entra no custo do CAPEX é o custo com a montagem eletromecânica dos equipamentos. De acordo com [42], o custo de montagem para uma subestação é de 20,04% do custo total dos equipamentos associados e para linhas de transmissão o custo é de 53,72% dos custos dos materiais associados.

Tabela 21 - Custos Montagem Ativos 230 kV

Módulo	CAPEX Material (R\$)	% Montagem	Custo Montagem (R\$)
Subestação	18.703.628,86	20,04%	3.748.207,22
Linha de Transmissão	142.097.879,05	53,72%	76.334.980,62

Fonte: Adaptado de [42]

4.2 Estrutura do OPEX

Depois de serem definidos os custos do CAPEX para a implantação dos ativos estudados, outro item importante que tem grande relevância e que influencia mais durante os períodos em que o ativo já está em operação é o OPEX. O OPEX nada mais é do que o custo para a manter e operar os ativos durante os 30 anos de concessão. No seu custo estão considerados diversos itens, como aluguel de canais de comunicação das subestações para o centro de operação da concessionária, limpeza de faixa das linhas de transmissão, custos de segurança patrimonial das instalações e limpeza e tudo o que é necessário para manter o ativo.

Os custos para ativos de 500 kV e 230 kV são bem próximos, pois muitos itens não dependem da classe de tensão, como limpeza e segurança das instalações, mas outras rubricas do OPEX são influenciadas, como a limpeza de faixa, esta depende da extensão, e que varia de acordo com a tensão da linha de transmissão.

Nesta seção iremos comparar estes custos entre os ativos e preparar para a modelagem financeira.

4.2.1. OPEX Ativos de 500 kV

Os custos de O&M para os ativos de 500 kV são mostrados na Tabela 22.

Tabela 22 - Custos O&M 500 kV

RESUMO - ESTIMATIVAS DE CUSTOS A/O&M (R\$/ANUAL)					
Descrição	Manutenção		Admin.	Operação	Total
	O&M/SPCS	Tec LT			
Mão de Obra Própria	1.091.732,30	439.284,33		-	1.531.016,63
Serviços Contratados	39.250,00	562.000,00	-	312.000,00	913.250,00
Manutenção Anual	8.000,00	6.000,00	-	-	14.000,00
Materiais e Equip.	64.000,00	21.800,00		-	85.800,00
Transporte/Veículos	59.600,00	144.000,00	-	-	203.600,00
Despesas de Viagens	24.000,00	60.000,00		-	84.000,00
Seguros	30.672,00			-	30.672,00
TOTAL	1.317.254,30	1.233.084,33	-	464.880,00	3.015.218,63

Fonte: Elaboração própria

Para a o item “Mão de obra própria” foi considerado uma equipe dedicada para subestação e outra para linha de transmissão, sendo que, para a subestação foi considerado um engenheiro de manutenção sênior, que será o responsável pela instalação e também quatro técnicos para auxiliar nas atividades do dia a dia, isso somente para as subestações. O engenheiro ficará responsável pelas duas subestações e os técnicos ficarão divididos, sendo dois em cada SE.

Já para a linha de transmissão, foi considerado um técnico de LT e três eletricitas. Essa equipe será responsável pela manutenção dos 250 km de linha e caso ocorra alguma necessidade ela se deslocará até o ponto indicado para atendimento.

Na linha “Serviços contratados” entram os custos de material de escritório, como celular, internet e treinamento. Apesar de a equipe de subestação possuir mais um funcionário, a equipe de linha de transmissão tem uma verba maior de treinamento, por ser considerado a maior exposição ao risco de algum acidente, devido à natureza do trabalho.

Já para os custos com transportes se faz necessário maior em linha de transmissão devido as atividades de cobrir a linha em sua extensão completa de 250 km. Os carros utilizados devem possuir sistema de tração nas 4 rodas, serem potentes e possuir mais estrutura para vencer as dificuldades do terreno, isso acaba influenciando na quantidade de veículos e no custo com combustível.

A linha de “seguros” tem relação com os equipamentos bobinados, que no caso exemplo são os reatores de linha. Esses seguros são importantes para, caso ocorram alguns problemas, seja possível acionar a seguradora e ser ressarcidos por algum dano.

Analisando todos os esses itens chega-se a um valor anual de R\$3.015.218,63. Esse valor representa o custo total de operação e manutenção do empreendimento em 500 kV.

4.2.2. OPEX Ativos de 230 kV

Da mesma forma que foi feito para os ativos de 500 kV, deve-se calcular os custos para os ativos de 230 kV nas mesmas premissas, isto é, quantidade de equipe, equipamentos e materiais. Mas devido à natureza do empreendimento ser em 230 kV haverá custos menores associados, por exemplo, os custos com limpeza de faixa de servidão.

Para linhas de transmissão em 230 kV a largura da faixa é menor que o dos ativos em 500 kV, trazendo uma economia no valor de OPEX. No modelo, considera-se uma limpeza para os ativos de 230 kV de 40 metros, isto é, 20 metros para cada lado da LT. Já para a linha de transmissão de 500 kV, considera-se uma faixa de 60 metros, sendo 30 metros para cada lado da linha de transmissão.

Portanto, chega-se aos custos dos ativos de 230 kV de acordo com a Tabela 23

Tabela 23 - Custos O&M 230 kV

RESUMO - ESTIMATIVAS DE CUSTOS A/O&M (R\$/ANUAL)					
Descrição	Manutenção		Admin.	Operação	Total
	O&M/SPCS	Tec LT			
Mão de Obra Própria	1.091.732,30	439.284,33		-	1.531.016,63
Serviços Contratados	39.250,00	457.000,00	-	312.000,00	808.250,00
Manutenção Anual	8.000,00	6.000,00	-	-	14.000,00
Materiais e Equip.	64.000,00	21.800,00		-	85.800,00
Transporte/Veículos	59.600,00	144.000,00	-	-	203.600,00
Despesas de Viagens	24.000,00	60.000,00		-	84.000,00
Seguros	30.672,00			-	30.672,00
TOTAL	1.317.254,30	1.128.084,33	-	464.880,00	2.910.218,63

Fonte: Elaboração própria

Analisando todos os esses itens chega-se a um valor anual de R2.910.218,63. Esse valor representa o custo total de operação e manutenção do empreendimento exemplo em 230 kV.

4.3 Estrutura SPE

Outro item importante na fase de construção dos empreendimentos exemplos são os custos associados à Estrutura da SPE. Essa estrutura é referente a empresa que será criada para realizar todas as tratativas referente ao escopo do projeto. Ela será responsável por toda a análise de engenharia, através da engenharia do proprietário, pela fiscalização da execução da obra, através dos fiscais de campo, também pela parte ambiental com as compensações ambientais e custos com o licenciamento ambiental. Será responsável pelos custos com o fundiário, isto é, desimpedimento da faixa de servidão e emissão de DUP⁴³ para isso.

Considerando os custos com os administrativos, de engenharia de proprietário e fiscalização de campo, tem-se:

Tabela 24 - Custos com Administrativo

Lote	Rubrica	Total
Lote XXX	Adm. Pré Pessoal	8.461.499
Lote XXX	Adm. Pré MSO	4.277.307
Lote XXX	Engenharia do Proprietário SE	668.550
Lote XXX	Engenharia do Proprietário LT	2.674.200
Lote XXX	Fiscalização SE	1.096.289
Lote XXX	Fiscalização LT	4.385.157

Fonte: Elaboração própria

Os custos de *Adm. Pré Pessoal* são os custos associados aos colaboradores que serão alocados para realizarem as atividades de pagamento, acompanhamento da obra, qualidade, acompanhamento do cronograma, advogados que irão validar os contatos com os *EPCistas*, entre outras funções administrativas. Para essas funções foram considerados o cronograma conforme Tabela 25

⁴³ Declaração de Utilidade Pública, DUP, A declaração de utilidade pública para o desimpedimento da Faixa de Servidão tem o objetivo de facilitar a liberação fundiária, permitindo a construção de subestação (desapropriação) e Linhas de Transmissão (Instituição de Servidão Administrativa). No caso da desapropriação, o proprietário perde a titularidade e a posse de terra para o agente público, mediante indenização. Já no caso da Instituição de Servidão Administrativa, o instituto jurídico da servidão administrativa implica na manutenção do direito para a propriedade de área de terra atingida, ou seja, o proprietário permanece com o imóvel e o título das terras, mas com o uso restrito, também mediante a indenização.[54]

Tabela 25 - Colaboradores SPE

Função	Mês de Início	Mês de Fim	Custo Total
			14.449.854
[1] - Adm Pré-Operacional Projeto			6.049.617
Novas Contratações			
GESTOR DE PROJETOS	04/2022	03/2025	1.905.301
ENGENHEIRO ESPECIALISTA - PROJETOS	08/2023	03/2025	828.000
ANALISTA PROJETO PL - CUSTOS	04/2022	03/2025	628.900
ANALISTA PLANEJAMENTO & CONTROLE PL - PLANEJAMENTO E CONTROLE	08/2023	01/2025	314.450
ANALISTA PROJETO PL - CONTRATOS	08/2023	03/2025	349.389
ANALISTA PROJETO PL - QUALIDADE	10/2023	01/2025	279.511
ANALISTA MEIO AMBIENTE SR - TRANSFERÊNCIA	04/2022	01/2025	764.014
ANALISTA AMBIENTAL PL - FUNDIÁRIO	04/2022	01/2025	593.961
ASSISTENTE ADMINISTRATIVO III - ADMINISTRATIVO	10/2022	03/2025	275.802

Fonte: Elaboração própria

O início da SPE é considerado em abril/22 pois com os leilões sendo realizados nos meses de dezembro o contrato de concessão é assinado sempre três meses após, logo em março.

A estrutura considerada na SPE possui a parte de gestão, com o Gestor do Projeto e os analistas que irão subsidiá-los com as informações do status do andamento da construção. Também possui um Analista de Meio Ambiente, que será responsável pelo acompanhamento da emissão das Licenças de Instalação e das condicionantes ambientais, que serão exigidas pelos órgãos regulamentadores para que a obra possa ocorrer. O Analista Fundiário fica responsável pelo acompanhamento da emissão das DUPS, compra dos terrenos e liberação dos mesmos para a construção.

Tabela 26 - Custos *Backoffice* SPE

[2] - Adm Pré-Oper Backoffice	2.411.882		
Novas Contratações	Inicio	Termino	Custo Total
ANALISTA SR - BACKOFFICE	04/2022	03/2025	791.533
ANALISTA SR - BACKOFFICE	04/2022	03/2025	791.533
ANALISTA SR - BACKOFFICE	04/2022	03/2025	791.533

Fonte: Elaboração própria

Também para a SPE é considerado o custo com *Backoffice*. Esse custo é referente as funções de Recursos Humanos, financeiro e controladoria, itens importantes para o bom andamento do projeto.

Já na parte de engenharia do projeto, isto é, engenharia do proprietário e fiscalização, foram considerados a seguinte quantidade de colaboradores:

Tabela 27 - Custos Engenharia SPE

3	[3] - Engenharia do Proprietário	2.550.150		
	Novas Contratações	Inicio	Termino	Custo Total
3.1	ENGENHEIRO TRANSMISSÃO SR	04/2022	01/2025	1.013.837
3.2	ENGENHEIRO TRANSMISSÃO SR	04/2022	01/2025	1.013.837
3.3	ENGENHEIRO TRANSMISSÃO SR	10/2023	01/2025	477.100

Fonte: Elaboração própria

Considerando um engenheiro para atuar na construção da linha de transmissão, outro para acompanhar as obras nas subestações envolvidas e mais um que será responsável pela parte elétrica, que envolve a proteção e controle dos ativos envolvidos.

Já para a fiscalização, os colaboradores que serão alocados na obra terão a função de acompanhar e fiscalizar todas as atividades realizadas, desde a preparação para fazer o concreto até mesmo verificar se o projeto que foi aprovado pela engenharia do proprietário está sendo realizado. Qualquer desvio do que foi acordado deverá ter o serviço interrompido imediatamente e ser comunicado a equipe que está alocada na SPE.

Tabela 28 - Custos de Fiscalização

4	[4] - Fiscalização	2.885.092		
	Novas Contratações	Inicio	Termino	Custo Total
4.1	ENGENHEIRO RESIDENTE	08/2023	03/2025	828.000
4.2	TECNICO TRANSMISSAO	09/2023	03/2025	148.995
4.3	TECNICO TRANSMISSAO	09/2023	03/2025	237.643
4.4	TECNICO TRANSMISSAO	09/2023	03/2025	237.643
4.5	TECNICO TRANSMISSAO	10/2023	01/2025	200.120
4.6	TECNICO TRANSMISSAO	10/2023	01/2025	200.120
4.7	TECNICO TRANSMISSAO	10/2023	01/2025	200.120
4.8	TECNICO TRANSMISSAO	10/2023	01/2025	200.120
4.9	TÉCNICO MEIO AMBIENTE III	10/2023	01/2025	200.120
4.10	TECNICO TRANSMISSAO III - FUNDIÁRIO	10/2023	01/2025	200.120
4.11	ASSISTENTE ADMINISTRATIVO III - ADMINISTRATIVO	09/2023	01/2025	156.288

Fonte: Elaboração própria

A quantidade de fiscal é proporcional ao tamanho da linha de transmissão, sendo considerado praticamente um fiscal a cada 50km de linha. Também é considerado um fiscal para cada subestação, um fiscal de meio ambiente, para acompanhar todo o empreendimento e um fiscal para o fundiário.

Ainda na Tabela 24, os custos apontados com MSO são referentes aos materiais e serviços necessários para o empreendimento, tais como:

Tabela 29 - Custos MSO

Nº	Descrição Item	MSO	Valor (R\$)
001	GPS (1 unidade)	Material	2.000,00
002	Drone (1 unidade)	Material	20.000,00
003	Câmera (1 unidade)	Material	5.000,00

004	Tablet (2 unidade)	Material	4.000,00
005	Hipsômetro (1 unidade)	Material	23.000,00
006	Impressora (2 unidade)	Material	3.000,00
007	Uniforme	Material	20.000,00
008	Uniforme	Material	20.000,00
009	EPI	Material	10.000,00
010	EPI	Material	20.000,00
011	EPI	Material	20.000,00
012	Mobiliário	Material	10.000,00
013	Mobiliário	Material	0,00
014	Licença SAP - Analista Custo	Material	15.000,00
015	Licença SAP - Assistente	Material	15.000,00
016	Licença SAP - Gestor	Material	15.000,00
017	Aluguel de Imóveis (2 Locações)	Outros	3.000,00
018	Alvará / IPTU	Outros	10.000,00
019	Limpeza e Conservação	Outros	2.000,00
020	Impostos / Taxas	Outros	4.000,00
021	Seguro Incêndio	Outros	10.000,00
022	Seguro D&O	Outros	10.000,00
023	Abertura de Filial (2 Filiais)	Serviço	6.000,00
024	Auditoria Externa	Serviço	75.000,00
025	Cartório	Serviço	750,00
026	Certidão	Serviço	12.000,00
027	Consultoria	Serviço	50.000,00
028	Contrato de Back Office	Serviço	6.571,75
029	Custos para Contratação	Serviço	10.000,00
030	Marcas e Patentes	Serviço	13.000,00
031	Publicações Demonstrações	Serviço	120.000,00

032	Relatório ANEEL	Serviço	10.000,00
033	Aluguel de Carro	Outros	
034	Consultoria - Unitização 1	Serviço	45.000,00
035	Consultoria - Unitização 2	Serviço	45.000,00
036	Consultoria - Unitização 3	Serviço	45.000,00
037	Orçamento de TI - Sistema	Outros	467.519,00
038	Orçamento de TI - Infra (Concessão)	Material	62.000,00
039	Orçamento de TI - Infra (Subestação)	Material	205.000,00
040	CAPEX de G&A	Outros	120.000,00
041	Publicações de Atos e Registro na Junta	Outros	2.000,00
042	Monitoramento Ambiental e Fundiário (via Drone)	Serviço	10.000,00

Fonte: Elaboração própria

4.4 Custos Fundiários e Ambientais

Os custos fundiários e ambientais compõem grande parte do CAPEX total do empreendimento. São considerados vitais para um bom andamento, pois a sua mensuração é de difícil compreensão e precisa de profissionais qualificados e com experiência no setor de transmissão para precificar bem os custos.

Como esses itens são de difícil conhecimento e o Banco de Preços ANEEL possui premissas para ambos, foi considerado nos mesmos padrões adotados pela ANEEL para se ter uma melhor assertividade nas informações e utilizar dados oficiais que validem o raciocínio.

Tabela 30 - Custo total e custos, fundiário e ambiental

Tensão	Empreendimento	Custo Total (R\$)	Critério
500 kV	Linha de Transmissão	380.777.861,23	Banco de preços ANEEL
	Subestação	53.200.274,44	Banco de preços ANEEL
	Ambiental 500 kV	5.942.941,88	1,53% do custo da LT e 0,22% do custo de SE
	Fundiário 500 kV	15.304.500,00	Banco de preços ANEEL
230 kV	Linha de Transmissão	205.293.581,80	Banco de preços ANEEL
	Subestação	32.489.113,46	Banco de preços ANEEL
	Ambiental 500 kV	3.212.467,85	1,53% do custo da LT e 0,22% do custo de SE
	Fundiário 500 kV	10.203.000,00	Banco de preços ANEEL

Fonte: Elaboração própria

4.5 Resumo CAPEX

Somente para facilitar e condensar em uma tabela todas as informações de CAPEX trabalhadas até agora, tanto para 500 kV quanto para 230 kV, que foram discutidas no item 4, e também considerando a quantidade total de subestações envolvidas, bem como o comprimento total da linha de transmissão, uma vez que o banco de preços calcula o valor unitário de subestação e por quilometro de linha e também considerando os custos de SPE para ambos os empreendimentos, uma vez que para se gerir uma construção independe do nível de tensão, mas sim do comprimento da linha e da quantidade de subestações envolvidas, tem-se para os empreendimentos exemplos os seguintes valores:

Tabela 31 - CAPEX total dos Empreendimentos

Tensão	Empreendimento	CAPEX Total (R\$)
500 kV	Linha de Transmissão	380.777.861,23
	Subestação	53.200.274,44
	Ambiental 500 kV	5.942.941,88
	Fundiário 500 kV	15.304.500,00
	SPE	21.563.002,00
	TOTAL	476.788.579,56
230 kV	Linha de Transmissão	205.293.581,80
	Subestação	32.489.113,46
	Ambiental 230 kV	3.212.467,85
	Fundiário 230 kV	10.203.000,00
	SPE	21.563.002,00
	TOTAL	272.761.165,11

Fonte: Elaboração própria

Agora com o CAPEX total definido e também os custos de OPEX, pode-se iniciar a modelagem financeira que irá avaliar o retorno do empreendimento.

5 Análise dos Retornos Financeiros dos Empreendimentos

Após a modelagem dos empreendimentos de 500 kV e 230 kV com relação aos custos do CAPEX e o OPEX, que serão necessários para a construção e a operação durante os próximos 30 anos de vida dos ativos em questão, é necessário a análise econômica e financeira dos empreendimentos para saber se, de fato, esses investimentos fazem sentido para as Transmissoras que participam dos leilões da ANEEL.

5.1 Curva de Desembolso

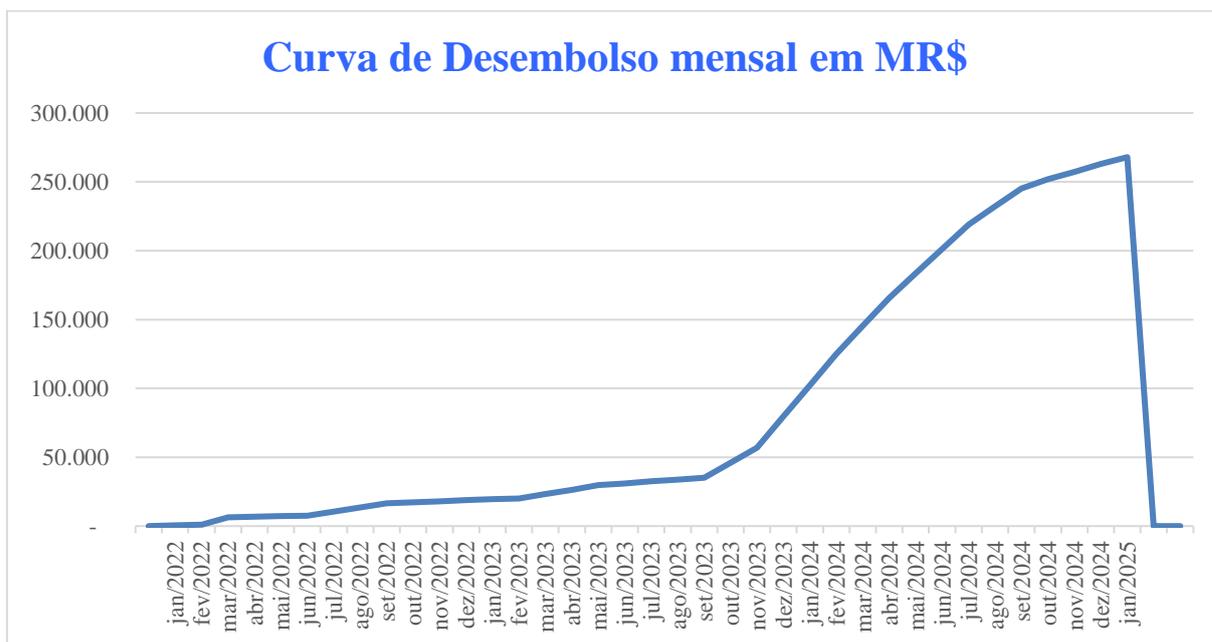
Um item que é tão importante quanto o CAPEX de implantação é a curva desembolso do empreendimento. A curva de desembolso nada mais é que o fluxo de pagamentos ao longo do tempo de todo o CAPEX. Essa curva possui impacto direto no VPL⁴⁴, observando que quanto mais para frente este desembolso é feito, maior será o retorno do projeto. De fato, isso faz sentido uma vez que ao longo do tempo há a incidência da inflação, que diminui o valor do dinheiro ao longo do tempo. Logo, é melhor desembolsar 100 reais daqui a um ano do que agora.

Esse detalhe é importante, pois mesmo o CAPEX sendo o mesmo para duas transmissoras, somente com ajustes da curva de desembolso é possível ter um retorno maior. Isso traz maior competitividade e poder de negociação para os players do setor, uma vez que, quem conseguir uma forma de pagamento mais espaçada, melhora seu retorno esperado.

Para fins de simulação, as curvas de desembolso para os ativos de 500 kV e 230 kV foram as mesmas, pois a ideia é analisar o retorno dos ativos em suas tensões e o banco de preços da ANEEL, caso contrário, o desembolso impactaria no retorno dos empreendimentos.

⁴⁴ Valor Presente Líquido, VPL, é uma ferramenta matemática muito utilizada no mundo financeiro para saber se um investimento é rentável ou não. Essa ferramenta traz os fluxos de caixa futuros, positivos e negativos, descontado a uma taxa de atratividade e soma-se o valor desembolsado inicialmente. Sendo o VPL positivo o investimento traz retorno, sendo o VPL negativo o investimento não traz retorno e sendo igual a zero não traz ganho e nem perdas ao longo do tempo.[55]

Figura 29 - Curva de Desembolso



Fonte: Elaboração própria

A Figura 29 traz como a curva de desembolso está distribuída pelo tempo do projeto a ser implantado. O projeto prevê um período total de implantação de 34 meses, sendo divididos em três partes, são elas:

1. Emissão da Licença Provisória de Instalação (LP);
2. Emissão da Licença de Instalação (LI);
3. Emissão da Licença de Operação (LO).

Sendo que a maior parte do desembolso acontece logo após a emissão da LI, pois somente após a obtenção da mesma que é possível, de fato, começar a obra das instalações. De forma resumida temos o seguinte quadro com as datas:

Figura 30 - Resumo Datas de Desembolso

Data Prevista p/. Contrato de Concessão	22/03/2022	22/03/2022
Prazo até a LP (meses)	14	14
Prazo da LP para LI (meses)	4	4
Prazo da LI para LO (meses)	16	16
Prazo Total empreendimento (meses)	34	34
CAPEX (MM)	477	273

Fonte: Elaboração própria

Comparando-se as datas da Figura 30 com a curva informada na Figura 29 pode-se concluir que o tempo de construção para os empreendimentos é de 16 meses para ambos os casos.

O desembolso que acontece antes da LI é referente principalmente aos custos de administração da SPE, emissão dos projetos básicos e executivos e com o ressarcimento dos custos fundiários de indenização dos proprietários das propriedades. Há também os custos para a emissão das licenças, mas esses ainda não são tão relevantes frente aos demais já explicitados.

5.2 Análise da Taxa de Retorno dos Empreendimentos

Posteriormente a análise do CAPEX e dos custos do OPEX dos empreendimentos envolvidos, faz-se necessário uma análise através da modelagem financeira para chegarmos a Taxa Interna de Retorno⁴⁵ dos projetos e avaliar se tais empreendimentos possuem retornos aceitáveis perante as opções no mercado de investimentos.

Para a modelagem financeira dos empreendimentos de transmissão, utiliza-se a metodologia de fluxo de caixa descontado. A metodologia de fluxo de caixa descontado faz uma projeção de todas as receitas que o projeto terá no futuro, no caso de linhas de transmissão em leilões é a RAP, que é trazido a Valor Presente com um desconto em cima dessa receita. Essa metodologia é bastante utilizada pois como a receita dos empreendimentos são conhecidas no período de 30 anos, tempo que dura a concessão, torna uma modelagem bastante segura e eficiente para se comparar os retornos esperados em forma de taxa, que é a TIR do projeto.

Outro item importante para a apuração da receita de empresas é em qual regime tributário a empresa irá se encaixar. As opções de Transmissoras são a de Lucro Real e Lucro Presumido. Esse item é importante, uma vez que os impostos cobrados pelo governo alteram o lucro líquido das companhias.

5.2.1. Regime Tributário de Lucro Real

O Lucro Real é o regime tributário obrigatório para empresas que possuem receita maior que R\$ 78.000.000,00. Esse reajuste considera o lucro real da empresa, o que traz uma justiça maior para o recolhimento dos impostos [56].

⁴⁵ Taxa Interna de Retorno, conceitualmente é o valor que zera o VPL sendo o mínimo necessário que um projeto deve possuir para que se tenha um retorno positivo perante a taxa de desconto informada no VPL.

Um ponto importante é que a apuração dos impostos deverá ser feita de forma trimestral, sempre nos meses de março, junho setembro e dezembro.

Este regime tributário é pouco utilizado pelas Transmissoras uma vez que o lucro líquido é maior do que é definido pela modalidade de Lucro Presumido. As empresas de transmissão somente adotam essa modalidade quando a receita supera os R\$ 78.000.000,00 anuais, sendo obrigadas a aderirem a este regime.

5.2.2. Regime Tributário de Lucro Presumido

O lucro presumido [56] é uma forma simplificada de apuração do imposto de renda, IRPJ, da companhia e também da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, CSLL. A apuração dos dois impostos é baseada numa margem específica de lucro definida por lei que varia de acordo com a atividade da empresa. Essa margem estipulada pela lei não precisa corresponder ao lucro de fato apurado pela empresa, somente estar enquadrado nos requisitos da Lei 9249[57].

De acordo com o artigo 15 da Lei 9249, o imposto do Renda é cobrado a uma taxa fixa de 25% sobre o Lucro presumido, que para Transmissoras é de 8% de lucro.

Já para a contribuição social, CSLL, o artigo 20 da Lei 9249, define que será cobrada a alíquota de 12% sobre um lucro presumido de 9%.

Para a empresa de enquadrar nessa modalidade ela precisar ter uma receita anual de até R\$ 78.000.000,00 e mais de R\$ 4.000.000,00.

Sendo assim, de forma geral, essa apuração é melhor para empresas que possuem uma margem de lucro superiores as tabeladas pelo governo e com custos de OPEX anual baixos, o que é o caso de Transmissoras.

Como a receita da transmissora é reajustada anualmente na revisão tarifária por uma composição de IPCA e IGP-M, é possível que a apuração dos impostos seja alterada no decorrer dos 30 anos de concessão.

Considerando os percentuais informados, o Imposto de Renda de Pessoa Jurídica mais a Contribuição Social auferem um imposto total de 3,08% do Lucro, trazendo um ganho fiscal para as companhias de transmissão de energia, sendo a modalidade tributária mais comumente utilizada no setor.

5.2.3. Premissas Financeiras para a Modelagem

Definido todos os inputs necessários de CAPEX e OPEX para o *Valuation* dos ativos em questão, fica faltando somente as premissas financeiras utilizadas para se precificar o ativo e verificar se o mesmo possui um retorno aceitável frente as outras opções no mercado.

Para o financiamento do empreendimento foi considerado a utilização do BNDES nos limites por eles definido em [58], uma taxa de IPCA + 4,3%, uma vez que a utilização de debêntures de infraestrutura incentivadas⁴⁶ depende de alguns fatores do agente que está captando esse recurso. Os fatores que dependem são normalmente do risco da companhia, do nível de alavancagem e do posicionamento da empresa no mercado. Devido a esses fatores é mais realista considerar somente o BNDES, por ser um dado público, como a única fonte de captação de recurso no mercado financeiro.

Por ser tratar de um projeto cujo o período de operação dura 30 anos, é necessário ter uma perspectiva do cenário macroeconômico do País. Esse cenário leva em conta principalmente a relação da taxa básica de juros e da inflação. Esses itens impactam o retorno do empreendimento e se torna de suma importância. Para avaliar esse ponto de macroeconomia foi considerado o cenário proposto por [59], uma consultoria especializada em análises econômicas.

Outro item importante que é considerado é a margem EBITDA⁴⁷, sigla em inglês que significa Lucro Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização. De uma forma mais resumida o EBITDA ajuda a entender de forma mais direta o potencial de geração de caixa da empresa, isto é, ele determina a eficiência da companhia, sendo considerado a receita menos os custos operacionais, amortização e depreciação. Para estimarmos a margem EBITDA foi considerado a margem da TAESA, companhia de capital aberto listada na B3 sob o ticker de TAEE11, TAEE3 e TAEE4, uma vez que esses dados são públicos e são divulgados periodicamente em todos os trimestres no site de relações com investidores, esse valor foi de 81,9% para o ano de 2020 seguindo o Release divulgado pela Companhia [60].

⁴⁶ Debêntures de Infraestrutura Incentivadas, são títulos de crédito privado, onde as empresas emitem papéis de dívida no mercado financeiro para captar recurso mais barato para financiar seus empreendimentos, em troca de uma remuneração ao investidor a uma taxa pré-definida, normalmente essa taxa é IPCA mais um prêmio. Esse prêmio depende da instituição que está captando os recursos.

⁴⁷ A importância de considerarmos a margem EBITDA é dar uma estimativa da capacidade do empreendimento gerar retorno para o acionista ao longo da concessão.

5.3 Retornos dos Empreendimentos de 500 kV e 230 kV

Considerando todas essas premissas, sejam elas técnicas ou financeiras, faz-se necessário precificar o retorno esperado para esses ativos, uma vez que o objetivo de todo projeto é que eles sejam necessários para a sociedade, como é o caso de investimentos em linhas de transmissão, ou ainda, somente para iniciativa privada, que tem como principal objetivo remunerar os investidores a uma taxa superior as disponíveis no mercado. A implantação de projetos possui risco associado, conforme Tabela 32 e Tabela 33.

Tabela 32 - Taxa de Retorno do Empreendimento de 500 kV

Lote 1					RAP e Deságio										
TIR FCFE Real					65,8	62,5	59,2	56,0	52,7	49,4	46,1	42,8	39,5		
					0,0%	5,0%	10,0%	15,0%	20,0%	25,0%	30,0%	35,0%	40,0%		
CAPEX em R\$ milhões & % do Valor de Referência	Capex	Outros	Capex	% ANEEL	% Capex										
	572,1	0,0	572,1	120,0%	120,0%	8,68%	6,89%	5,09%	3,80%	2,52%	1,47%	0,42%	0,21%	0,00%	
	548,3	0,0	548,3	115,0%	115,0%	10,46%	8,30%	6,15%	4,68%	3,20%	2,06%	0,91%	0,45%	0,00%	
	524,5	0,0	524,5	110,0%	110,0%	12,23%	9,72%	7,20%	5,55%	3,89%	2,64%	1,40%	0,70%	0,00%	
	500,6	0,0	500,6	105,0%	105,0%	13,68%	11,28%	8,87%	6,86%	4,84%	3,44%	2,04%	1,08%	0,12%	
	476,8	0,0	476,8	100,0%	100,0%	15,13%	12,83%	10,54%	8,17%	5,80%	4,24%	2,67%	1,46%	0,24%	
	452,9	0,0	452,9	95,0%	95,0%	16,82%	14,66%	12,51%	9,91%	7,32%	5,44%	3,56%	2,20%	0,84%	
	429,1	0,0	429,1	90,0%	90,0%	18,51%	16,49%	14,47%	11,66%	8,84%	6,64%	4,44%	2,93%	1,43%	
	405,3	0,0	405,3	85,0%	85,0%	20,51%	18,51%	16,51%	13,88%	11,25%	8,52%	5,80%	4,02%	2,24%	
	381,4	0,0	381,4	80,0%	80,0%	22,51%	20,53%	18,55%	16,10%	13,65%	10,40%	7,16%	5,10%	3,04%	

Fonte: Elaboração própria

Tabela 33 - Taxa de Retorno do Empreendimento de 230 kV

Lote 2					RAP e Deságio										
TIR FCFE Real					37,7	35,8	33,9	32,0	30,1	28,2	26,4	24,5	22,6		
					0,0%	5,0%	10,0%	15,0%	20,0%	25,0%	30,0%	35,0%	40,0%		
CAPEX em R\$ milhões & % do Valor de Referência	Capex	Outros	Capex	% ANEEL	% Capex										
	327,3	0,0	327,3	120,0%	120,0%	9,90%	8,13%	6,37%	5,11%	3,85%	2,67%	1,50%	0,75%	0,00%	
	313,7	0,0	313,7	115,0%	115,0%	11,90%	9,69%	7,48%	6,02%	4,56%	3,29%	2,02%	1,03%	0,04%	
	300,0	0,0	300,0	110,0%	110,0%	13,91%	11,25%	8,60%	6,93%	5,27%	3,90%	2,53%	1,30%	0,07%	
	286,4	0,0	286,4	105,0%	105,0%	16,17%	13,26%	10,35%	8,30%	6,26%	4,72%	3,19%	1,87%	0,55%	
	272,8	0,0	272,8	100,0%	100,0%	18,43%	15,27%	12,10%	9,67%	7,24%	5,54%	3,84%	2,43%	1,02%	
	259,1	0,0	259,1	95,0%	95,0%	20,39%	17,60%	14,81%	11,79%	8,78%	6,75%	4,72%	3,17%	1,63%	
	245,5	0,0	245,5	90,0%	90,0%	22,34%	19,93%	17,52%	13,91%	10,31%	7,95%	5,60%	3,91%	2,23%	
	231,8	0,0	231,8	85,0%	85,0%	24,54%	22,11%	19,67%	16,43%	13,19%	10,07%	6,95%	4,99%	3,03%	
	218,2	0,0	218,2	80,0%	80,0%	26,74%	24,29%	21,83%	18,95%	16,07%	12,19%	8,30%	6,06%	3,83%	

Fonte: Elaboração própria

As Tabela 32 e Tabela 33 apresentam para o CAPEX estimado qual seria o retorno esperado, e ainda, para qual deságio essa taxa corresponde. Os dados apresentados nas colunas em azul escuro no lado esquerdo das tabelas apresentam os valores do CAPEX e uma variação do mesmo. Essa informação é importante para se ter uma sensibilidade da variação do CAPEX e quanto que, se for reduzido o CAPEX total, qual o retorno alcançado. Como ilustração, para

um CAPEX 120%, isto é, 20% acima do estabelecido pela ANEEL, o retorno seria de 8,68% e 9,90%, para os ativos de 500 kV e 230 kV, respectivamente. Já para o caso de se alcançar nas negociações o CAPEX de 100% ANEEL, o retorno passaria para 15,3% e 18,43%, respectivamente, um aumento bastante significativo nos retornos esperados com uma variação de CAPEX.

Já os percentuais apresentados em tons mais claros de azul, no meio da matriz, apresentam a relação do retorno versus a variação de CAPEX e Deságio ofertado no momento do leilão.

Essas informações são importantes uma vez que o cenário de competitividade entre os agentes do setor nos leilões anteriores vem imputando um deságio muito alto nos lotes dos leilões. De posse dessas tabelas os investidores conseguem estimar até quanto se pode dar de deságio para termos o retorno definido pelos acionistas.

Ao se analisar as informações da simulação financeira, pegando a linha de 100% do CAPEX com deságio de 0%, sendo o caso base, o ativo de 500 kV possui um retorno esperado de 15,13% e para o ativo de 230 kV um retorno esperado de 18,43%. Mas esse cenário de deságio 0% não é factível, se compararmos com o último leilão realizado em dezembro de 2020 onde tivemos um deságio médio de 55,2% [44].

Nessa configuração de 55,2% de deságio, os ativos só conseguiriam um retorno acima de 3% de TIR para um desconto de aproximadamente 80% do CAPEX, levando as empresas do setor a terem premissas mais agressivas de antecipação. Este procedimento acarreta no recebimento de RAP antes do prazo estimado, na necessidade de negociação com fornecedores de equipamentos e os *EPCistas*, que irão construir o empreendimento, na predisposição à riscos e também uma curva de desembolso melhor, pois quanto mais para frente o desembolso ocorrer, melhor para o projeto.

Caso o cenário de competição fosse os dois anos de 2016 e 2017, onde o deságio médio foi de 23,0% [44], para um CAPEX de 100% o retorno seria de aproximadamente 5% e 7% para os ativos de 500 kV e 230 kV, respectivamente, o que traria um conforto maior para os acionistas, isso se analisando o caso do CAPEX sendo considerado sem desconto. Caso se obtenha um desconto de pelo menos 10% no CAPEX, ou seja, 90% do CAPEX ANEEL, o retorno passa a ser de 8% e 10% para os ativos de 500 kV e 230 kV, respectivamente.

Os retornos de 230 kV são maiores do que os retornos de 500 kV, em todos os cenários, pois o ativo de 230 kV se encaixa no regime tributário de lucro presumido por mais tempo que o ativo

de 500 kV, uma vez que anualmente os ativos possuem suas RAPs corrigidas por índices inflacionários.

Mas, para saber se o retorno apresentado é aceitável, ou não, faz-se necessário utilizar a ferramenta CAPM, conforme apresentado em 3.1.1, para se chegar ao valor do custo de capital próprio e comparar com a TIR apresentada nas Tabela 32 e Tabela 33. Caso o valor encontrado através do CAPM seja maior que a TIR encontrada, não faz sentido investir no projeto, uma vez que produtos de menos riscos remuneram mais, ou se o valor do CAPM encontrado foi menor que o da TIR encontrada, o projeto faz total sentido, uma vez que estamos descontando ativos livre de risco.

Como vimos em 3.1.1, é necessário definir R_f , β e R_m , de forma resumida, temos:

- $R_f = 4,01\%$, conforme item 3.1.1;
- $\beta = 0,54$, média aritmética de CTEPP, Taesa e Alupar [61]
- $R_m = 6,88\%$ [61]

Substituindo os valores na formula abaixo:

$$K_e = R_f + \beta * (R_m - R_f)$$

Chegamos ao valor de $K_e = 5,56\%$. Esse valor será o corte para se analisar as Tabela 32 e Tabela 33. Para qualquer valor da TIR abaixo de 5,66% não traz nenhum benefício de se investir nesses empreendimentos.

Ao se analisar os dados apresentados, no cenário atual dos certames da ANEEL, não se chega a um retorno satisfatório mesmo que para descontos no CAPEX de 80%, o que seria um cenário de extremo otimismo por parte dos participantes.

6 Conclusão e Crítica

Ao se verificar os retornos dos empreendimentos apresentados no item 5.3 e considerando os deságios atualmente praticados no ultimo certame, verifica-se que para se obter retornos satisfatórios, frente a análise do K_e , também apresentada em 5.3, é necessário se obter um CAPEX mais reduzido do que o que foi apresentado no banco de preços ANEEL.

Para fins de comparação ao se analisar os cenários para 120%, 100% e 80% do CAPEX apresentado temos as seguintes situações:

Tabela 34 - Resumo CAPEX x Deságio x Retorno

Lote 500 kV			Deságio								
CAPEX	%ANEEL	%CAPEX	0,00%	5,00%	10,00%	15,00%	20,00%	25,00%	30,00%	35,00%	40,00%
572	120%	120%	8,68%	6,89%	5,09%	3,80%	2,52%	1,47%	0,42%	0,21%	0,00%
476	100%	100%	15,13%	12,83%	10,54%	8,17%	5,80%	4,22%	2,67%	1,46%	0,24%
381	80%	80%	22,51%	20,53%	18,55%	16,10%	13,65%	10,40%	7,16%	5,10%	3,04%
Lote 230 kV			Deságio								
CAPEX	%ANEEL	%CAPEX	0,00%	5,00%	10,00%	15,00%	20,00%	25,00%	30,00%	35,00%	40,00%
327	120%	120%	9,90%	8,13%	6,37%	5,11%	3,85%	2,67%	1,50%	0,75%	0,00%
272	100%	100%	18,43%	15,27%	12,10%	9,67%	7,24%	5,54%	3,84%	2,43%	1,02%
218	80%	80%	26,74%	24,29%	21,83%	18,95%	16,07%	12,19%	8,30%	6,06%	3,83%

Fonte: Elaboração própria

O Retorno mínimo esperado para esses empreendimentos, por parte dos investidores, deve ser na ordem dos 5,66%, isto implica em conseguir uma otimização nos itens financeiros do modelo de *Valuation*, como os modelos de financiamento ou riscos associados a empresa, ou na própria precificação dos ativos. Essa precificação que compõem os itens do CAPEX está diretamente ligada ao banco de preços utilizados para balizar o custo e a RAP dos lotes.

O ideal para se obter um retorno a cima da taxa de 5,66% para uma CAPEX de 100% seria um de um deságio de 15% para ativos de 500 kV e de 20% para ativos de 230 kV, isto traz para os empreendimentos retornos de 8,17% e de 7,24%, respectivamente. O Que nos leilões mais recentes não é factível, uma vez que tem sido aplicado deságios acima de 40%.

Como o banco de preços ANEEL não é atualizado desde 2019 [42], todas as variações de cambio, matéria prima, como o alumínio, o cenário macro não é retratado de forma correta. Isso faz com que alguns empreendimentos que vêm a leilão não obtém lances ou o pior cenário para o setor elétrico, que são empresas que não precificam corretamente seus negócios e acabam não conseguindo entregar os empreendimentos no prazo necessário, ou ainda, que venham a não honrar com o compromisso devolvendo o lote para a ANEEL.

O Trabalho verificou, portanto, que o banco de preços da ANEEL precisa ser atualizados anualmente para retratar a nova realidade macroeconômica de juros, câmbio e inflação, trazer um maior conforto para os investidores que irão a mercado para buscar junto aos fornecedores melhores preços e também uma segurança para o setor elétrico como um todo, uma vez que o objetivo final dos leilões é trazer as obras que são consideradas essenciais para o desenvolvimento do País num prazo definido pelos editais e ainda, num custo justo, que seja bom para os investidores, trazendo retorno para seus acionistas, e para a sociedade com a entrega dos empreendimentos a custos mínimos e dentro dos prazos estipulados nos editais.

Referências Bibliográficas

- [1] C. Research, “WACC: entenda o custo médio ponderado do capital”, *Capital Research*, nov. 18, 2019. [https://www.capitalresearch.com.br/blog/investimentos/wacc-entenda-o-custo-medio-ponderado-do-capital/#:~:text=No%20jarg%C3%A3o%20econ%C3%B4mico%2C%20o%20WACC,n o%20financiamento%20de%20uma%20empresa.\(acessado%20jan.%2026,%202021\).](https://www.capitalresearch.com.br/blog/investimentos/wacc-entenda-o-custo-medio-ponderado-do-capital/#:~:text=No%20jarg%C3%A3o%20econ%C3%B4mico%2C%20o%20WACC,n o%20financiamento%20de%20uma%20empresa.(acessado%20jan.%2026,%202021).)
- [2] CCPE, “Aperfeiçoamento dos Processos e Metodologias para a Expansão da Transmissão”. nov. 2002, [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/criterios-e-procedimentos-de-planejamento-da-transmissao>.
- [3] CCPE, “Critérios e Procedimentos para o Planejamento da Expansão da Transmissão”. nov. 2002, [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/criterios-e-procedimentos-de-planejamento-da-transmissao>.
- [4] J. R. Barros, “Aperfeiçoamento dos Processos e Metodologias para a Expansão da Transmissão”, Universidade Federal de Pernambuco, Recife-BR, 2000.
- [5] I. Vieira, “Aperfeiçoamento dos Processos e Metodologias para a Expansão da Transmissão”, Universidade de Brasília, Brasília-BR, 2009.
- [6] G. P. Paulo, “A Utilização de Leilões em Modelos de Expansão da Rede de Transmissão de Energia Elétrica”, Fundação Getúlio Vargas, São Paulo-BR, 2012.
- [7] ANEEL, “Novo cronograma para leilão de fontes alternativas já está disponível para consulta”, mar. 11, 2016. https://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2F&_101_assetEntryId=14821485&_101_type=content&_101_groupId=656877&_101_urlTitle=novo-cronograma-para-leilao-de-fontes-alternativas-ja-esta-disponivel-para-consulta&inheritRedirect=true.
- [8] Redação AECweb / e-Consturmarket, “Por meio de leilões, fontes renováveis conquistam mais espaço no Brasil”. <https://www.aecweb.com.br/revista/materias/por-meio-de-leiloes-fontes-renovaveis-conquistam-mais-espaco-no-brasil/16871>.
- [9] P. Chesf, “Leilão de linhas de transmissão vai impulsionar o escoamento de energia limpa no Ceará”, jun. 27, 2016. <https://www.seinfra.ce.gov.br/2018/06/27/leilao-de-linhas-de-transmissao-vai-impulsionar-o-escoamento-de-energia-limpa-no-ceara-2/>.
- [10] EPE, “Plano Decenal de Expansão de Energia”. 2020, [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202029.pdf>.
- [11] A. Gandra, “linha de transmissão de belo monte levará energia do Pará ao Rio de Janeiro”. <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2017-09/linha-de-transmissao-de-belo-monte-levara-energia-do-para-ao-rio-de-janeiro>.
- [12] ANEEL, “RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 191”. dez. 12, 2005, [Online]. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005191.pdf>.

- [13] L. Costa, “Leilão de transmissão de energia deve ter lotes vazios, apesar de novas regras”, *Investing.com*, abr. 08, 2016. <https://br.investing.com/news/stock-market-news/leilao-de-transmissao-de-energia-deve-ter-lotes-vazios-apesar-de-novas-regras-174290>.
- [14] ANEEL, “Informe Técnico – Banco de Preços de Referência da ANEEL: Atualização dos Valores para a Data-Base Maio de 2019”, maio 2019. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/informe-tecnico-banco-de-precos-de-referencia-da-aneel-atualizacao-dos-valores-para-a-data-base-maio-de-2019>.
- [15] ANEEL, “Resultado de Leilões”, *Aneel*, abr. 08, 2020. <https://www.aneel.gov.br/resultados-de-leiloes>.
- [16] Letícia Fucuchima e T. Hirata, “Leilão de transmissão da Aneel termina com todos os 12 lotes arrematados”, *Valor*, dez. 19, 2019. <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/12/19/aneel-realiza-leilao-de-transmissao-envolvendo-12-lotes-e-r-42-bi-em-investimentos.ghtml>.
- [17] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, “PARA GERAÇÃO, TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, QUE CELEBRAM A UNIÃO E A LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S/A.” [Online]. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/10184//16598908//CGTD9601LIGHT.pdf>.
- [18] A. Ferreira, Y. Simonini, e A. Silva, “A penumbra da luz: redes técnicas brasileiras e a gestão da AMFORP entre 1952 a 1963”, apresentado em II Simpósio Internacional Eletrificação e Modernização Social, [Online]. Disponível em: <http://www.ub.edu/geocrit/IISimp-Eletr-SaoPaulo/AngelaFerreira.pdf>.
- [19] D. Marques, “Transmissão de energia elétrica”, *Brasil Escola*. <https://brasilecola.uol.com.br/fisica/transmissao-energia-eletrica.htm> (acessado jul. 07, 2020).
- [20] Eletrobras, “Mapa Evolução Transmissão - Rede Básica - de 1960 a 2018 - INTERATIVO.pdf”, *Eletrobras*. <https://eletrobras.com/pt/AreasdeAtuacao/Transmiss%C3%A3o/Mapa%20Evolu%C3%A7%C3%A3oTransmiss%C3%A3o%20-%20Rede%20B%C3%A1sica%20-%20de%201960%20a%202018%20-%20INTERATIVO.pdf>.
- [21] Eletrobras, “Sobre Eletrobras”, *Eletrobras*. <https://eletrobras.com/pt/Paginas/Historia.aspx#:~:text=A%20instala%C3%A7%C3%A3o%20da%20empresa%20ocorreu,presen%C3%A7a%20do%20presidente%20Jo%C3%A3o%20Goulart>.
- [22] Itaipu, “INTEGRAÇÃO AO SISTEMA BRASILEIRO”, *Itaipu Binacional*. <https://www.itaipu.gov.br/energia/integracao-ao-sistema-brasileiro>.
- [23] J. Bernardes, “Corrente contínua é melhor na transmissão a longa distância”, *USP*, abr. 30, 2015. <http://www.usp.br/agen/?p=207540>.
- [24] T. Reis, “Monopólio natural: Aprenda como funciona este tipo de monopólio”, *Suno Research*, set. 22, 2018. <https://www.sunoresearch.com.br/artigos/monopolio-natural/> (acessado jul. 15, 2020).
- [25] “Da falta de estrutura fez-se a ‘crise do apagão’ no Brasil do início do século XXI”, *Jornal O Globo*, ago. 07, 2013. <https://acervo.oglobo.globo.com/fatos-historicos/da-falta-de>

- estrutura-fez-se-crise-do-apagao-no-brasil-do-inicio-do-seculo-xxi-9396417 (acessado jul. 24, 2020).
- [26] J. C. L. Pires, “Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro”. Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000, Acessado: jul. 15, 2020. [Online]. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/14249>.
- [27] SEBRAE, “O que é Sociedade de Propósito Específico (SPE) e como funciona”, *sebrae.com.br*. <https://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/o-que-sao-sociedades-de-proposito-especifico,79af438af1c92410VgnVCM100000b272010aRCRD> (acessado ago. 06, 2020).
- [28] EPE, “Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2020 – 1º semestre”, EPE, abr. 2020. Acessado: ago. 06, 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-pet-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pelp-ciclo-2020-1-semester>.
- [29] Scottish and Southern Electricity Networks, “Who’s who in the connection process”, *Scottish and Southern Electricity Networks*, set. 01, 2020. <https://www.ssen-transmission.co.uk/information-centre/network-connections/whos-who-in-the-connection-process/>.
- [30] rte-france, “Capacity for connection at 400 kV”, *rte-france*, set. 01, 2020. .
- [31] T. Wills, “Chilean case study: marine energy roadmap”, apresentado em Hydrokinetic energy workshop, Brasília, abr. 27, 2016, Acessado: set. 23, 2020. [Online]. Disponível em: <https://www.slideshare.net/UKinBrazilNetwork/painel-3-chilean-case-study-marine-energy-roadmap>.
- [32] CNE, “Reglamento De Los Sistemas de Transmisión y Planificación de la Transmisión”, *Comisión Nacional de Energía*. <https://www.cne.cl/nuestros-servicios/reglamento-de-los-sistemas-de-transmision/> (acessado set. 30, 2020).
- [33] Estadão, “Aneel aplica maior multa da história da agência à Abengoa, de R\$ 198,786 milhões”, *Isto é Dinheiro*, set. 01, 2020. <https://www.istoedinheiro.com.br/aneel-aplica-maior-multa-da-historia-da-agencia-a-abengoa-de-r-198786-milhoes-2/> (acessado set. 30, 2020).
- [34] L. Costa, “Furnas, da Eletrobras, é suspensa de leilões da Aneel por um ano”, *Exame*, jul. 24, 2018. <https://exame.com/negocios/furnas-da-eletobras-e-suspensa-de-leiloes-da-aneel-por-um-ano/> (acessado set. 30, 2020).
- [35] Reuters, “Linhão de Roraima exige revisão contratual, diz Alupar; Aneel é ‘radicalmente contra’”, *Moneytimes*, ago. 14, 2019. <https://www.moneytimes.com.br/linhao-de-roraima-exige-revisao-contratual-diz-alupar-aneel-e-radicalmente-contrario/> (acessado set. 30, 2020).
- [36] T. Reis, “CAPM: entenda como funciona esse modelo de precificação de ativos”, *Suno Research*, ago. 08, 2019. <https://www.suno.com.br/artigos/capm/>.
- [37] T. Nacional, “Tesouro Direto”. <https://www.tesourodireto.com.br/> (acessado jan. 28, 2021).
- [38] C. Clear, “O que é Ibovespa? Entenda como funciona o principal índice da Bolsa”, *Clear*, out. 15, 2018. <https://blog.clear.com.br/o-que-e-ibovespa/> (acessado jan. 28, 2021).

- [39] A. Damodaran, “Betas by Sector”, *Betas by Sector (US)*, jan. 2021. .
- [40] AID, “Diretoria da ANEEL aprova nova metodologia para WACC”, *Aneel*, mar. 10, 2020. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/diretoria-da-aneel-aprova-nova-metodologia-para-wacc/656877?inheritRedirect=false&redirect=https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3.
- [41] TCU, “AUDITORIA OPERACIONAL NO SISTEMA DE CUSTOS DE LINHAS DE TRANSMISSÃO E SUBESTAÇÕES / BANCO DE PREÇOS DE REFERÊNCIA DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL”. [Online]. Disponível em: https://portal.tcu.gov.br/data/files/35/97/8E/AF/CFC1E4104E3AC1E41A2818A8/ENERGIA_ANOP%20banco%20de%20pre%C3%A7os%20da%20Aneel_Web.pdf.
- [42] ANEEL, “Simulador de Orçamento”. <https://bprsimulador.aneel.gov.br/>.
- [43] A. Estado, “Leilão de transmissão de energia elétrica tem deságio médio de 55,24%”, *infomoney*, dez. 17, 2020. <https://www.infomoney.com.br/mercados/leilao-de-transmissao-de-energia-eletrica-tem-desagio-medio-de-5524/> (acessado fev. 14, 2021).
- [44] ANEEL, “Resultado Leilões de Transmissão”, *Resultado Leilões de Transmissão*. <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjojZjJiZjBiOTgtYzcxOS00NzJjLWE4NDItODg4NzkyYTdkNjgyIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9> (acessado fev. 14, 2021).
- [45] L. Coimbra, “<https://www.agenciainfra.com/blog/divisor-de-aguas-no-setor-eletrico-mp-579-trouxe-impactos-de-r-200-bi-as-tarifas/>”, *INFRA*, abr. 23, 2019. <https://www.agenciainfra.com/blog/divisor-de-aguas-no-setor-eletrico-mp-579-trouxe-impactos-de-r-200-bi-as-tarifas/>.
- [46] C. Estadão, “Setor elétrico corre risco de novo gargalo na transmissão”, *diário do comércio*, fev. 14, 2016. <https://dcomercio.com.br/categoria/economia/setor-eletrico-corre-risco-de-novo-gargalo-na-transmissao>.
- [47] K. Trevisan, “Brasil enfrenta pior crise já registrada poucos anos após um boom econômico”, *GI*. <https://g1.globo.com/economia/noticia/brasil-enfrenta-pior-crise-ja-registrada-poucos-anos-apos-um-boom-economico.ghtml>.
- [48] Estadão, “Equatorial assina contratos de concessão da 2ª etapa de leilão transmissão”, *Jornal do Comércio*, mar. 13, 2017. https://www.jornaldocomercio.com/_conteudo/2017/02/economia/546744-equatorial-assina-contratos-de-concessao-da-2-etapa-de-leilao-transmissao.html#:~:text=A%20Equatorial%20Energia%20comunicou%20nesta,2015%2C%20realizada%20em%2028%20de.
- [49] L. Costa, “Neoenergia, Cteep, Energisa e Mez ganham projetos de transmissão em leilão”, *CNN*, dez. 17, 2020. <https://www.cnnbrasil.com.br/business/2020/12/17/neoenergia-ctEEP-energisa-e-mez-ganham-projetos-de-transmissao-em-leilao>.
- [50] A. Imprensa, “Consórcio Engie Brasil Transmissão arremata LOTE 1 do Leilão de Transmissão nº 2/2017”, *ANEEL*, dez. 15, 2017. https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/diretoria-da-aneel-aprova-nova-metodologia-para-wacc/656877?inheritRedirect=false&redirect=https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D3.

imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/consorcio-engie-brasil-transmissao-arremata-lote-1-do-leilao-de-transmissao-n-2-2017/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR.

- [51] D. Cheng, “Desconto agressivo em leilão de transmissão de energia mostra que competitividade no setor ainda é alta”, *Moneytimes*, dez. 18, 2020. <https://www.moneytimes.com.br/desconto-agressivo-em-leilao-de-transmissao-de-energia-mostra-que-competitividade-no-setor-ainda-e-alta/>.
- [52] R. Dantas, “Sterlite negocia projeto de transmissão de R\$ 1,2 bilhão com Cymi”, *Moneytimes*. <https://www.moneytimes.com.br/sterlite-negocia-projeto-de-transmissao-de-r-12-bilhao-com-cymi/>.
- [53] SEBRAE, “Conheça o valuation e saiba quanto vale sua empresa”, *sebrae*, set. 13, 2019. [https://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/conheca-o-valuation-e-saiba-quanto-vale-sua-empresa,290732f8d0cbf410VgnVCM1000004c00210aRCRD#:~:text=Valuation%20%C3%A9%20um%20termo%20de,investimento%20nas%20a%C3%A7%C3%B5es%20da%20empresa.\(acessado mar. 07, 2021\).](https://www.sebrae.com.br/sites/PortalSebrae/artigos/conheca-o-valuation-e-saiba-quanto-vale-sua-empresa,290732f8d0cbf410VgnVCM1000004c00210aRCRD#:~:text=Valuation%20%C3%A9%20um%20termo%20de,investimento%20nas%20a%C3%A7%C3%B5es%20da%20empresa.(acessado%20mar.%2007,%202021).)
- [54] A. Laureano, “DUP - Declaração de Utilidade Pública”, *Visageo*, jan. 15, 2019. [https://www.visageo.com.br/dup-declaracao-de-utilidade-publica#:~:text=A%20declara%C3%A7%C3%A3o%20de%20utilidade%20p%C3%BAblica,\(Institui%C3%A7%C3%A3o%20de%20Servid%C3%A3o%20Administrativa\).\(acessado mar. 28, 2021\).](https://www.visageo.com.br/dup-declaracao-de-utilidade-publica#:~:text=A%20declara%C3%A7%C3%A3o%20de%20utilidade%20p%C3%BAblica,(Institui%C3%A7%C3%A3o%20de%20Servid%C3%A3o%20Administrativa).(acessado%20mar.%2028,%202021).)
- [55] C. Research, “Valor presente líquido (VPL): o que é, como calcular e principais vantagens”, fev. 13, 2020. [https://www.capitalresearch.com.br/blog/investimentos/valor-presente-liquido-vpl/#:~:text=O%20valor%20presente%20%C3%ADquido%2C%20tamb%C3%A9m,%20%C3%ADnima%20de%20atratividade%20\(TMA\).\(acessado abr. 18, 2021\).](https://www.capitalresearch.com.br/blog/investimentos/valor-presente-liquido-vpl/#:~:text=O%20valor%20presente%20%C3%ADquido%2C%20tamb%C3%A9m,%20%C3%ADnima%20de%20atratividade%20(TMA).(acessado%20abr.%2018,%202021).)
- [56] Redação, “Lucro Real e Lucro Presumido: Tudo o que você precisa saber”, *Rede Jornal Contábil*, jul. 19, 2019. <https://www.jornalcontabil.com.br/lucro-real-e-lucro-presumido-tudo-o-que-voce-precisa-saber/>.
- [57] *LEI Nº 9.249, DE 26 DE DEZEMBRO DE 1995.* .
- [58] BNDES, “BNDES Finem - Transmissão de energia elétrica”, *BNDES*. <https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-transmissao-energia-eletrica>.
- [59] LCA, “LCA -dez/20”. Luciano Coutinho Associados, dez. 2020.
- [60] Taesa, “Auxiliar-Release_TAESA_Site_4T20-1”. TAESA, mar. 03, 2021, [Online]. Disponível em: <https://ri.taesa.com.br/informacoes-financeiras/planilhas-interativas/>.
- [61] Economática, “Desempenho do Ibovespa: 50 anos de história”, *Economática*. <https://insight.economatica.com/desempenho-do-ibovespa-50-anos-de-historia/#:~:text=Em%20d%C3%B3lares%20o%20Ibovespa%20tem,77%2C25%25%20do%20d%C3%B3lar.>