

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO

ESCOLA POLITÉCNICA

THIAGO MAIA PASCHOA PEREIRA

**WACC REGULATÓRIO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: UMA REVISÃO DA METODOLOGIA E
DOS PARÂMETROS DA ANEEL**

SÃO PAULO

2019

THIAGO MAIA PASCHOA PEREIRA

**WACC REGULATÓRIO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA: UMA REVISÃO DA METODOLOGIA E
DOS PARÂMETROS DA ANEEL**

Trabalho de formatura apresentado à Escola
Politécnica da Universidade de São Paulo para
a obtenção do diploma de Engenheiro de
Produção.

Orientador: Prof. Dr. André Leme Fleury.

SÃO PAULO

2019

FICHA CATALOGRÁFICA

Pereira, Thiago Maia Paschoa

WACC REGULATÓRIO NO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA REVISÃO DA METODOLOGIA E DOS PARÂMETROS DA ANEEL / T. M. P. Pereira – São Paulo, 2019
p. 105

Trabalho de Formatura – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
Departamento de Engenharia de Produção.

1.WACC 2. Distribuição de Energia Elétrica 3. Custo de capital regulatório 4. Custo de Capital em Países Emergentes I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Produção II.t.

AGRADECIMENTOS

Aos colegas da Escola Politécnica, que sempre estiveram presentes nesses anos, compartilhando bons momentos e conhecimentos diversos.

Ao professor Erik Rego, pela orientação inicial e pelos ensinamentos valiosos.

Ao professor André Fleury, pela orientação final e revisão do meu trabalho, bem como pela experiência transmitida.

À minha namorada Luizy Tavares, não só pela valiosa contribuição na revisão deste trabalho, mas por todo apoio e parceria ao longo dessa jornada.

À toda equipe docente da Escola Politécnica, por toda a experiência e ensinamentos transmitidos ao longo dos meus estudos.

A todos os meus amigos, que sempre me apoiaram em minhas escolhas e com os quais compartilho essa conquista.

À sociedade pelo investimento realizado, inclusive com a oportunidade de um intercâmbio pelo Ciência Sem Fronteiras.

E, por fim, à minha família, em especial ao meu pai, que me ensinou a importância dos estudos, e à minha mãe, que dedicou sua vida à formação do caráter dos seus filhos.

*“Now this is not the end. It is not even
the beginning of the end. But it is, perhaps, the
end of the beginning.”*

(Sir Winston Churchill, 1942)

RESUMO

A energia elétrica é um dos pilares fundamentais ao crescimento econômico do país. E não apenas a sua disponibilidade é fundamental, mas também seu preço, com estudos que indicam a influência direta do custo tarifário no crescimento do PIB de uma nação. Contudo, sua distribuição à sociedade constitui um monopólio natural, visto a deseconomia que representaria dois sistemas de distribuição elétrica atuando paralelamente em um mesmo local. Dessa forma, diante da relevância do bem em questão, o Estado assume o papel de regulador do serviço de distribuição, estipulando, através da ANEEL, a metodologia para definição dos valores tarifários praticados pelas distribuidoras. Nesse contexto, este Trabalho de Formatura surge com o objetivo de reavaliar a metodologia praticada pela Agência em um importante componente da metodologia, o custo de capital regulatório. Agrega-se à importância do estudo o momento conturbado de Revisão Tarifária, onde o próprio deve revisitar e readequar o modelo para capturar as transformações ocorridas em meio às transformações sociais e tecnológicas, mas não chega a um consenso da metodologia a ser aplicada. O desafio é grande, e pode ser entendido como replicar, num cenário de monopólio natural, as condições de equilíbrio entre consumidores e fornecedores, de forma a prover uma tarifa módica ao consumidor ao mesmo tempo que remunera e estimula adequadamente os investimentos. A metodologia adotada para revisão consiste no levantamento das metodologias praticadas por órgãos reguladores internacionais de distribuição elétrica, compilando suas experiências, fomentando alternativas, avaliando-as com embase teórico para formulação de uma proposta de adaptação da metodologia de definição do custo de capital regulatório das distribuidoras, cujo resultado indica uma leve superavaliação do modelo atual. Contudo, o custo de capital é apenas uma parte integrante do modelo como um todo, sendo fomentada a necessidade de reavaliação dos outros componentes do modelo para maior assertividade do valor adequado das tarifas elétricas brasileiras.

Palavras chave: WACC; Distribuição de Energia Elétrica; custo de capital regulatório; custo de capital em países emergentes

ABSTRACT

Electricity is one of the fundamental pillars of a country's economic growth. Not only its availability is fundamental, but its price as well, with studies indicating a direct influence of tariff costs on the growth of a nation's GDP. However, its distribution to society constitutes a natural monopoly, given the diseconomy that would represent two electric distribution systems acting side by side within the same area. Thus, given the relevance of the asset in question, the State assumes its role as regulator of the electricity distribution service and stipulates through ANEEL the methodology for defining the electricity tariffs practiced by network operators. In this context, this Graduation Project's objective is reassessing the methodology practiced by ANEEL in an important methodology component, the regulatory cost of capital. Aggravates the importance of this study the timing of its release during the review period, in which the regulator must reassess the practiced model in order to adequate its components to the social and technological transformations but does not reach a consensus about the methodology to be applied. It is a great challenge, which can be understood as replicating, in a natural monopoly scenario, the balance conditions between consumers and suppliers, in order to provide a reasonable tariff to the consumer while remunerating investments properly and stimulating it. The methodology adopted in this study consists in a survey amongst the methodologies practiced by international regulators of electricity distribution, compiling their experiences, raising alternatives, evaluating them with a theoretical basis and formulating a recommendation of adaptations to the current methodology adopted to determinate the regulatory cost of capital of network operators. The result indicates a smooth overestimation of the regulatory capital cost. However, the cost of capital is only part of the model, raising the need for a reassessment of the other components of the model in order to grant assertiveness on the adequation of Brazilian electric tariffs.

Key words: WACC; Electric Energy distribution; regulatory cost of capital; cost of capital in emergent countries

LISTA DA TABELAS

Tabela 1- Linhas contábeis consideradas para estrutura de capital	54
Tabela 2- Metodologia ANEEL - Período e parâmetros da ANEEL	59
Tabela 3- Metodologia ANEEL - Resultados do WACC	60
Tabela 4 - Valor de endividamento teórico definidos pelos Órgãos Reguladores Europeus de Distribuição Elétrica	66
Tabela 5- “Duration” de títulos públicos estadunidenses	72
Tabela 6- Comparação de durations do fluxo de caixa de títulos governamentais e ativos de distribuidora	73
Tabela 7 - Janela Temporal observada para Taxa Livre de risco	73
Tabela 8 - Composição histórica da carteira de ativos para cálculo do Beta	78
Tabela 9- Inflação estadunidense medida pelo IPC.....	84
Tabela 10- Parâmetros do custo de capital próprio	84
Tabela 11- Custo de capital próprio proposto	85
Tabela 12- Classificação de risco das empresas ou grupos econômicos atuantes no setor de distribuição elétrica.....	88
Tabela 13 – Taxa média associada a classificação de crédito das agências de "rating" .	88
Tabela 14- Parâmetros do custo de capital de terceiros	89
Tabela 15- Custo do capital de terceiros proposto	89
Tabela 16- Custo de capital regulatório - WACC proposto	90
Tabela 17- Retornos mensais do SP500TR e índice EEI Selecionado para cálculo do Beta	98
Tabela 18- Retornos mensais S&P500 para cálculo do risco de mercado	99
Tabela 20- Estrutura de capital da carteira selecionada EEI	102
Tabela 19- Taxa de retorno dos títulos governamentais dos EUA a 30 anos para referência	103
Tabela 21- Dados EMBI+ Br mensais para referência.....	104

LISTA DA FIGURAS

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (2018)	21
Figura 2 - Mapa de Transmissão Brasileira (2017)	23
Figura 3- Os dez maiores agentes por receita de fornecimento.....	24
Figura 4 - Curvas de Indiferença	34
Figura 5 - Retorno histórico dos títulos governamentais dos Estados Unidos	71
Figura 6 - Taxa de rendimento do título americano de 30 anos	74
Figura 7 - Retorno mensal acumulado de 12 meses do S&P500.....	76
Figura 8- Percentual dos ativos do segmento sobre o ativo total das empresas membros do EEI – base 2016.....	78
Figura 9- Regressão linear Retorno S&P500 x Retorno EEI selecionado	80
Figura 10 - Retorno do título EMBI+ BR	82
Figura 11- Rendimento anual do CDI e da SELIC.....	90

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
1.1. Contexto	12
1.2. Problema	14
1.3. Objetivo	15
1.4. Justificativa	16
1.5. Estrutura do trabalho	17
2. CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	18
2.1. Estrutura do setor	18
2.1.1. ANEEL	20
2.2. Organização do setor	21
2.2.1. Geração	21
2.2.2. Transmissão.....	22
2.2.3. Distribuição	23
2.2.4. Comercialização	28
3. REVISÃO DA LITERATURA	29
3.1. Teoria dos Acionistas.....	29
3.2. Lucro Econômico	30
3.3. Risco e Retorno	31
3.3.1. Natureza do Risco.....	32
3.4. Racional do Investidor.....	33
3.5. Racional do Investidor.....	35
3.5.1. Custo de Capital Próprio.....	35
3.5.2. Modelo CAPM	36
3.5.3. Premissas do Modelo	37
3.5.4. Taxa livre de risco (<i>risk free</i>).....	38
3.5.5. Prêmio de risco.....	39
3.5.6. Parâmetro Beta	40
3.5.7. Adaptações ao modelo CAPM – O CAPM Local	44
3.6. Custo de Capital de Terceiros.....	47
3.7. Custo Médio Ponderado de Capital	49
4. O CUSTO DE CAPITAL – METODOLOGIA E PARÂMETROS DA ANEEL.....	51
4.1. Motivação regulatória.....	51
4.2. Custo de capital regulatório da ANEEL.....	52
4.2.1. Modelo de custo de capital da ANEEL.....	53

4.2.2.	Metodologia de definição da estrutura de capital regulatória	53
4.2.3.	Metodologia do custo de capital próprio.....	55
4.2.4.	Metodologia do custo de capital de terceiros	58
4.2.5.	Resultados	59
5.	O CUSTO DE CAPITAL – ALTERNATIVAS À METODOLOGIA ANEEL.....	61
5.1.	Metodologia	61
5.2.	O modelo teórico de custo de capital	62
5.3.	Metodologia de definição da estrutura capital regulatória	64
5.4.	Metodologia do custo de capital próprio.....	66
5.4.1.	Taxa livre de risco	68
5.4.2.	Prêmio de risco de mercado	75
5.4.3.	O parâmetro Beta.....	77
5.4.4.	Taxa de risco país	80
5.4.5.	A inflação no mercado de referência	83
5.4.6.	Custo de capital próprio	84
5.5.	Metodologia do custo de capital de terceiros	85
5.5.1.	Risco de crédito	87
5.5.2.	Custo de capital de terceiros.....	89
5.6.	Resultados	89
6.	CONCLUSÃO	91
7.	BIBLIOGRAFIA.....	92
8.	APÊNDICE.....	98
8.1.	Retornos S&P500 e Índice EEI Selecionado: Dados Mensais	98
8.2.	Retornos S&P500: dados mensais.....	99
8.3.	Estrutura de capital da carteira Selecionada EEI.....	102
8.4.	Retornos US30YT-X: Dados mensais	103
8.5.	Taxa EMBI+ Br: Dados mensais	104

1. INTRODUÇÃO

Quando Benjamin Franklin alçou sua pipa em meio à tempestade não poderia imaginar o tamanho do legado que deixaria à humanidade. Anos depois foi a vez de Michael Faraday revolucionar com a invenção do motor elétrico. A partir de então, nomes como Thomas Edison, Nicola Tesla, Galileo Ferraris, Werner von Siemens, Alexander Bell e tantos outros trataram de tornar a eletricidade a principal força motriz da Segunda Revolução Industrial.

Hoje, a energia elétrica é a principal fonte de luz, calor e força utilizada no mundo moderno. Indispensável ao funcionamento de aparelhos eletrônicos, sistemas de comunicação e segurança, semáforos, iluminação, máquinas industriais e tantas outras atividades inerentes à vida moderna, sequer se é capaz de imaginar a sociedade sem eletricidade. (ELETROBRAS, 2017)

Ademais, tamanha a ligação da eletricidade com as atividades da sociedade moderna, a energia elétrica é um dos principais pilares de sustentação ao crescimento econômico de um país, sendo possível até mesmo medir o grau de desenvolvimento econômico de um país através de seu consumo de energia elétrica. (MARCELINO, 2006).

Outros estudiosos vão além, buscando avaliar não só o impacto do consumo de energia sobre o crescimento econômico, mas também o impacto do preço da tarifa. “Os preços das tarifas médias e as quantidades consumidas de energia no Brasil tendem a impactar positivamente o PIB” (BRAMBILLA e MUELLER, 2004, p.1).

É, portanto, com a finalidade de aprofundar a discussão acerca dos aspectos relacionados ao setor elétrico, sobretudo nos aspectos relacionados aos valores tarifários, que este Trabalho de Formatura foi desenvolvido.

1.1. Contexto

Como salientado, a eletricidade é o principal pilar de sustentação ao desenvolvimento econômico do país. Ela ocupa o posto de principal fonte energética aos setores industrial

e residencial brasileiros e é, portanto, o principal insumo permissivo às atividades econômicas brasileiras, tornando explícita a necessidade de um setor elétrico estável e confiável, com uma estrutura capaz de suprir as necessidades da população.

Além da disponibilidade, o preço é outra variável fundamental ao setor elétrico. Conforme estudo de Brambilla e Mueller (2004), variações do preço da energia elétrica impactam diretamente o crescimento do PIB de uma nação. Dessa forma, a modicidade tarifária se torna um aspecto importante, pois contribui para uma melhor qualidade de vida à população e para um maior crescimento econômico ao país.

O desafio, portanto, é dispor ao setor elétrico condições de suprir a demanda nacional com qualidade garantindo, ainda, a modicidade tarifária aos consumidores. Ou seja, o desafio do setor é pautado na realização de investimentos eficientes para desenvolvimento da infraestrutura elétrica, ampliando a qualidade de fornecimento do serviço e otimizando seu custo.

Contudo, esse equilíbrio entre investimentos realizados e valor tarifário que o remunera se torna um desafio ainda maior quando considerada uma peculiaridade do setor elétrico: o monopólio natural.

“O termo Monopólio Natural implica que o resultado natural das forças de mercado é o desenvolvimento de uma organização de monopólio. Este fato decorre do aproveitamento máximo das economias de escala e de escopo existentes numa dada situação”. (TUMA, 2005, p. 01)

Ou seja, um Monopólio Natural ocorre quando o investimento necessário para execução da atividade é elevado e relativamente fixo. Esse contexto implica num custo marginal por consumidor menor a medida em que se ganha escala, culminando na existência de apenas um fornecedor do serviço para maximização da utilidade pública. (TUMA, 2005)

Esse conceito, aplicado ao setor de distribuição elétrica, representa que a existência de duas ou mais redes de distribuição atuando paralelamente na mesma área elevaria os custos de produção, tornando as condições econômicas que permeiam o setor distintas daquelas em que o livre mercado e a competição se fazem presente. Alternativamente, a existência de duas distribuidoras na mesma área de concessão levaria ao conluio de preços, que passaria a ter características de monopólio novamente. (MANKIW, 2008)

Diante do fator de monopólio que desequilibra as forças entre fornecedor e consumidor e do caráter essencial dos serviços de fornecimento de energia elétrica, o Estado se

posiciona de maneira ativa em relação ao monopólio de distribuição elétrica, sendo este o detentor e/ou o regulador dessas atividades visando o bem-estar econômico e social conforme estabelecido pela legislação pátria. (PEANO, 2005)

Para esta tarefa, o Estado dispõe hoje de uma agência reguladora nacional, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), responsável pela fiscalização das empresas do setor elétrico e pela regulação técnica e econômica que impera sobre as empresas elétricas detentoras do monopólio da atividade de distribuição elétrica de forma a equilibrar o interesse dos acionistas e dos consumidores. (ANEEL, 2008)

1.2. Problema

Conforme mencionado na seção anterior, a ANEEL é responsável pela regulação econômica que rege o setor de distribuição elétrica no Brasil. Ou seja, é dela o dever de garantir uma remuneração “justa” do fornecedor, sem que este se aproveite da posição de monopolista.

Para isso, o órgão regulador recorre hoje à experiência internacional em regulação de serviços públicos, utilizando-se do antigo modelo de regulação pelo preço (“*price cap*”) do Reino Unido com pequenos ajustes à realidade brasileira, conforme Lei nº 9.427/1996.

O modelo, conforme detalhado na seção 4 mais adiante, visa acertar os valores de tarifa dos consumidores de forma a remunerar adequadamente o valor investido na infraestrutura de distribuição e os custos operacionais relacionados ao desempenho da atividade.

Contudo, o dinamismo dos contextos políticos e econômicos tem impacto direto no cálculo da remuneração adequada das empresas. E, conforme a própria lei estipula, esse modelo precisa ser revisado de tempos em tempos visando garantir sua adaptação e a perpetuidade do equilíbrio em meio a mudanças no ambiente do setor elétrico brasileiro.

Para tal revisão são previstas em lei mecanismos de revisão dos preços, sendo eles: reajuste, revisão e revisão extraordinária. O primeiro deles, o reajuste, visa ajustar anualmente os valores praticados de tarifa elétrica em virtude de variações usuais previstas, tais como a inflação e a quantidade de energia elétrica consumida. Já a revisão ocorre em ciclos de 3 a 5 anos (ou, dependendo da necessidade, de maneira

extraordinária) e contempla uma análise completa do modelo, visando readequar o modelo para retomar a condição de equilíbrio.

Contundo, o problema a ser atacado por este Trabalho de Formatura decorre do fato da última Revisão Tarifária Periódica, realizada em 2018, ser inconclusiva no que tange a definição do custo de capital regulatório. Naquele momento, diversas alternativas e propostas de revisão do modelo foram levantadas, mas as avaliações e discussões de cada proposta levantaram suas inconsistências, desagradando tanto representantes das distribuidoras quanto representantes dos consumidores.

A Agência decidiu então manter a metodologia atual do modelo, mantendo inclusive os parâmetros na referência da última revisão de 2015, prorrogando por mais um ano o custo de capital regulatório em 8,09% a.a. depois de impostos, medida que deixou insatisfeitos tanto os operadores de rede, representados pela ABRADDEE (Associação Brasileira dos Distribuidores de Energia Elétrica) – cuja proposta foi de 8,71% – quanto consumidores, representados pela ABRACE (Associação Brasileira dos Grandes Consumidores de Energia Elétrica) – cuja proposta foi de 6,38%.

1.3. Objetivo

Diante da indefinição na decisão da metodologia de cálculo do custo de capital regulatório das distribuidoras brasileiras, este Trabalho de Formatura tem o objetivo de apresentar uma alternativa sólida para a definição da nova metodologia de cálculo do custo de capital regulatório das distribuidoras brasileiras, que, inclusive, segundo informado pela ANEEL em 2018, deve passar a ser revista apenas de 6 em 6 anos.

O objetivo, portanto, é a reavaliação do modelo atual buscando agregar uma avaliação e uma proposta com visão imparcial na discussão do custo de capital regulatório. Para isso, serão levantadas as alternativas apontadas pela Agência e alternativas praticadas por órgãos reguladores nacionais e internacionais, bem como amparo na literatura que concerne ao custo de capital regulatório, buscando contribuir com a ANEEL na decisão a respeito da metodologia do custo de capital regulatório.

Como objetivo secundário, este trabalho trará a revisão dos conceitos de *valuation* de empresas, agregando uma revisão teórica pertinente ao tema e a aceitação de órgãos

reguladores internacionais para tomada das decisões discricionárias que envolvem a prática. O trabalho tem também por objetivo secundário fomentar o arcabouço teórico que diz respeito a modelos regulatórios de setores de infraestrutura como um todo, podendo o conteúdo deste Trabalho de Formatura ser aplicado nas outras atividades do setor elétrico e pelos demais órgãos reguladores do setor de infraestrutura.

Por fim, agrega-se como objetivo secundário deste trabalho a ampliação da discussão do modelo regulatório como um todo à medida em que promoverá próximos passos de revisão do modelo para certificar-se de que todos os componentes que influem na remuneração das distribuidoras e na composição tarifária dos consumidores estejam adequados.

1.4. Justificativa

Este Trabalho de Formatura surge, portanto, com o intuito de amenizar as dores de distribuidoras e consumidores, promovendo uma metodologia transparente e robusta e buscando agregar propostas de ambos os lados na discussão.

Tal tarefa é importantíssima uma vez que, conforme apontado por Brambilla e Mueller (2004), variações do preço da energia elétrica impactam diretamente o crescimento do PIB da nação; portanto, certificar-se da adequação das tarifas se torna uma tarefa fundamental para o crescimento do país.

Do outro lado, o custo de capital regulatório representa importante parte da remuneração das distribuidoras brasileiras e, por isso, é preciso que a remuneração desses investimentos esteja adequada a fim de atrair os investimentos no setor indispensáveis para superação dos desafios esperados para o setor.

“Do ponto de vista regulatório, o custo de capital tem objetivos que precisam ser equilibrados. De acordo com a ótica dos consumidores, a taxa não deve ser excessiva, garantindo que a tarifa cobrada seja eficiente e justa. De acordo com a ótica dos investidores, o custo de capital deve remunerar adequadamente os investimentos realizados, bem como estimular que novos investimentos sejam realizados” (SANEATINS, 2013, p. 07).

1.5. Estrutura do trabalho

O presente trabalho foi dividido em 6 capítulos, explicados a seguir:

Introdução: apresenta brevemente o tema proposto, delineando o contexto do trabalho, o problema a ser analisado, objetivo do estudo, a razão pelo qual o estudo se faz necessário e a estrutura de elaboração e apresentação deste Trabalho de Formatura.

Contexto do Setor Elétrico Brasileiro: apresenta o panorama do setor elétrico brasileiro, passando sucintamente pela estruturação do setor e dos subsetores que o compõe, com ênfase para o subsetor de distribuição elétrica, tema deste Trabalho de Formatura, onde o maior aprofundamento busca apresentar as questões impactadas por este estudo.

Referencial Teórico: apresenta a base teórica que sustenta este Trabalho de Formatura, ou seja, neste capítulo estarão os estudos acadêmicos que concernem ao assunto e que embasarão o desenvolvimento do trabalho.

O Custo de Capital – Metodologia e Parâmetros da ANEEL: apresenta a atual metodologia aplicada pela ANEEL, descrevendo, sucintamente, o modelo aplicado, as variáveis que o compõem e os parâmetros adotados pela ANEEL para cálculo de cada variável.

O Custo de Capital – Alternativas e Proposta para Distribuição Elétrica: apresenta a metodologia para levantamento das alternativas, apresentando-as, em seguida, parâmetro a parâmetro. O capítulo inclui também a avaliação das alternativas, acompanhada da escolha feita por este Trabalho de Formatura, e o valor obtido através da metodologia proposta.

Conclusões: apresenta as conclusões obtidas com este Trabalho de Formatura e próximos passos de estudos para desenvolvimento do modelo regulatório atual.

Bibliografia: apresenta as fontes utilizadas para a realização do presente trabalho.

Apêndices: apresenta os dados utilizados por este Trabalho de Formatura.

2. CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O escopo deste Trabalho de Formatura é referente a um segmento do setor elétrico brasileiro. Dessa forma, entende-se como necessária uma apresentação sucinta do setor em questão, explicando sua estrutura, funcionamento e necessidade de regulação para melhor entendimento do escopo do trabalho.

Ademais, esta seção apresenta uma ênfase na atividade de distribuição elétrica, objeto de estudo deste trabalho, buscando apresentar as principais questões impactadas pelo tema deste Trabalho de Formatura.

2.1. Estrutura do setor

A atual estruturação do setor elétrico brasileiro teve início com a Lei de Concessões de Serviços Públicos (Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995), a qual permitiu à União delegar à iniciativa privada a prestação de serviços de energia elétrica, através de concessões, permissões e autorizações. (REGO, 2007)

Tal medida foi adotada em virtude da recessão econômica experienciada naquela década, culminando no endividamento e enfraquecimento do Estado e o levando a recorrer à iniciativa privada para que realizasse os investimentos que até então eram de responsabilidade pública. (REGO, 2007)

Essa medida, que culminou com a extinção do modelo de monopólio estatal no setor elétrico, trouxe ao Estado a necessidade de promover uma reestruturação da cadeia produtiva de forma a permitir a fiscalização da atividade sob domínio da iniciativa privada e defender os direitos de acesso da sociedade a esse serviço indispensável. (REGO, 2007)

A reestruturação tratou da desverticalização da cadeia produtiva e horizontalização dos subsetores de geração e comercialização, com a posterior criação de uma agência reguladora. A desverticalização estabeleceu a segmentação da cadeia produtiva em geração, transmissão, distribuição e comercialização, com empresas que atuassem em mais de um setor sendo obrigadas a formarem empresas separadas para operar em cada atividade, de forma a permitir a fiscalização de cada segmento de forma separada. Horizontalmente, o processo buscou a desconcentração das empresas geradoras, com o

intuito de fomentar a competição neste setor. Por fim, foi criada uma agência reguladora, responsável por fiscalizar os segmentos da cadeia, bem como pela criação de leis, decretos, ofícios, resoluções e outros órgãos com intuito de regular, fiscalizar e participar do planejamento de um setor estratégico marcado pela intensiva necessidade de capital. (REGO, 2007)

“A desverticalização desta cadeia permitiu competição aos mercados de geração e comercialização e introduziu mecanismo de regulação incentivada nos setores de transmissão e distribuição” (GOMES *et al apud* REGO, 2007, p. 51).

O objetivo era simples: competição onde possível, regulação onde necessário. Nas atividades em que a competição não é capaz de trazer o equilíbrio econômico, caberia ao Estado e aos órgãos reguladores o papel de criar um ambiente de equilíbrio econômico. (REGO, 2007)

Um marco legislativo que sacramentou a criação dessa estrutura foi a Lei nº 9.648/1998, a qual tratou da desestatização das empresas elétricas naquela época existentes. Dessa forma, foi transferida à iniciativa privada a competência de futuros investimentos no setor em conformidade com o discurso de necessidade de capital em infraestrutura em concomitância com um período de pouca disponibilidade de capital pelo Estado. (REGO, 2007)

Mas, ao mesmo tempo em que o Estado abre mais o setor ao investimento privado, ele intensifica seu papel de regulador, fiscalizador e poder concedente, certificando-se de que os interesses do Estado sejam satisfeitos. (REGO, 2007)

“Em face dessa disposição, torna-se imperiosa uma abordagem integrada do planejamento energético, de modo a conciliar, estrategicamente, pesquisa, exploração, uso e desenvolvimento dos insumos energéticos, dentro de uma política nacional unificada e ajustada às diretrizes de governo e às necessidades do país. Trata-se, também, de garantir credibilidade, representatividade e transparência às ações envolvidas nesses processos.” (Medida Provisória nº 145/2003 *et al apud* EPE, 2018)

Para cumprir tal função o Estado dispõe de instituições, cada qual com sua finalidade, que garantem o cumprimento de seus deveres com a sociedade. O Ministério de Minas e Energia (MME), órgão de administração federal direta, representa a União como Poder

Concedente e formulador de políticas públicas, bem como indutor e supervisor da implementação dessas políticas no setor de energia. (ANEEL 2008)

Também auxiliam o poder executivo o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), com a atribuição de propor ao Presidente da República políticas nacionais e medidas para o setor, e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. (ANEEL 2008)

Por fim, destaca-se o papel da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) como uma autarquia vinculada ao MME que, em linhas gerais, tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. (ANEEL 2008)

2.1.1. ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída em 1996 pela Lei 9.427, substituiu Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), incorporando a competência de fiscalização das empresas do setor elétrico mas também agregando responsabilidades adicionais de regulação técnica e econômica do setor de forma a estabelecer os meandros pelos quais as políticas e diretrizes do Governo Federal serão aplicadas. (ANEEL, 2008)

“Compete à ANEEL regulamentar as políticas e diretrizes do Governo Federal para a utilização e exploração dos serviços de energia elétrica pelos agentes do setor, pelos consumidores cativos e livres, pelos produtores independentes e pelos autoprodutores. Cabe à Agência, ainda, definir padrões de qualidade do atendimento e de segurança compatíveis com as necessidades regionais, com foco na viabilidade técnica, econômica e ambiental das ações – e, por meio desses esforços, promover o uso eficaz e eficiente de energia elétrica e proporcionar condições para a livre competição no mercado de energia elétrica.” (ANEEL: Regulação do Setor Elétrico, 2017)

Dentre essas atribuições da ANEEL, está justamente a regulação econômica do setor de distribuição, que passa pela regulação da remuneração justa do capital dos agentes de distribuição elétrica. A essa, por sua vez, integra o conceito de custo de capital regulatório definido pela ANEEL, que é o tema deste Trabalho de Formatura. (ANEEL, 2017)

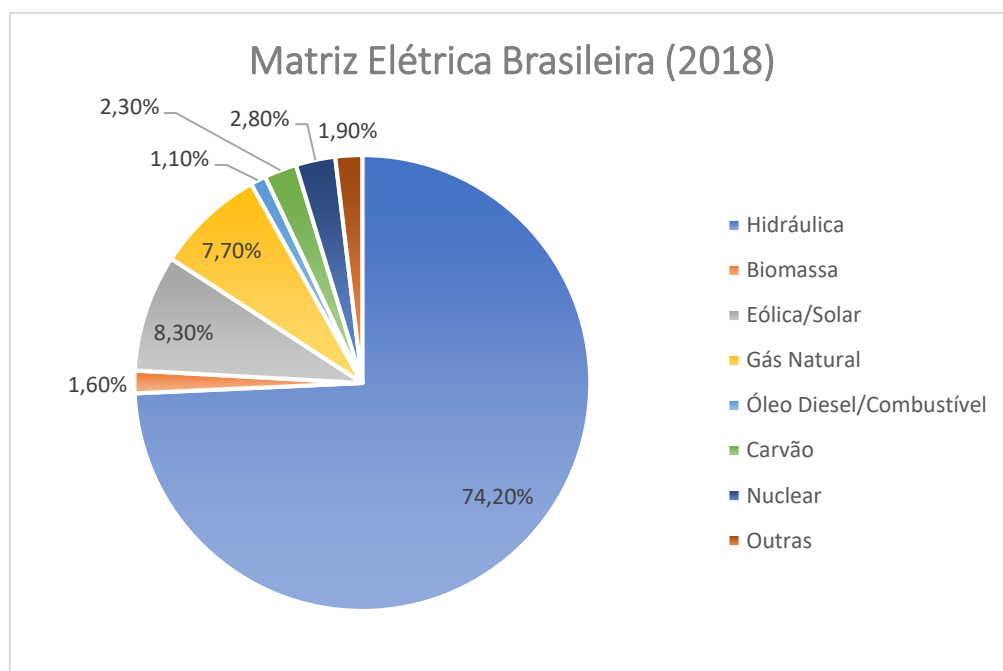
2.2. Organização do setor

2.2.1. Geração

A geração é o segmento da indústria de eletricidade responsável por produzir energia elétrica e injetá-la nos sistemas de transporte (transmissão e distribuição) para que chegue aos consumidores. (ANEEL, 2008)

No Brasil, segundo dados gerenciais divulgados pela ANEEL em 2018, a oferta de potência elétrica é predominantemente hidrelétrica, correspondente a 74,2% da potência elétrica ofertada em 2018 pelo Sistema Único Integrado.

Figura 1 - Matriz Elétrica Brasileira (2018)



Fonte: ANEEL, Informações Gerenciais, dez. 2018.

Destaca-se ainda a predominância das fontes renováveis de energia, com a energia hidráulica, biomassa, eólica e solar contabilizando 85,1% da oferta de energia nacional em 2018, indicador muito superior à média mundial registrada em 2016 de 24%, conforme apontado pela Agência Internacional de Energia. (EPE, 2017)

Acrescenta-se a este indicador a tendência de investimentos em fontes de energia limpa para o setor de geração elétrica através de incentivos fiscais promovidos pela ANEEL e

incentivos financeiros proporcionados pelo Governo. A estimativa, segundo Plano Decenal de Expansão do Ministério de Minas e Energia, é de que a energia eólica e a solar passem a responder por 18% da matriz elétrica brasileira em 2026.

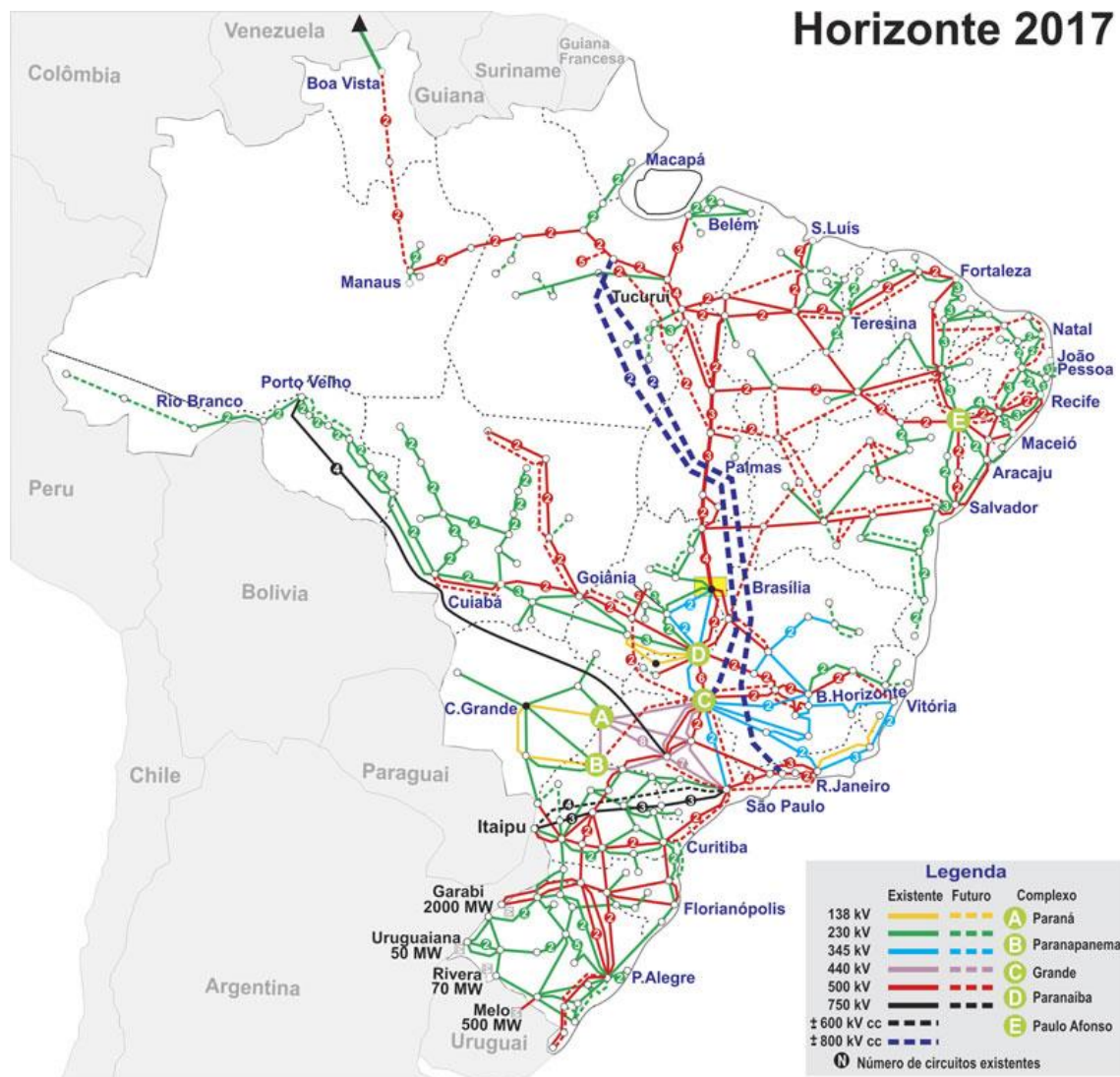
Parte destes incentivos está relacionada à microgeração distribuída, ou seja, incentivos a pequenos consumidores para produzir a sua própria energia elétrica “limpa” em suas residências, comércios e indústrias. Estes incentivos, que promovem a microgeração distribuída, intensificam o desafio das distribuidoras com o controle de fluxos de potência e, de forma macro, gestão de subsídios cruzados entre consumidores. (EPE, 2017)

2.2.2. Transmissão

O segmento de transmissão compreende a atividade de transporte de grandes quantidades de energia de sua fonte geradora às estações e subestações para posterior distribuição. Por definição, ela ocorre em tensão igual ou superior a 230kV – elevadas tensões reduzem as perdas elétricas – e conta com 141,6 mil quilômetros de rede instalados no Brasil em posse de 77 concessionárias, segundo publicado na Resenha Energética de 2018 promovida pelo Ministério de Minas e Energia.

Nessa atividade, o desafio apontado pelo Plano Decenal de Expansão de Energia de 2017 – divulgado pela EPE – consiste na interligação da região Norte do País para a região Centro-Oeste. Tal interligação se faz necessária por conta dos investimentos na geração de energia da Região Norte, que demanda um sistema de transmissão robusto capaz de transportar eficientemente a carga gerada na região para os outros cantos do país.

Figura 2 - Mapa de Transmissão Brasileira (2017)



Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2017

2.2.3. Distribuição

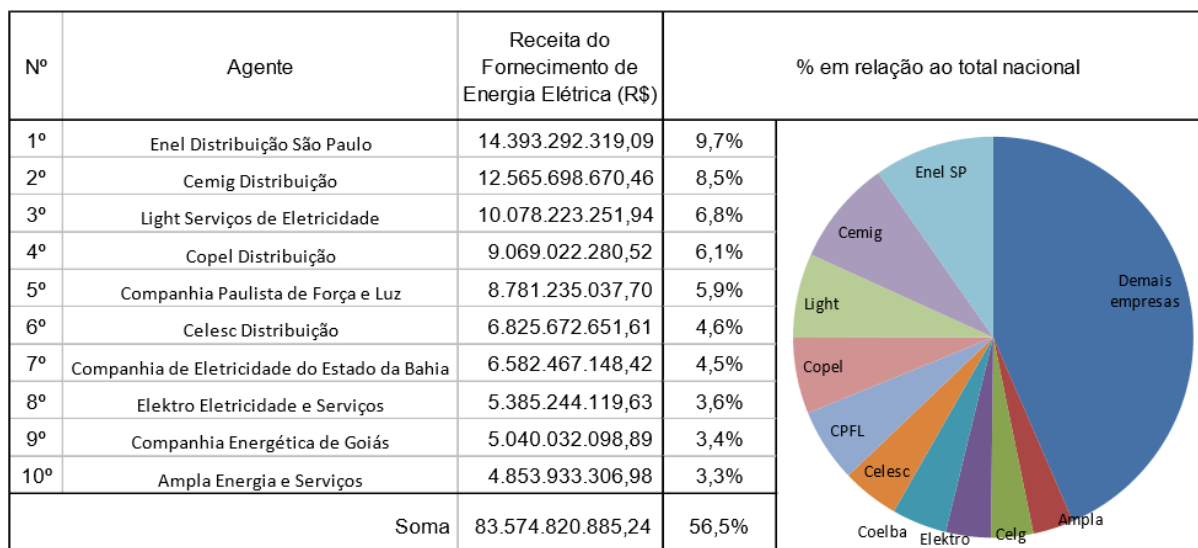
Por ser o subsetor impactado pelo estudo conduzido neste Trabalho de Formatura, faz-se aqui uma apresentação mais detalhada deste segmento, com destaque ao perfil do setor e as concessionárias de distribuição atuantes no Brasil, a evolução do setor no que compreende a consumo, qualidade e eficiência geral e o nível de investimento recente e o projetado para o futuro com base nos desafios iminentes.

2.2.3.1. Perfil do setor

O Brasil apresenta 53 concessionárias de distribuição responsáveis, em 2018, pela distribuição de 547 mil GWhs para cerca de 82,5 milhões de Unidades Consumidoras (UC) – termo que corresponde ao conjunto de instalações/equipamentos elétricos caracterizados pelo recebimento de energia elétrica em apenas um ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor. Isso corresponde ao atingimento da marca de 99,8% dos domicílios particulares permanentes com acesso à eletricidade. (ANEEL, 2018; EPE, 2017)

O setor, marcado pela forte presença da iniciativa privada no setor, é caracterizado pela alta concentração de mercado na mão dos maiores *players* do mercado. As 10 maiores empresas de distribuição detêm cerca de 56,5% do mercado (em consumo) de distribuição de energia elétrica. A concentração é maior ainda quando consideramos os grupos econômicos que detêm essas empresas, onde os 6 maiores grupos possuem cerca 76% do mercado de distribuição. (ANEEL, 2018)

Figura 3 - Os dez maiores agentes por receita de fornecimento



Fonte: ANEEL, informações gerenciais, dez 2018

Outro ponto de destaque no perfil do setor se deu pela compra da distribuidora AES Eletropaulo pela Enel, em 2018, com a transação no patamar de R\$5,5 Bilhões por 70% das ações da empresa. Este movimento, marcado pela disputa entre Energisa, Neoenergia e Enel pela compra da empresa, elevou a concentração do mercado e levou a Enel à liderança do mercado. (GLOBO, 2018)

2.2.3.2. Evolução

No quesito Unidades Consumidoras, o programa de Universalização da Energia Elétrica – Programa Luz Para Todos – levou o Brasil, ao final de 2017, ao patamar de 99,8% dos domicílios particulares permanentes com acesso à energia elétrica, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). (MME, 2018)

O objetivo traçado no Plano Decenal de Expansão é que este indicador chegue em 100% até 2022, de forma que a infraestrutura elétrica seja capaz de suprir o crescimento médio anual esperado de 1,5 milhões de Unidades Consumidoras projetados para os próximos 10 anos (2,2% a.a.) ao mesmo tempo em que agregue os 140 mil domicílios que não dispõem hoje do oferecimento de energia elétrica. (EPE, 2018; MME, 2018)

Já no quesito de consumo *per capita*, a expectativa da EPE para os próximos 10 anos é de um crescimento 1,4% a.a., em média. Crescimento este propulsionado, no setor residencial, pela difusão de aparelhos eletrodomésticos, sobretudo de ar-condicionados, que supera a tendência de ganho de eficiência energética experimentado, por exemplo, na popularização de lâmpadas mais eficientes; já os setores comercial e agropecuário seguem a tendência do residencial à medida que se projeta uma retomada do crescimento econômico. Dessa forma, é esperado que a carga elétrica a ser distribuída cresça no ritmo de 3,6% a.a. nos próximos 10 anos, com um cenário otimista da economia levando esse número ao patamar de 4,3%. (EPE, 2018)

Do ponto de vista de evolução da qualidade, o setor de distribuição elétrica vem apresentando bons números de satisfação segundo pesquisas realizadas pelo Instituto Inovare e pela ABRADEE. Em 2018, o Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) mostrou uma aprovação de 76% por parte dos consumidores. Essa aprovação, conforme dados da última pesquisa do CNI-IBOPE, coloca a distribuição elétrica em primeiro lugar no ranking de satisfação com serviços públicos prestados. (EXAME, 2017)

Entretanto, se a qualidade e a expansão vêm mostrando progresso, o mesmo não pode ser dito da eficiência do serviço. Ao longo dos últimos anos o setor experimentou um aumento significativo nas inadimplências ocasionado, dentre outros motivos, pelo aumento da tarifa de energia e expansão das áreas de risco no país. (IAB, 2017)

2.2.3.3. Investimentos

Por conta da expansão da rede, as distribuidoras investiram, em 2017, R\$ 10,6 Bi, número que, segundo o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD) da ANEEL publicado em 2018, deve se manter constante pelos próximos 5 anos. Fazem parte deste montante o investimento projetado pelo valor médio previsto para o Programa Luz Para Todos, de R\$ 0,9 Bi ao ano até a sua conclusão (2022), e os investimentos de terceiros, com média de R\$1,3 Bi ao ano, sobretudo em expansão.

Além da expansão da rede, outros pontos de atenção do setor de distribuição que impulsionam os investimentos no setor dizem respeito a melhoria e renovação da rede. O setor aponta um investimento de R\$3,4Bi ao ano, segundo o PDD, em melhoria da rede, com média de mais R\$1,7 Bi ao ano em renovação da rede.

Dessa forma, é esperado que o setor invista cerca de R\$15,7 Bi ao ano nos próximos 5 anos. Esse valor, frente aos R\$ 82,2 Bi da base de ativos líquidos avaliados pela ANEEL em 2017 e frente aos R\$ 5,2 Bi de depreciação sofridos em 2017, representa um aumento de 11,7% da base de ativos líquidos da distribuição, refletindo um plano de desenvolvimento robusto e demandante em capital para o setor.

2.2.3.4. Desafios do setor

No curto prazo, um dos desafios mais preocupantes do setor elétrico diz respeito às perdas por inadimplência. Conforme publicado pelo Instituto Acende Brasil em 2017, as perdas por inadimplência têm evoluído por todo o território nacional. As causas desse aumento passam, dentre outros motivos, pelo aumento das áreas de risco e aumento do índice de desemprego. (IAB, 2017)

O problema é agravado quando considerada a estrutura regulatória atual, que represa o prejuízo da inadimplência inteiramente no setor de distribuição, que, após a compra da energia das outras partes da cadeia, é a única responsável pela comercialização aos consumidores sob regime regulado, tendo que arcar com eventuais disparidades de inadimplência. (IAB, 2017)

Os principais desafios do setor para o médio e longo prazo, conforme apontado pela consultoria PriceWaterhouseCoopers, dizem respeito ao padrão de consumo elétrico e às mudanças das fontes geradoras. O primeiro baseia-se no aumento de oferta da geração distribuída (energia gerada de forma descentralizada, junto à rede de distribuição) e de consumidores com geração individual que aportam a energia excedente ao sistema, transformando a dinâmica do subsetor e criando uma pressão ao modelo de receita das distribuidoras para ajuste desta nova tendência. (PWC, 2017)

O segundo diz respeito às pressões por meios de geração de energia sustentáveis, cuja geração intermitente e de menor previsibilidade implica num aumento de complexidade do sistema e no consequente aumento das despesas das distribuidoras. (PWC, 2017)

Outro ponto de destaque no futuro do setor diz respeito aos medidores inteligentes (*smart grids*). Realidade na Europa, sua implementação tem impactado diretamente no levantamento de informações de rede, auxiliando a operação de comercialização e tornando mais assertivos os investimentos em melhoria da rede. (PWC, 2017)

Por fim, outro desafio do setor diz respeito a necessidade de melhoria administrativa das empresas estatais.

“De acordo com Romeu Rufino, diretor-geral da ANEEL, as distribuidoras da Eletrobras estão ‘entre os piores desempenhos entre todas as concessionárias de distribuição’ em termos de perdas de energia por furtos, fraudes ou erros operacionais e ‘vêm prestando serviços abaixo da qualidade definida’ pelas metas estabelecidas pela agência” (FOLHA DE SÃO PAULO, 2018).

Uma saída para este desafio é a venda das distribuidoras estatais, medida sob análise do Tribunal de Contas da União, e que deve fomentar investimentos ainda maiores no setor para os próximos anos. Nesse contexto, o objetivo deste Trabalho de Formatura se adequa perfeitamente aos desafios do setor à medida que auxilia na resolução de um de seus principais desafios, o de regulação financeira, e serve como base de sustentação para encontrar um custo de capital adequado para fomentar os investimentos necessários para superar estes desafios (Folha de São Paulo, 2018).

2.2.4. Comercialização

A atividade de comercialização está relacionada ao aspecto econômico do setor, tratando-se da atividade de compra da energia consumida pelo consumidor final propriamente dita. Ela ocorre em dois ambientes, o ACR – ambiente de contratação regulada (mercado cativo) – e o ACL – ambiente de contratação livre (mercado livre). (REGO, 2007)

O ACR foi criado com o objetivo de proteger os consumidores de menor porte. Nele, a atividade de comercialização é atribuída à distribuidora, que compra a energia em leilões e a repassa aos consumidores através de tarifas reguladas e modicidade tarifária conforme previsto em lei. Dessa forma, os pequenos consumidores, ainda que incapazes de comprar sua própria energia em um mercado de livre competição, não ficam expostos a qualquer preço. (REGO, 2007)

O segundo ambiente de comercialização de energia elétrica é o ACL. Neste, os agentes de mercado podem atuar livremente na negociação de contratos bilaterais de compra e venda de energia, discutindo condições e preços à maneira que entenderem mais adequado, com ou sem a intermediação de comercializadores, contanto que dentro das regras de comercialização que permeiam o ambiente de contratação livre. (REGO, 2007)

“Esse é o mercado dos grandes consumidores que têm estrutura para escolher seu próprio fornecedor de energia elétrica, discutir preços e condições contratuais e com isso obter vantagens que um mercado de livre competição oferece” (REGO, 2007).

3. REVISÃO DA LITERATURA

Esta seção visa apresentar todos os conceitos teóricos que serão aplicados por este Trabalho de Formatura através de 7 subcapítulos.

O primeiro subcapítulo apresentará a teoria dos acionistas para definição do objetivo dos investidores. O segundo capítulo explicita o conceito do lucro econômico para elucidar o objetivo dos investidores.

Depois, o terceiro subcapítulo traz conceito do risco e retorno para entendimento das variáveis de decisão dos investidores, enquanto o quarto subcapítulo traz o racional do investidor para avaliação da relação entre variáveis de risco e retorno.

O quinto subcapítulo, do custo de capital, apresenta a teoria por trás da valoração do capital investido em virtude do risco associado e do retorno esperado, mostrando a metodologia de cálculo e as possíveis adaptações para adequação em mercados emergentes.

Por fim, o sexto subcapítulo, do capital de terceiros, traz o mesmo conceito de relação do risco associado e retorno esperado do investimento sob a ótica dos credores da empresa, enquanto o sétimo subcapítulo une a ótica de investidores e credores, permitindo assim que a gestão da empresa seja capaz de avaliar o retorno necessário aos investimentos em virtude do risco associado para correta avaliação e decisão de investimento conforme objetivo dos investidores.

3.1. Teoria dos Acionistas

A Teoria dos Acionistas (“Shareholder’s Theory”, no original em inglês) foi criada por Milton Friedman (1970) em seu trabalho “*Capitalism and Freedom*” e defende a existência de uma e única responsabilidade social de um negócio – fazer uso de seus recursos e engajar em atividades pensadas para aumentar seu lucro.

O conceito de Friedman, vencedor do prêmio Nobel de 1976, afirma, portanto, que as atividades de uma empresa visam atender única e exclusivamente o interesse de seus investidores, o lucro econômico. Uma empresa incapaz de trazer retornos positivos aos

investidores é, portanto, incapaz de cumprir o seu único objetivo, não sendo racional investir recursos ou continuar com suas atividades.

Por mais antigo que seja, “os economistas normalmente assumem que o objetivo de uma empresa é maximizar o lucro e que essa hipótese funciona bem na maioria dos casos” (MANKIW *et al apud* BOAVENTURA; CARDOSO; SILVA, E.; SILVA, R.; DONAIRE, p. 02).

3.2. Lucro Econômico

Adam Smith, na obra “A Riqueza das Nações” (“*The Wealth of Nations*”, no original em inglês) de 1776, foi o primeiro a definir lucro como “a quantia a ser consumida sem prejudicar o capital, incluindo tanto o capital fixo quanto o capital circulante” (SMITH *et al apud* FUJI, 2004).

A definição de Adam Smith foi, um tempo depois, aperfeiçoada por J. R. Hicks na obra “Valor e Capital” (“*Value and Capital*”, no original em inglês) de 1939, sendo definido como “a quantia que uma pessoa pode consumir durante um período de tempo, estando essa pessoa tão bem ao final do período como estava no início” (HICKS *et al apud* FUJI, 2004).

Em ambos os conceitos se destaca a abrangência do conceito de lucro à medida em que se distanciam da simples diferença entre as receitas de uma empresa e os custos contabilizados durante sua atividade. Isso porque o conceito de lucro econômico levantado por estes economistas destaca exatamente a importância de agregar aos custos explícitos os implícitos. “O lucro econômico corrige as distorções do lucro contábil ao incorporar o custo de oportunidade” (STEWART *et al apud* FUJI, 2004).

3.3. Risco e Retorno

O retorno esperado pode ser representado como a média dos vários resultados possíveis relacionados a diferentes cenários futuros ponderada pela probabilidade de ocorrência de cada uma dessas situações (COSTA NETO, 2002), conforme equação a seguir:

$$\bar{R} = \sum_{i=1}^n R_i * P_i \text{ (I)}$$

Onde:

- \bar{R} : Retorno esperado;
- R_i : Retorno esperado no cenário futuro i ;
- P_i : Probabilidade de ocorrência do cenário futuro i ;

Dessa forma, o retorno esperado de um investimento pode ser dado como o resultado de uma equação multivariável, tornando complexa a forma de se precisar o retorno esperado. Ademais, devido a infinidade de cenários futuros, há a incerteza sobre alguns dos possíveis retornos de um investimento. Seja pela falta de conhecimento ou de informação, a incerteza em se prever alguns dos cenários futuros e sua probabilidade é capaz de tornar ainda mais complexa a análise de um investimento. De acordo com Assaf Neto (2011), essa parcela, resultado da incerteza, é aspecto fundamental no estudo das operações no mercado financeiro, isto porque os resultados das decisões financeiras não podem ser considerados totalmente certos e previsíveis. (PEREIRA, 2014)

De acordo com Meglioni e Vallim, a incerteza está associada à ausência de conhecimentos ou de informação sobre os acontecimentos futuros, o que não possibilita conhecer com antecipação o resultado de um investimento (PEREIRA, 2014).

Entretanto, para Sá (1999), no que se referem às incertezas, mesmo não se conhecendo a distribuição das probabilidades, boas informações aliadas à capacidade de avaliação permitem a construção de distribuição de probabilidades, ainda que subjetivas. (PEREIRA, 2014).

“Toda vez que a incerteza associada à verificação de determinado evento possa ser quantificada por meio de uma distribuição de probabilidades dos diversos resultados previstos, diz-se que a decisão está sendo tomada sob uma situação de risco” (ASSAF NETO et al apud PEREIRA, 2014, p. 99).

De maneira mais clara, Sá (1999) relata que tanto risco quanto incerteza estão relacionados a um conhecimento considerado imperfeito sobre algo. Contudo, a incerteza representa o não conhecimento sobre a distribuição de probabilidades associadas aos eventos possíveis, enquanto, numa situação de risco, é conhecida a distribuição de probabilidades dos eventos relacionados (PEREIRA, 2014).

Dessa forma, ainda que as incertezas sejam tratadas, há o risco resultado da variabilidade do retorno de um investimento. Matematicamente, Assaf Neto afirma que o risco é, na maioria das vezes, representado pela medida estatística do desvio-padrão, ou variância. (PEREIRA, 2014)

Dessa forma, tem-se a equação para representar o risco associado a um investimento:

$$\sigma^2 = \sum_{i=1}^n (R_i - \bar{R})^2 * P_i \text{ (II)}$$

Onde:

- σ : Risco associado ao investimento;
- \bar{R} : Retorno esperado do investimento;
- R_i : Retorno esperado no cenário futuro i ;
- P_i : Probabilidade de ocorrência do cenário futuro i ;

3.3.1. Natureza do Risco

Segundo Mellagi e Ishikawa (2012), há dois tipos de risco:

- **Risco sistemático:** também chamado de risco de mercado, risco conjuntural ou risco comum, refere-se ao risco decorrente do comportamento do investimento frente a eventos de natureza política, econômica e social. Tais eventos, que não podem ser controlados pelo investidor, afetam a todos os investimentos, resultando num risco não diversificável.
- **Risco não sistemático:** refere-se ao risco relacionado ao desempenho do próprio investimento. A princípio, este risco pode ser controlado devido à possibilidade da construção de uma carteira de investimentos capaz de contrabalancear e diluir os riscos individuais, resultando num risco diversificável.

3.4. Racional do Investidor

Apresentados os dois principais parâmetros que influenciam um investidor em sua decisão de investimento, é preciso verificar como se dá a relação entre estes parâmetros, apresentando o racional de um investidor ao avaliar o retorno e o risco associado a um investimento.

Cada investidor, com base na sua preferência e experiência, percebe o risco de maneira distinta, existindo os investidores mais propensos ao risco, enquanto outros fazem suas decisões de forma mais avessa ao risco (STURION, 2015).

Isso não significa que um investidor, dado um mesmo retorno esperado, não escolheria o investimento de menor risco. Assaf Neto afirma que o investidor é naturalmente avesso ao risco, afinal de contas, o risco é decorrente da incerteza e da imprevisibilidade do retorno, e partimos da premissa de que todo investidor é racional e toma suas decisões como tal (STURION, 2015).

Essa premissa é mais fortemente sustentada por Bernstein, ao afirmar:

“Sob condições de incerteza, a racionalidade e a medição são essenciais para a tomada de decisões. As pessoas racionais processam as informações objetivamente: os erros que cometem na previsão do futuro são erros aleatórios, e não o resultado de uma tendência obstinada para o otimismo ou o pessimismo. Elas respondem às novas informações com base em um conjunto claramente definido de preferências. Elas sabem o que querem, e lançam mão das informações em apoio às suas preferências”. (BERNSTEIN, 1997, p. 187)

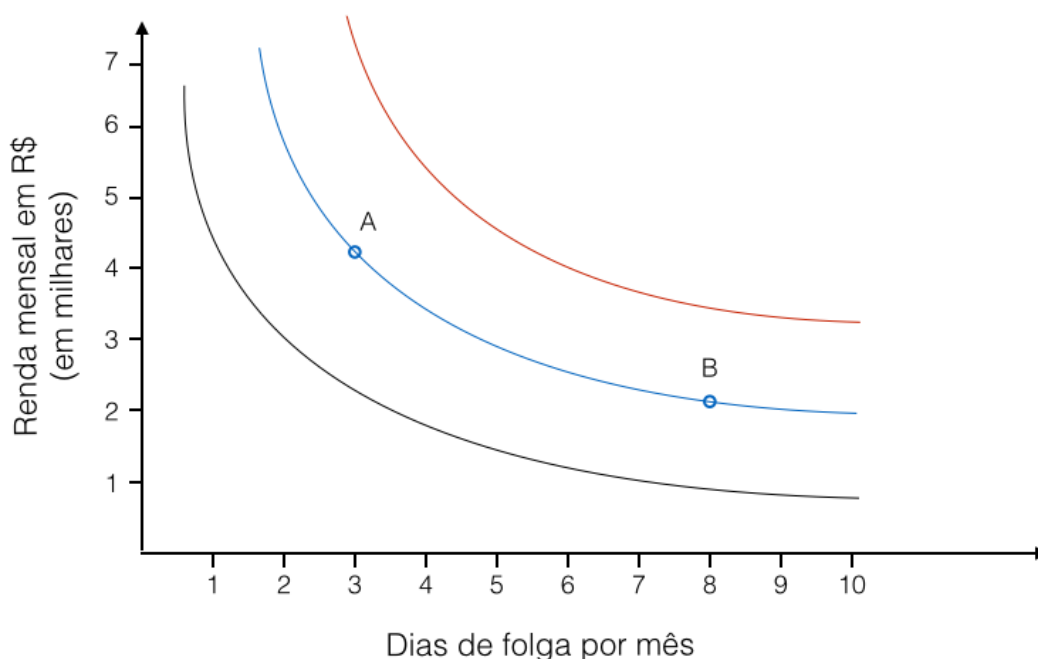
Fazendo analogia ao investidor, as suas preferências são o retorno esperado e a segurança, e este sempre desejará um investimento com maior retorno e maior segurança (menor risco) (STURION, 2015).

Dessa forma, podemos dizer que um investidor busca consumir ambos os benefícios: retorno e segurança. A um mesmo nível de retorno, o investidor terá a preferência por mais segurança caracterizando todo investidor como avesso ao risco. O que distingue um investidor de outro é o quanto ele dá valor a cada uma destas variáveis, ou seja, o que ele está disposto a ceder de segurança em prol de um retorno esperado maior. A disposição para esse *trade-off* é o que chamamos de propensão ao risco (STURION, 2015).

Pode-se expressar graficamente as preferências de um indivíduo e como ocorrem os *trade-off* através do conceito de utilidade e curvas de indiferença, conforme apresentado no gráfico de curvas de indiferença abaixo. Para Assaf Neto, a utilidade representa de forma subjetiva, a satisfação proporcionada pelo consumo de um bem (STURION, 2015). Já as curvas de indiferença “representam todas as combinações de cestas de mercado que poderiam oferecer o mesmo nível de satisfação a uma pessoa” de acordo com Pindyck e Rubinfeld (2010, p. 58).

No exemplo a seguir, retirado do livro dos autores, os bens a serem consumidos por um funcionário são os dias de folga por mês e a remuneração mensal do funcionário, mostrando, por funcionário, as curvas de indiferença de utilidade.

Figura 4 - Curvas de Indiferença



Fonte: Pindyck e Rubinfeld (2010)

A convexidade das curvas de indiferença foi explicada por Pindyck e Rubinfeld (2010):

“À medida que mais mercadorias sejam consumidas, esperamos que o consumidor prefira abrir mão de cada vez menos unidades de uma segunda mercadoria, para poder obter unidades adicionais da primeira mercadoria”. (PINDYCK e RUBINFELD, 2010, p. 63)

3.5. Racional do Investidor

Até o momento foram apresentados, de maneira subjetiva, os parâmetros que permeiam a complexa decisão ao redor de um investimento, apresentando o objetivo da empresa – a ressaltar, o lucro econômico conforme premissa adotada embasada na teoria dos acionistas –, os principais parâmetros a se considerar nessa decisão – o risco e o retorno – e como estes parâmetros se relacionam frente a decisão do investidor. Toda essa abordagem visa apresentar a complexidade inerente à decisão de investimento de uma empresa.

Diante dessa complexidade e subjetividade, esta seção buscará tornar mais objetiva e simples a decisão de investimento, a medida em que equacionará a relação entre risco e retorno associada a um investimento conforme a metodologia mais aceita entre os economistas.

O intuito é trazer pragmatismo à decisão de investimento a partir da quantificação do retorno esperado pela empresa ao realizar um aporte de recursos em função das variáveis que permeiam o negócio. A essa expectativa mínima de remuneração das diversas fontes de financiamento (próprias e de terceiros) damos o nome de custo de capital (ASSAF NETO, 2011).

Contudo, vale ressaltar que, conforme apontado por Assaf Neto (2011), a fonte de financiamento influencia a expectativa mínima de remuneração do capital, tendo papel fundamental na decisão de investimento de uma empresa. Isso ocorre devido ao fato de cada fonte de financiamento apresentar um risco específico, sendo preciso equacionar o risco e o retorno esperado em função da fonte de financiamento que compõe o investimento.

3.5.1. Custo de Capital Próprio

A vasta literatura e o contínuo processo de evolução acerca da avaliação do custo de capital próprio para decisões de investimento refletem tanto a complexidade do tema quanto a importância do mesmo para investidores, que ensejam tal desenvolvimento.

Dentre a literatura existente, diversos modelos se lançam a equacionar a relação entre risco e retorno para definição do Custo de Capital, sobretudo quando se trata de mercados emergentes, cuja diferenciação política e socioeconômica agregam maior espectro ao risco e, conseqüentemente, aos modelos que o descrevem.

Diante da ausência de metodologias consideradas como as melhores práticas e a ausência de um consenso acerca da integração ou segmentação dos mercados, será adotado o modelo com maior aceitação dentre os economistas: O Modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Methodology*, cuja tradução livre é Modelo de Precificação de Ativos Financeiros). (COPELAND; KOLLER; MURRIN, 2002)

“Dentre os modelos de cálculo do custo do capital próprio o mais utilizado é o CAPM, uma vez que seus princípios metodológicos não foram superados por qualquer outro modelo.” (COPELAND; KOLLER; MURRIN, 2002, p. 230)

3.5.2. Modelo CAPM

O modelo, proposto por Sharpe (1964), é um marco no processo de estimação de custo de capital e fonte de inspiração para o desenvolvimento de diversos outros modelos.

De acordo com o autor, o conceito por trás do modelo é simples, o retorno total esperado sobre um ativo será dado pela soma de duas parcelas: o retorno livre de risco e um prêmio pelo risco incorrido, sendo este proporcional ao risco submetido. Dessa forma, temos a equação a seguir:

$$k_e = k_{rf} + \beta * (k_m - k_{rf})$$

Onde:

- k_e : Taxa de retorno esperado pelo capital próprio
- k_{rf} : Taxa de retorno esperada de um ativo livre de risco (*risk free*)
- k_m : Taxa de retorno esperada sobre a carteira de mercado
- $(k_m - k_{rf})$: Prêmio de risco
- β : parâmetro Beta ou coeficiente de risco

Contudo, a complexidade que pouco reside na fórmula em muito se faz presente em cada uma das variáveis associadas à equação e sua definição de parâmetros. Segundo Leal

(2002), estimar o custo do capital acionário ou próprio não é uma tarefa fácil porque muitos dos elementos necessários para esta estimativa não são diretamente observáveis ou são previsões (BARBOSA, 2004).

Dessa maneira, uma análise variável a variável se faz relevante justamente para entender a teoria por trás das variáveis, possibilitando a este estudo uma revisão completa dessas variáveis e a aplicação adequada delas para conformidade com o contexto do setor elétrico.

3.5.3. Premissas do Modelo

É importante ressaltar que o modelo CAPM foi construído sob premissas de mercados, que precisam ser satisfeitas para garantir a validade do modelo. Segundo Samanez (2007) o CAPM possui as seguintes premissas (ALMEIDA, 2010):

- Os investidores são racionais, naturalmente avessos ao risco e procuram maximizar sua utilidade econômica, tomando suas decisões como tal e se preocupando apenas com o retorno esperado e o risco associado ao ativo.
- Os investidores não manipulam preços, riscos ou retornos com sua ação. Os investidores existem em um grande número e atuam num mercado competitivo em que um investidor é incapaz de provocar variações no preço
- Todos os investidores possuem as mesmas crenças sobre as oportunidades de investimento, ou seja, os investidores possuem uma expectativa homogênea.
- O horizonte de tempo considerado nas expectativas de todos os investidores é o mesmo.
- Os investidores podem emprestar e tomar emprestado montantes ilimitados de recursos à taxa livre de risco
- Os mercados financeiros são eficientes, ou seja, não há informação assimétrica, custos de transação, taxas, corretagens e a compra e venda de um ativo pode ser feita a qualquer momento e com retenção de qualquer fração desejada.

Com isso, percebe-se que as premissas do modelo são bastante questionáveis, pois não são de fato encontradas na realidade, representando assim uma abstração da realidade que busca facilitar a modelagem de precificação dos ativos. (BARBOSA, 2004)

Segundo Pereira (2002), em função das premissas apresentadas pelo modelo, sua aplicação direta em mercados emergentes deve ser questionada. Isso pois:

- As bolsas de valores de mercados emergentes tendem a ser pequenas em comparação ao PIB, representando um baixo número de empresas abertas.
- As bolsas de valores são altamente concentradas, o que diminui a liquidez dos papéis negociados e a capacidade de diversificação dos investidores.
- O baixo número de empresas abertas possibilita a manipulação dos preços.

Além desses problemas levantados por Pereira, Harvey (1995) indica que a aplicação do CAPM em mercados emergentes acaba levando a valores de Beta considerados baixos e que não refletem a percepção de risco dos investidores e suas expectativas de retorno. (BARBOSA, 2004).

Por fim, Damodaran também aponta problemas de estimação dos betas em mercados emergentes em:

“Os índices de mercado calculados em países emergentes possuem normalmente elevada concentração em poucos papéis, o que faz com que a estimativa beta das demais ações que compõem o índice seja na verdade o resultado da regressão em relação aos papéis que possuem grande concentração, ao invés de ser em relação a um índice de mercado diversificado.” (Damodaran *et al apud* Barbosa, 2004, p. 24)

Dessa maneira, o modelo CAPM permite a abertura metodológica a modelos alternativos, com adaptações que visam ponderar a razoabilidade das premissas, sobretudo quando aplicado em mercados emergentes. Um exemplo é a adição da medida de risco país, que visa contornar os problemas que surgem com a aplicação do CAPM em mercados emergentes através da referência externa. (BARBOSA, 2004)

3.5.4. Taxa livre de risco (*risk free*)

De acordo com Sharpe (1964), a taxa de retorno livre de risco é, por definição, o preço do tempo, ou taxa pura de juros (UFSC, 2017). O conceito abstrato ganha solidez por Copeland, Koller e Murrin (2002), que o definem como sendo o caso onde a taxa de retorno esperada é idêntica ao retorno observado, ou seja, o rendimento do ativo ou do portfólio livre de risco possui variância zero.

Acrescenta-se a esse conceito a característica de que, segundo Damodaran (1999), o ativo livre de risco não pode apresentar risco de *default*, ou seja, risco de não ser pago. Dessa forma, títulos privados não podem ser considerados como livre de risco uma vez que empresas podem quebrar.

Ainda segundo o autor, o título que mais se assemelha à taxa livre de risco é o título governamental, visto a possibilidade do governo de emissão monetária para cumprimento das dívidas.

Damodaran (1999) também inclui duas ressalvas à discussão. A primeira diz respeito ao fato de uma taxa livre de risco não possuir o risco do reinvestimento, ou seja, dado que o modelo de precificação é para um único período, o avaliador deve buscar casar o período em que os fluxos de caixa estão sendo avaliados com a maturidade do ativo livre de risco.

O segundo ponto diz respeito a inflação. Damodaran (1999) defende que a taxa livre de risco de títulos governamentais deve ser indexada à inflação, de forma a retirar da taxa livre de risco a sua correlação com o mercado.

3.5.5. Prêmio de risco

Segundo Damodaran (1999), a metodologia mais utilizada para calcular o prêmio de risco de mercado é a metodologia pautada nos dados históricos. Ou seja, assume-se que as atitudes passadas dos investidores em relação ao risco e os ciclos econômicos são representativos do que é esperado para o futuro.

Damodaran ainda acrescenta que a janela temporal dos dados históricos deve ser grande o suficiente para que se evite o surgimento de distorções em função de crises financeiras e bolhas especulativas. Estas não podem ser desconsideradas, entretanto, ao adotar períodos mais longos, de no mínimo 50 anos, acredita-se que o desvio padrão da amostra aproxime-se do observado no mercado.

De maneira antagônica, Pettit (1999) defende a adoção de séries mais curtas de dados, defendendo que estas refletirão as mudanças estruturais recentes na economia que diminuíram os riscos para os investidores, como, por exemplo, a maior liquidez do mercado, os menores custos de agência, a globalização dos investimentos e outros fatores que implicam numa eficiência de mercado maior (BARBOSA, 2004).

O desafio, portanto, é encontrar uma série temporal capaz de considerar as distorções causadas por crises financeiras e especulativas ao mesmo tempo em que se dilui estas distorções em um horizonte maior de tempo, obtendo um desvio padrão próximo da realidade, mas considerando ainda as mudanças estruturais do mercado ocorridas nos últimos anos (BARBOSA, 2004).

3.5.6. Parâmetro Beta

O beta busca avaliar a parcela de risco não diversificável atrelada a um investimento, sendo está a parcela de risco a ser remunerada conforme o modelo CAPM, ou seja, o parâmetro beta associa o risco de um investimento ao risco do mercado buscando avaliar o quanto o retorno de um investimento está relacionado ao retorno do mercado como um todo. (BREALEY; MEYERS; ALLEN, 2012)

Matematicamente essa relação é obtida através da regressão linear entre os retornos obtidos pelo investimento em questão e os retornos de mercado (DAMODARAN, 1999). O parâmetro β é o coeficiente angular dessa reta, dado que ele relaciona a variação do retorno do investimento com a variação do retorno do mercado (BREALEY; MEYERS; ALLEN, 2012). O cálculo do Beta é dado pela equação a seguir:

$$\beta = \frac{cov(Retorno_{Ativo}, Retorno_{Mercado})}{\sigma_{Retorno do Mercado}^2}$$

Sendo β um parâmetro de comparação entre o risco de mercado, que por definição apresenta $\beta = 1$, e o risco do investimento, diz que “ativos com riscos acima da média terão betas maiores do que 1, e ativos com risco abaixo da média de mercado terão betas menores do que 1. O ativo livre de risco terá um beta igual a zero” (DAMORADAN, 1999)

Contudo, o beta também apresenta uma abertura metodológica para decisão de parâmetros sob o qual a estimação será realizada. Para Damodaran (1999), as características do processo de estimação dos betas que impactam no seu cálculo são: a escolha da janela temporal, a frequência dos dados utilizados e o índice de mercado escolhido.

3.5.6.1. Janela Temporal

A escolha da janela temporal dos dados utilizados para o beta influencia diretamente o seu cálculo e, assim como ocorrido nas demais janelas temporais do CAPM, a sua decisão gera divergências.

Segundo Damodaran (1999), ao se escolher a janela temporal para cálculo do beta, é preciso avaliar o *trade-off* implícito. Ao se escolher uma janela mais longa, agrega-se a vantagem de um maior número de observações para a regressão; contudo, essa vantagem pode ser contrabalanceada caso a empresa tenha sofrido alterações em termos de alavancagem financeira ou portfólio de produtos em meio ao período considerado.

3.5.6.2. Frequência dos dados

Os retornos utilizados para o cálculo dos betas podem ser diários, semanais, mensais, trimestrais e anuais. Segundo Damodaran (1999) o *trade-off* dessa escolha reside na quantidade de dados observados para regressão em concomitância com a janela temporal adotada.

Ainda segundo o autor, séries curtas como a diária podem ser impactadas por ineficiências de mercado em traduzir o verdadeiro valor do ativo em seu preço, enquanto séries longas como a trimestral e a anual comprometem o número de dados e exige uma janela temporal demasiada extensa. Dessa maneira, Damodaran (1999) aconselha a adoção de dados mensais, argumentando que uma janela temporal de 3 anos é capaz de angariar um número de observações suficiente à convergência da regressão.

3.5.6.3. Índice de mercado escolhido

O CAPM estabelece em seus pressupostos que o beta deve ser calculado em relação a uma carteira de mercado que contenha todos os ativos da economia e que seja ponderada pelo valor de mercado. Entretanto, dada a inviabilidade de observação de uma carteira com tais características, Damodaran (1999) argumenta que, a fim de viabilizar o uso do

modelo CAPM ou modelos similares, é possível realizar uma *proxy* para a carteira de mercado perfeita. (DAMODARAN, 1999)

Ainda segundo Damodaran (1999), para que essa *proxy* seja válida, é preciso verificar que essa apresente um amplo número de empresas com expressivo valor de capital, de forma que a variação específica da empresa não surta impacto na carteira como um todo. Ademais, essa carteira deve compreender um grande espectro de empresas do mercado, de forma representar o mercado da maneira mais fidedigna possível.

No caso do mundo real, a carteira que mais se aproxima dessa condição, segundo Damodaran (1999), é o índice de mercado S&P500, uma vez que este inclui as 500 maiores empresas norte-americanas, tornando o número menos influenciável por uma única empresa.

3.5.6.4. Testes metodológicos

Dada a abertura metodológica para adoção dos parâmetros relacionados ao Beta para adaptação das ineficiências de mercado observadas no mundo real, Bartholdy e Peare (2001) realizaram uma série de testes buscando avaliar a eficiência relativa das estimativas de beta para diferentes janelas temporais, frequência de dados e índices de mercado utilizados para o mercado americano (BARBOSA, 2004).

Nos testes realizados, Bartholdy e Peare avaliaram as implicações das seguintes escolhas metodológicas para estimação dos betas: carteiras de mercado ponderadas pelo valor de mercado ou igualmente ponderadas, carteiras de mercado que incluíam ou não dividendos, a frequência dos dados observados (diários, semanais ou mensais) e períodos de tempo condizentes à frequência de dados para obtenção de uma amostra de dados significativa, ou seja, 1 ano para dados diários, 2 anos para dados semanais e 5 anos para dados mensais (BARBOSA, 2004).

A eficiência relativa das estimativas de beta obtidas foi testada através da realização de uma regressão *cross section* que buscou inferir a capacidade de predição dos betas estimados sobre os retornos futuros. Bartholdy e Peare (2001) obtiveram os seguintes resultados:

- A inclusão ou não dos dividendos na carteira não se mostrou relevante ao processo de estimação dos betas devido à elevada correlação entre os índices com ou sem dividendos;
- O poder explanatório da regressão aumenta à medida em que a frequência dos dados passa a ser mensal e o período de cinco anos;
- O poder explanatório da regressão aumenta à medida que se utiliza uma carteira de mercado com os ativos igualmente ponderados ao invés de uma ponderação por valor de mercado.

Baseados nesse estudo, Bartholdy e Peare (2001) concluem favoráveis a utilização de dados mensais em período de cinco anos e o uso de uma ponderação por igual dos ativos do mercado para a estimação dos betas nos EUA (BARBOSA, 2004)

3.5.6.5. Ajustes dos Betas de Blume

Diferentemente da taxa de retorno de mercado, com metodologias popularizadas pautadas numa visão *forward*, o beta apresenta-se na literatura preponderantemente com uma visão *backward*, ou seja, uma estimativa com base em dados históricos.

Blume, em 1975, buscou agregar à literatura uma visão *forward* ao parâmetro Beta, buscando verificar a existência de uma tendência dos Betas quando comparado o passado e o futuro. Regredindo os betas históricos com os betas no período de previsão, Blume percebeu a existência de uma reversão à média por parte dos Betas das ações de mercado.

O conceito por trás da proposta de Blume (1975) é bastante intuitivo conforme explicado por Damodaran, em 1999, ao verificar que empresas que sobrevivem no mercado passam por transformações contínuas, crescendo e se diversificando, o que, segundo o autor, justifica a tendência dos Betas em se mover em direção ao beta do mercado (1).

Baseado no estudo de Blume, a Bloomberg propôs a adoção do parâmetro de regressão do Beta como 0,33, originando a seguinte fórmula do Beta ajustado:

$$\beta_{previs\tilde{a}o} = \frac{1}{3} + \frac{2}{3} * \beta_{hist\acute{o}rico}$$

Entretanto, Damodaran (1999) questiona o uso de pesos de ajustes constantes visto que a velocidade com que o beta irá convergir depende fundamentalmente de características relacionadas à empresa e ao contexto no qual ela está inserida.

3.5.6.6. Beta alavancado

Por fim, acrescenta-se à discussão do beta a influência da alavancagem financeira do investimento. Ou seja, sendo o beta uma medida de exposição ao risco de um investimento, e sendo o risco de uma empresa atrelado ao grau de endividamento e alavancagem do capital próprio, está incluído nesse parâmetro beta o risco financeiro do ativo, advindo da utilização de capital de terceiros como fonte de recursos assim como o benefício fiscal oriundo da menor tributação sofrida pela empresa em função de seu endividamento (BREALEY, MEYERS, ALLEN, 2013).

Segundo Brealey, Meyers e Aleen (2013), para neutralização desse efeito de alavancagem financeira na composição do Beta, utiliza-se a equação expressa abaixo.

$$\beta_E = \beta_\alpha \left(\frac{E}{1 - D * T} \right)$$

Onde:

- β_E : Beta do capital próprio (Beta Equity)
- β_α : Beta do ativo
- E : capital próprio ou dos acionistas (*Equity*)
- D : capital de terceiros ou dívidas (*Debt*);
- T : Alíquota tributária efetiva

3.5.7. Adaptações ao modelo CAPM – O CAPM Local

Conforme apresentado na seção 3.5.3, o modelo CAPM possui uma série de premissas e pressupostos que exigem maior ou menor grau de abstração para consideração da validade da premissa e sustentação do modelo.

Dentre as premissas que exigem maior grau de abstração está a premissa de um mercado eficiente e competitivo, ou seja, um mercado grande, dinâmico e não influenciável pelas ações de um único investidor. O que, segundo Damodaran (1999), o mercado brasileiro, registrado pela Ibovespa, não é capaz de cumprir devido à grande concentração apresentada, sendo necessária a adoção de um mercado externo de referência.

“Se os mercados financeiros são completamente integrados, um investidor não se encontra sujeito ao risco país, uma vez que este risco poderá ser eliminado através da diversificação em um portfólio global. Entretanto, se os mercados financeiros forem completamente (ou parcialmente) segmentados, ou seja, se existirem barreiras para a entrada e saída de determinados mercados, os investidores estarão sujeitos ao risco país.” (BARBOSA, 2004)

Segundo Pereiro (2002), as segmentações dos mercados podem ser causadas por fatores objetivos ou fatores psicológicos. O primeiro deles, o objetivo, é direto e fruto da existência de custos de transação, restrições legais ao fluxo de capital, diferenciação de taxas dentre outros fatores estratégicos e/ou operacionais que limitam a premissa de mercados eficientes. Por outro, o fator psicológico, conhecido na literatura financeira como “*home bias*”, deve-se ao fato da preferência de um investidor em trabalhar em mercados familiares onde dispõe da informação financeira, colocando em xeque as premissas de expectativas homogêneas e simetria de informação pregadas pelo modelo.

Pettit, Ferguson e Gluck (1999) suportam a existência da segmentação psicológica e o chamado “*home-bias*” argumentando sobre as razões da existência de uma preferência dos investidores por um investimento em mercados familiares em virtude da maior dificuldade de obtenção de informações. Também sustentam a existência da segmentação objetiva através do apontamento de algumas barreiras existentes para a integração de mercados: sistemas de impostos diferenciados, risco cambial, proximidade geográfica e custos de transações (BARBOSA, 2004).

Dessa maneira, uma das metodologias mais aceitas encontradas na literatura para corrigir as imperfeições de mercado e auxiliar a abstração para satisfação das premissas do modelo CAPM em mercados emergentes diz respeito ao CAPM Local, que busca contornar as imperfeições do mercado local através da aplicação metodológica em um mercado externo e posterior adaptação ao mercado interno através de uma variável chamada de Risco País. (PEREIRO, 2002)

Com base nessas afirmações, o modelo CAPM Local apresenta uma variável adicional ao modelo CAPM o qual a “inspirou”, chamada de Risco Sistemático ou Risco País, conforme apresentado na equação a seguir:

$$r_e = r_{rf} + r_{rp} + \beta * (r_m - r_{rf})$$

Onde:

- r_e : Taxa de retorno esperado pelo capital próprio
- r_{rf} : Taxa de retorno esperada de um ativo livre de risco (*risk free*)
- r_{rp} : Taxa de retorno esperada em função de riscos sistemáticos advindos das imperfeições do mercado interno
- r_m : Taxa de retorno esperada sobre a carteira de mercado externa
- $(r_{rf} - r_m)$: Prêmio de risco
- β : parâmetro Beta ou coeficiente de risco

Dumas (2002) e Pereiro (2002) argumentam as principais dimensões assumidas pelo risco país e que devem ser englobadas no risco sistemático para a ponderação das consequências das segmentações dos mercados. Dentre os riscos apontados, destacam-se: o risco Político, o risco Cambial, o risco Soberano, o risco Inflacionário e o risco de Liquidez.

Entretanto, a adoção deste fator de forma indiscriminada gera divergências na literatura. Koller (2002) critica a adoção desta medida de risco por considerá-la superestimada. Segundo Koller (2002), o prêmio de risco de empresas pode ser menor do que o prêmio de risco de governos, levando, em alguns casos, a superestimação ou subestimação do risco de projetos.

Já para Godfrey e Espinosa (1996), a variável de Risco País pode inserir no modelo uma porção de riscos não sistemáticos, ou seja, riscos diversificáveis, que, seguindo os pressupostos do modelo, desvirtuariam suas premissas e aplicação (BARBOSA, 2004).

Portanto, a adoção do Risco País é uma variável que diverge especialistas, sendo necessário verificar, antes de sua aplicação, o verdadeiro caráter sistemático e não diversificável do risco a ser incorporado ao modelo conforme o contexto do mercado a que se aplica (BARBOSA, 2004).

3.6. Custo de Capital de Terceiros

O referencial teórico supracitado teve enfoque, até o momento, nas decisões do investidor como dono de uma empresa, verificando as premissas adotadas em relação ao seu comportamento e o racional por traz da decisão de alocação dos seus recursos em virtude do retorno esperado e do risco associado à decisão.

Entretanto, compõem os recursos alocados pelo investidor não somente o capital próprio, mas também o capital de terceiros advindo por meio de empréstimos ou financiamentos. A decisão a respeito da utilização do capital de terceiros em meio a alocação de recursos para investimento pode ser motivada por diversos critérios, tais como a limitação do capital próprio, a decisão estratégica do investidor em diversificar o risco, os benefícios fiscais obtidos pela empresa sobre a parcela de capital advinda de terceiros ou, principalmente, a possibilidade de gerar maiores retornos aos acionistas por meio da alavancagem financeira sobre um capital com menor custo que o acionário. (MODIGLIANI & MILLER, 1958)

Dessa forma, torna-se fundamental aferir os custos relacionados ao capital de terceiros para apuração do custo de capital do investimento. E esse custo, de acordo com Brealey, Meyers e Allen (2013), é relacionado principalmente a três fatores primordiais: o nível corrente da taxa de juros, o risco da inadimplência e os benefícios fiscais associados às dívidas.

O nível corrente da taxa de juros representa o custo mínimo de capital de um credor ao emprestar o seu dinheiro. Simplificadamente, podemos fazer uma comparação da taxa de juros à taxa livre de risco por se tratar de uma taxa de retorno sobre o capital, a qual, tecnicamente, não está associada a nenhum risco (*risk free*) (BREALEY, MEYERS, ALLEN, 2013).

O risco de inadimplência, portanto, é o segundo grande fator a considerar-se para composição do custo de capital de terceiros e reflete a visão do mercado em relação à capacidade do credor em honrar a sua dívida. Ou seja, quanto maior o risco associado ao credor deste não honrar as suas dívidas, maior será a taxa de retorno necessária, em linha com a relação apresentada de risco e retorno apresentada para o custo de capital (BREALEY, MEYERS, ALLEN, 2013).

Dessa forma, sem o risco uma variável intrínseca ao retorno esperado, a taxa de retorno esperada pelos investidores externos pode ser dada pela seguinte equação a seguir:

$$r_d = r_{rf} + r_c$$

Onde:

- r_d : Taxa de retorno esperado pelo terceiro
- r_{rf} : Taxa de retorno esperada de um ativo livre de risco (*risk free*)
- r_c : Taxa de retorno esperada em função do risco de crédito

Em empresas de capital aberto, onde as informações financeiras estão disponíveis para o mercado, agências de *rating* buscam aferir o risco de crédito de cada empresa com base nos fatores que influenciam na capacidade de uma empresa em honrar as suas dívidas. A classificação destas agências, portanto, serve de guia para indicação da capacidade das empresas em honrar os compromissos financeiros assumidos (DAMASCENO, ARTES, MINARDI, 2008).

Por fim, o terceiro fator relacionado ao custo do capital de terceiros são os benefícios fiscais atrelados à adoção de uma dívida. Estes residem no fato de os juros pagos ao capital de terceiros serem contabilizados como custos financeiros, sendo deduzidos antes da aplicação da alíquota do imposto de renda sobre as empresas (ROSS, WESTERFIELD, & JAFFE, 2003).

Segundo Ross, Westerfield e Jaffe (2003), o benefício fiscal atribuído à isenção do imposto de renda sobre o pagamento das dívidas financeiras é chamado de “*Tax Shield*” ou escudo fiscal, e equaciona-se da seguinte maneira:

$$\text{Custo de Capital de Terceiros} = r_d * (1 - T_c)$$

Onde:

- r_d : Taxa de retorno esperado pelo capital de terceiros
- T_c : alíquota tributária efetiva

3.7. Custo Médio Ponderado de Capital

Dados, portanto, o custo de capital próprio (ou dos acionistas) de uma empresa e o custo de capital de terceiros, é possível deduzir o custo de capital de uma empresa relacionado às decisões de investimento dela.

Intuitivamente, dado o custo do capital dos acionistas e o custo de capital das dívidas, infere-se que o custo de capital da empresa será dado pela média dos custos dos capitais em questão. Acrescenta-se, contudo, que, para que esta média traduza de maneira fidedigna o custo do capital aportado e, conseqüentemente, o retorno esperado sobre o capital, é preciso que esta média seja ponderada pela proporção de capital advinda de cada fonte., refletindo assim a parcela do capital investido advinda de financiamentos. (ROSS, WESTERFIELD, & JAFFE, 2003)

Surge assim o modelo chamado de Custo Médio Ponderado do Capital (do inglês, WACC – *Weighted Average Cost of Capital*), que define o custo do capital de uma empresa ponderando os custos dos capitais envolvidos em função da sua participação na composição do capital total, conforme demonstrado na seguinte equação:

$$WACC = \frac{E}{E + D} * k_e + \frac{D}{E + D} * k_d * (1 - T_c)$$

Onde:

- WACC: custo médio ponderado do capital;
- E: capital próprio ou dos acionistas (*Equity*)
- D: capital de terceiros ou dívidas (*Debt*);
- k_e : custo do capital próprio
- k_d : custo do capital de terceiros
- T_c : Alíquota tributária efetiva

Por fim, considerações devem ser feitas em relação as variáveis que compõe o WACC para a correta aplicação do modelo na avaliação dos investimentos a se realizar. Primeiramente, é preciso estabelecer que os valores do capital do acionista e das dívidas devem ser os valores de mercado, e não os valores contábeis. Segundo Damodaran (1999), o mercado reflete de maneira mais precisa o valor real da empresa visto que este

agrega não somente as informações contábeis, mas também as informações relacionadas à empresa, ao mercado e à capacidade da empresa em gerar capital. Ademais, é sobre o valor de mercado que uma empresa é avaliada para definição do *rating* de crédito, e é também sobre o valor de mercado que ativos são dados como garantia do empréstimo, sendo, portanto, o valor adequado a se utilizar na fórmula.

Já em relação ao valor adequado das dívidas, é preciso ressaltar que estas, quando oriundas de diferentes fontes de crédito, devem ser ponderadas em função do montante da dívida e seu custo de capital. Ademais, segundo Damodaran (1999), devem ser descontadas do valor das dívidas aquelas que não exigem oneração, ou seja, não incorporam juros.

Dessa forma, mais importante do que o tratamento como passivo ou dívida, é a característica do capital que compõe a variável do capital de terceiros do modelo. Itens que comprometam pagamentos fixos e periódicos, ainda que não registrados como dívidas, devem compor o valor da dívida no modelo ao lado de todas as outras fontes de passivos onerosos, visto que os retornos dessas fontes de recurso são dedutíveis do imposto de renda. Enquanto dívidas que não gerem onerações periódicas, tais como contas a pagar ou outros passivos como o de caráter operacional, não devem ser incluídas nessa parcela (DAMODARAN, 1999).

4. O CUSTO DE CAPITAL – METODOLOGIA E PARÂMETROS DA ANEEL

Dando continuidade ao objetivo deste Trabalho de Formatura, este capítulo reforçará a necessidade e o objetivo da regulação, seguido pela apresentação do atual modelo da ANEEL, com destaque aos parâmetros utilizados para cálculo do custo de capital.

4.1. Motivação regulatória

O setor de distribuição elétrica se caracteriza como um ambiente de monopólio natural, ou seja, um ambiente de negócios em que a existência de apenas uma empresa oferecendo o serviço implica num custo consideravelmente menor do que duas ou mais empresas oferecendo o mesmo serviço. (TUMA, 2005)

No caso da distribuição elétrica, esse ambiente de monopólio natural se forma à medida que o setor apresenta uma necessidade de investimento e um custo fixo bastante elevado quando comparado ao custo marginal de mais um cliente. Esse fator implica que o custo médio por cliente será o menor possível na existência de apenas uma empresa oferecendo o serviço ao mercado em que está inserida. (MANKIW, 2008)

Entretanto, o custo médio de produção de um serviço não é a única variável a implicar no preço de venda de um serviço. Na verdade, segundo Crepaldi (2009), existem três critérios para a fixação dos preços: do custo, da demanda e da concorrência. Portanto, em uma condição não regulada, a precificação do serviço poderia seguir critérios que, em se tratando de um ambiente monopolístico de um bem essencial, estariam longe de atingir a maximização da utilidade da sociedade. “O dilema reside em como a sociedade pode impedir que uma firma se beneficie da condição de monopolista e fixe seu preço, obtendo lucros extraordinários” (PEANO, 2005).

Diante deste ambiente de mercado surge, portanto, o desafio de criar uma regulação capaz de realizar uma precificação adequada, que, seguindo os critérios de Crepaldi e diante da impossibilidade de precificação com base na concorrência (pela ausência de concorrência) e da demanda (devido a inelasticidade da mesma), decorre da aplicação de uma regulação tarifária pautada no custo das distribuidoras (PEANO, 2005).

Portanto, por conta da necessidade de regulação financeira advinda da própria característica intrínseca ao fornecimento do serviço e buscando refletir as condições de mercado aos agentes envolvidos, a ANEEL criou o atual modelo tarifário vigente sobre a distribuição pautada no custo de produção do serviço. (ANEEL, 2018)

4.2. Custo de capital regulatório da ANEEL

Conforme explicado na seção 1, em 06 de março de 2018, via resolução Normativa N°807/2018, definiu-se a prorrogação da metodologia para a definição do custo de capital regulatório, mantendo a metodologia estabelecida na resolução Normativa N°648/2015 de fevereiro de 2015 até 2019. Mantiveram-se, inclusive, as janelas temporais consideradas para cálculo das variáveis do modelo de forma a promover a manutenção exata das condições de custo de capital e o seu valor de 8,09% ao ano depois de impostos.

Dessa forma, este capítulo apresentará a metodologia atual que incide sobre as concessionárias de distribuição elétrica brasileiras baseada na última normativa liberada pela ANEEL.

O modelo será apresentado em 10 seções, de forma a modular as discussões que concernem ao custo de capital de acordo com as variáveis do modelo. São elas:

1. O modelo teórico do custo de capital;
2. Metodologia de definição da estrutura capital regulatória;
3. A metodologia de cálculo do custo de capital próprio;
 - 3.1. A taxa livre de risco;
 - 3.2. A taxa de retorno do mercado;
 - 3.3. O parâmetro beta;
 - 3.4. A taxa de risco país;
 - 3.5. A inflação no mercado de referência;
 - 3.6. O custo de capital próprio regulatório;
4. A metodologia de cálculo do custo de capital de terceiros;
 - 4.1. O prêmio de risco de crédito;
 - 4.2. O custo de capital de terceiros regulatório;
5. Resultados.

Vale ressaltar que a estruturação realizada para apresentação da metodologia neste Trabalho de Formatura segue o Submódulo 2 dos Procedimentos Tarifários da ANEEL de apresentação da metodologia do Custo de Capital para distribuidoras elétricas, facilitando assim a discussão com o órgão e propiciando, inclusive, que este Trabalho de Formatura possa ser utilizado como uma Contribuição Pública à próxima discussão da Revisão Tarifária Periódica a ocorrer em 2019.

Além disso, o escopo de revisão se restringe ao cálculo do custo de capital regulatório antes de impostos, não englobando, assim, discussões que concernem às alíquotas de impostos diferenciadas ou taxas de remuneração a ativos diferenciados, como é o caso da Reserva Global de Reversão.

4.2.1. Modelo de custo de capital da ANEEL

O modelo teórico adotado pela ANEEL para definição do custo de capital das distribuidoras é o Custo Médio Ponderado de Capital, do inglês WACC (*Weighted Average Cost of Capital*). (ANEEL, 2018)

O WACC é um modelo que busca ponderar os custos de capital das diferentes fontes de financiamento das empresas de acordo com a participação dessas fontes no investimento realizado, refletindo assim o custo médio das diferentes alternativas de financiamento disponíveis para investimento. (ANEEL, 2015)

4.2.2. Metodologia de definição da estrutura de capital regulatória

A estrutura de capital diz respeito à proporção de capital próprio e de terceiros utilizada por um investidor em um investimento específico. (ANEEL, 2018)

Conforme definição da ANEEL (2015), compõem o capital de terceiros todos os recursos originários de terceiros para a aquisição de ativos de propriedade da concessionária de distribuição, sujeitos a remuneração; ou seja, todo o passivo oneroso da distribuidora, seja ele de curto ou longo prazo. Já o capital próprio é composto por todos os recursos

originários dos sócios ou acionistas da entidade ou decorrentes de suas operações sociais, obtido pela diferença entre o capital total e o capital de terceiros.

Apesar da definição conceitual abrangente, a definição objetiva para fins de cálculo por parte da ANEEL estabelece o capital de terceiros e o capital próprio com base nas contas contábeis da distribuidora conforme mostrado na Tabela 1.

Tabela 1- Linhas contábeis consideradas para estrutura de capital

Código	Linha contábil
13201	Ativo Imobilizado - G
13203	Ativo Imobilizado - D
13204	Ativo Imobilizado - ADM
13205	Ativo Imobilizado - COM
21121	Encargos de dívida Curto Prazo
21151	Empréstimos Curto Prazo
21152	Debêntures Curto Prazo
21161	Financiamentos Curto Prazo
21162	Outras Captações Curto Prazo
22121	Encargos de dívida Longo Prazo
22152	Debêntures Longo Prazo
22161	Financiamentos Longo Prazo
22162	Outras Captações Longo Prazo
22301	Obrigações Especiais - G
22303	Obrigações Especiais - D
22304	Obrigações Especiais - ADM
22305	Obrigações Especiais - COM

Fonte: Relatório ANEEL (2018)

Define-se, a partir destas contas, a estrutura de capital regulatória a partir do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos três anos anteriores ao período de revisão (no caso, de 2011, 2012 e 2013), com ajustes na amostra de distribuidoras contempladas a fim de excluir distorções da amostra conforme ressaltado no trecho retirado do Relatório de Análise do Impacto Regulatório:

“Dados da contabilidade regulatória das distribuidoras, sendo excluídas empresas que em qualquer ano da amostra apresentaram patrimônio líquido negativo, estrutura negativa ou endividamento nulo. Para empresas com estruturas superiores a 100%, o valor é limitado a esse patamar.” (ANEEL, 2018)

A partir dessa metodologia, o percentual de participação de capital de terceiros (D/V) resultou em 48,76% a ser utilizado na definição do custo médio ponderado de capital com vigência entre março de 2015 e dezembro de 2019. (ANEEL, 2018)

4.2.3. Metodologia do custo de capital próprio

O custo de capital próprio é estimado pelo modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), desenvolvido por Sharpe (1964), Lintner (1965) e Mossin (1964). Mais precisamente, o modelo adotado é o CAPM Local, conforme mostrado na seção de Revisão Bibliográfica, que utiliza a metodologia CAPM com orientação ao mercado americano adicionando-se um fator (risco país) para ajuste ao mercado interno. Dessa maneira, o modelo consiste numa correlação linear entre o risco e o retorno, conforme equação abaixo (ANEEL,2015).

$$r_e = r_{rf} + r_{rp} + \beta * (r_m - r_{rf})$$

Onde:

- r_e : Taxa de retorno esperado pelo capital próprio
- r_{rf} : Taxa de retorno esperada de um ativo livre de risco (*risk free*)
- r_{rp} : Taxa de retorno esperada em função de riscos sistemáticos advindos das imperfeições do mercado interno
- r_m : Taxa de retorno esperada sobre a carteira de mercado externa
- $(r_{rf} - r_m)$: Prêmio de risco
- β : parâmetro Beta ou coeficiente de risco

4.2.3.1. Taxa livre de risco

A taxa livre de risco representa a taxa mínima de remuneração sobre o capital exigida pelo investidor, ou seja, a taxa esperada caso o risco do investimento seja nulo.

Atualmente, este é baseado na adoção do mercado americano como referência para o CAPM, utilizando-se o rendimento anual dos títulos (*Bond*) do tesouro americano com

vencimento de 10 anos – United States 10-Year Treasury Bond – através da média aritmética de uma janela temporal de 30 anos sem o tratamento dos dados. (ANEEL, 2018)

Essa metodologia, quando aplicada no período de 1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014, culminou numa taxa livre de risco de 5,64% ao ano, sendo esta a taxa vigente no período de 2015 a 2019. (ANEEL, 2018)

4.2.3.2. Taxa de retorno de mercado

No contexto do CAPM Local, a taxa de retorno do mercado é calculada a partir da média do rendimento anual histórico do índice Standard & Poor's 500 (S&P500), que consiste num índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na bolsa de Nova Iorque, no período de 1º de outubro de 1984 a 30 de setembro de 2014, obtendo-se o valor de 13,20% a.a. (ANEEL, 2018)

4.2.3.3. Parâmetro Beta

A carteira analisada pela ANEEL foi composta pelas empresas pertencentes ao *Edison Electric Institute* – EEI, organização que agrega a maior parte das empresas do setor elétrico estadunidense. Ademais, dada a integração vertical que ocorre no mercado estadunidense, selecionam-se deste grupo somente aquelas empresas cuja participação da distribuição e transmissão correspondam a, pelo menos, 50% da receita da empresa. (ANEEL, 2018)

Para estas empresas, é observado então o beta de mercado adotando-se uma janela temporal de 5 anos, resultando, para os dados disponíveis em 2015, num beta desalavancado de 0,43. Aplicando-se a estrutura de capital adotada no critério da ANEEL, o beta alavancado fica estipulado em 0,70 para o uso no modelo. (ANEEL, 2018)

4.2.3.4. Taxa de risco país

A taxa de risco país é a variável do modelo de CAPM Local que ajusta a referência ao mercado externo ao mercado interno através da avaliação dos diferentes riscos e, consequentemente, das diferentes taxas de remuneração associadas a esses mercados. (ANEEL, 2015)

Para o cálculo do prêmio de risco país utiliza-se a mediana da série histórica diária do índice Emerging Market Bond Index Plus, divulgado pelo JP Morgan, relativo ao Brasil (EMBI+Brasil), em uma janela de 15 anos, que para o ciclo vigente corresponde ao período de 1º de outubro de 1999 a 30 de setembro de 2014. (ANEEL, 2018)

Destaque para o mecanismo de tratamento dos dados está presente nesse parâmetro através da adoção da mediana como termo de medida central. Utiliza-se essa medida devido à volatilidade apresentada por este indicador em períodos recentes devido a crises econômicas. Dessa forma, obteve-se como resultado para este indicador o valor de 2,62% ao ano. (ANEEL, 2015)

4.2.3.5. A inflação no mercado de referência

Para cálculo da inflação no mercado de referência para obtenção do valor real do custo de capital a ANEEL utiliza-se da média da inflação americana medida pelo USCPI norte-americano nos últimos 15 anos, que, para a revisão de 2014 compreendeu o período entre maio de 1999 e abril de 2014 e teve resultado de 2,41%. (ANEEL, 2014)

4.2.3.6. O custo de capital próprio regulatório

Dados os parâmetros apresentados nesta seção, o custo de capital próprio em termos nominais depois de impostos, referenciado no mercado norte americano, é de 13,57% ao ano. O que implica, em termos reais, numa taxa de 10,90% a.a. a ser utilizada na definição do custo médio ponderado de capital com vigência entre março de 2015 e dezembro de 2019. (ANEEL, 2018)

4.2.4. Metodologia do custo de capital de terceiros

Para o custo de capital de terceiros, a metodologia empregada pela ANEEL no último ciclo tarifário é similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_c + r_B$$

Onde:

- r_d : Taxa de retorno esperado pelo capital de terceiros (*Debt*)
- r_f : Taxa de retorno esperada de um ativo livre de risco (*risk free*)
- r_c : Prêmio de risco de crédito
- r_B : Prêmio de risco País

No qual a taxa de retorno livre de risco e o prêmio de risco País seguem a mesma metodologia explicitada no item anterior de custo de capital próprio. (ANEEL, 2018)

4.2.4.1. O prêmio de risco de crédito

Atualmente, a abordagem da ANEEL consiste estabelecer o prêmio de risco de crédito através da média dos últimos 15 anos dos prêmios associados aos ratings das empresas brasileiras do setor elétrico que atuam no segmento de distribuição, conforme dados da Moody's, no período de novembro de 1999 a outubro de 2014, resultando em uma taxa de 3,37% ao ano (ANEEL, 2015).

4.2.4.2. Custo do capital de terceiros

Dados os parâmetros apresentados, o custo de capital de terceiros nominal antes de impostos, referenciado no mercado norte americano, é de 11,62% ao ano. (ANEEL, 2018)

Em termos reais depois de impostos, deve-se ponderar a inflação do mercado de referência e, no caso do capital de terceiros, o *Tax Shield* apresentado por essa fonte de recursos. Portanto, considerando-se a alíquota padrão de 34% de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL), este valor corresponde a uma taxa real de 5,14% ao ano após impostos, utilizada na definição do custo médio ponderado de capital com vigência entre março de 2015 e dezembro de 2019. (ANEEL, 2018)

4.2.5. Resultados

Combinando as metodologias e os parâmetros utilizados pela ANEEL, obtém-se um custo de capital em termos reais depois de impostos de 8,09% ao ano, em vigor entre março de 2015 a dezembro de 2019. (ANEEL, 2018)

Tabela 2- Metodologia ANEEL - Período e parâmetros da ANEEL

Série	Fonte	Prazo (anos)	Medida (Fixa por 6 anos)	Data de Início	Data de Fim	Valor do Parâmetro
Risk Free	10YUSTB*	30	média	01/10/1984	30/09/2014	5,64%
Retorno de Mercado	SPXTR*	30	média	out/84	set/14	13,20%
Inflação Americana	USCPI*	15	média	set/99	ago/14	2,41%
Risco País	JP Morgan EMBI+ BR*	15	mediana	01/10/1999	30/09/2014	2,62%
Risco de Crédito	Moody's Ratings	15	média	out/99	set/14	3,37%
Beta Americano	Cotações Ações*	5	média	01/10/2009	30/09/2014	0,65
Estrutura Americana	Relatórios Trimestrais*	5	média	01/10/2009	30/09/2014	45,20%
Estrutura Brasileira	BMP	3	média	2011	2013	48,76%

Fonte: ANEEL, nota técnica nº22/2015, jan,15.

Tabela 3- Metodologia ANEEL - Resultados do WACC

Definição	Valor
Custo do Capital Próprio Real Depois de Impostos	10,90%
Custo do Capital de Terceiros Real Depois de Impostos	5,14%
Alíquota de Impostos do Brasil	34%
Estrutura Regulatória do Brasil	48,76%
WACC Real Depois de Impostos	8,09%
WACC Real Antes de Impostos	12,26%

Fonte: ANEEL, nota técnica nº22/2015, jan,15.

5. O CUSTO DE CAPITAL – ALTERNATIVAS À METODOLOGIA ANEEL

Esta seção apresentará a metodologia para avaliação do Modelo de Custo de Capital Regulatório da ANEEL, o levantamento das alternativas ao modelo atual e a proposta deste Trabalho de Formatura.

5.1. Metodologia

Esse Trabalho de Formatura conta com uma extensa pesquisa dos modelos regulatórios de órgãos reguladores internacionais de distribuição elétrica para compor um *benchmark* capaz de levantar as alternativas passíveis de aplicação para definição do custo de capital regulatório. Fazem parte deste *benchmark* os seguintes países europeus levantados através de estudos do Conselho de Reguladores de Energia Europeus (do inglês, *Council of European Energy Regulators* – CEER) publicados em 2017 e em 2019:

- Europeus (23): Áustria, Bélgica, República Tcheca, Dinamarca, Estônia, Finlândia, França, Alemanha, Reino Unido, Grécia, Hungria, Itália, Irlanda, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, Holanda, Noruega, Polônia, Portugal, Eslovênia, Espanha e Suécia

Além das práticas internacionais europeias, foram avaliadas as práticas de alguns países latino-americanos para aproximação das características do mercado brasileiro. São eles:

- Latino Americanos (6): Colômbia, Argentina, Chile, Panamá, Perú e Uruguai

Além dos órgãos internacionais, este trabalho conta com uma pesquisa dos modelos de custo de capital regulatório de órgãos reguladores de serviços públicos nacionais. Fazem parte deste *benchmark* os seguintes órgãos reguladores:

- Órgãos reguladores nacionais de outros setores (5): ANTT – Transportes; Arsesp, Adasa e Agepar – Saneamento; SEDECTES – distribuição de gás.

Além da consulta aos modelos regulatórios desses 29 países e 5 órgãos reguladores nacionais, este trabalho é impactado pelas contribuições públicas feitas à ANEEL no contexto da definição do custo de capital regulatório, bem como a avaliação dos modelos anteriores ao atual aplicado pela ANEEL.

Por fim, compõem as alternativas apresentadas por este Trabalho de Formatura o Relatório de Impacto Regulatório da ANEEL, criado em 2018 com o intuito de apresentar as alternativas propostas pela Agência para discussão, as contribuições públicas levantadas pela proposta e a reavaliação da Agência publicada em março de 2019, com análise das contribuições recebidas.

A estrutura do capítulo seguirá a estrutura do capítulo anterior, tratando cada componente do custo de capital com um viés modular, buscando otimizá-lo em questão de metodologia visando a assertividade das escolhas discricionárias da Agência.

Ao final de cada capítulo, o autor deste Trabalho de Formatura optará pela alternativa que julgar cabível, apresentando o racional por trás da escolha para fim de criação de uma proposta para contribuição pública à ANEEL.

5.2. O modelo teórico de custo de capital

Como salientado na seção anterior, a atual metodologia da ANEEL consiste na aplicação do modelo WACC, para obtenção do custo de capital regulatório das distribuidoras de acordo com o custo de capital próprio e de terceiros das distribuidoras ponderado pela participação destes no montante total.

Além da metodologia WACC, outras duas práticas foram encontradas no *benchmark* levantado: arbitrariedade e a fixação de prêmio a um título público.

A arbitrariedade da taxa de custo de capital é praticada na Alemanha, onde o custo do capital próprio é definido por lei (9,05% em valores nominais) e o custo do capital de terceiros tratado separadamente, visando compensar o custo eficiente de fato incorrido, conforme relatado pelo órgão regulador do país à CEER. Outro país que faz prática da arbitrariedade é o Chile, com a definição do custo de capital regulatório nominal em 10% ao ano (CEER, 2017; ENEL, 2018)

Essa alternativa tem como benefício a simplicidade do cálculo. Mas, em contra partida, concentra grande impacto sobre a remuneração das distribuidoras em apenas uma decisão discricionária. Também é uma desvantagem da alternativa o caráter estático que assume, não se ajustando às variações das condições econômicas do setor.

Já a fixação de um prêmio sobre um título público, uma das alternativas apontadas pela ANEEL em seu Relatório de Análise de Impacto Regulatório de 2018, foi encontrada no Panamá e na Espanha, onde o custo de capital das concessionárias de distribuição elétrica é definido como um prêmio sobre a taxa livre de risco. Para os países citados, o prêmio definido é de, respectivamente, 6 e 2 pontos percentuais sobre a taxa livre de risco, com o Panamá adotando o título federal Norte-Americano de maturidade 30 anos, enquanto a Espanha utiliza o próprio título federal com maturidade de 10 anos. (ASEP, 2014; CEER, 2017; ANEEL, 2018)

Seu benefício, assim como a arbitrariedade, reside na simplicidade do cálculo através de poucas decisões discricionárias a serem feitas. Contudo, a alternativa também concentra enorme impacto sobre a remuneração das distribuidoras em apenas duas decisões discricionárias, acrescentando subjetividade e um caráter estático à definição do *spread* sob o título de referência que vão contra o objetivo apontado pela ANEEL para regulação do setor.

Acrescenta-se ainda que o órgão regulador da França não apresentou uma metodologia específica para o cálculo do custo de capital regulatório. Tal fato, possivelmente, se relaciona ao fato de que, nesse país, a distribuição pública é feita por uma empresa estatal, a Enedis, responsável por 95% da distribuição elétrica francesa, tornando a necessidade de regulação com viés financeiro menos rígida visto o não objetivo de lucro econômico dessas instituições. (ENEDIS, 2019)

Nos demais 29 órgãos reguladores levantados, a metodologia adotada é a do WACC, tornando-a a metodologia mais aplicada por reguladores do serviço de energia elétrica no mundo.

Diante das alternativas apresentadas, a proposta deste Trabalho de Formatura é a manutenção da metodologia WACC devido à sua ampla aceitação nacional e internacional e bem como por se tratar da continuidade do modelo atual, reduzindo o impacto regulatório da proposta.

5.3. Metodologia de definição da estrutura capital regulatória

A estrutura de capital regulatória é essencial para a determinação da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital pelo WACC, pois permite a ponderação entre os custos de capital próprio e de terceiros. Tal equilíbrio é vital para o resultado de uma empresa visto que o capital de terceiros tende a ter um custo menor que o capital próprio em virtude de seu menor grau de risco e seu benefício fiscal associado; entretanto, o excesso de dívidas pode comprometer a liquidez e a saúde financeira da empresa, aumentando e muito o risco exercido sob o capital próprio. (ANEEL, 2018)

No levantamento realizado, quatro grandes abordagens são adotadas para a definição da estrutura: arbitrariedade, *benchmark*, valor teórico e valor efetivo para cada regulada.

A arbitrariedade consiste na definição da estrutura de capital sem uma metodologia implícita para a sua obtenção. De forma geral, os órgãos reguladores que utilizam esta metodologia costumam justificar sua arbitrariedade de maneira heurística, ou seja, através de um processo decisório prático e fácil, ainda que, para isso, sacrifique-se um pouco do preciosismo de obtenção de informações aprofundadas e metodologias robustas. É o caso da Lituânia e da Suécia, que adotam alavancagens de 60% e 50%, respectivamente, com as justificativas de que o baixo risco do setor permite uma alta alavancagem e a estimativa das alavancagens médias das distribuidoras nacionais e internacionais. Na América Latina, a Colômbia adota essa mesma metodologia, estabelecendo a participação do capital de terceiros em 40%. (CEER, 2017; CREG 2015)

O *Benchmark* consiste na análise média de endividamento de um certo espaço amostral definido. Essa é hoje a metodologia adotada pela ANEEL, que define o espaço amostral como sendo as distribuidoras nacionais de energia elétrica, e removendo desta amostra os dados de empresas que apresentaram, em qualquer ano da amostra, patrimônio líquido negativo, estrutura negativa ou endividamento nulo. (ANEEL, 2018)

Além da ANEEL, a Argentina é outro país da América Latina que utiliza um *benchmark*; entretanto, para tal, utilizam-se de uma tática de expansão do espaço amostral através da média da alavancagem financeira das distribuidoras elétricas latino-americanas, obtendo uma alavancagem de 49,5%. Outro país que se utiliza da técnica de expansão do espaço amostral é a República Tcheca, que, recorrendo às distribuidoras de seu continente, obtém uma estrutura média de endividamento de 45,75%. (QUANTUM, 2016; CEER, 2017)

A terceira abordagem, o valor teórico, consiste em obter a alavancagem ideal que otimiza a estrutura financeira da distribuidora, ou seja, o grau de alavancagem financeira que resulte numa otimização do custo de capital através da maximização dos benefícios advindos pela participação do capital de terceiros em equilíbrio ao *stress* aplicado sobre o capital próprio em virtude do comprometimento da liquidez ou aumento do risco financeiro da empresa.

A Áustria é um exemplo de aplicação desta metodologia, estipulando uma alavancagem ideal de 60% com base em relatórios de especialistas no assunto. Portugal, Irlanda e Reino Unido também aplicam uma metodologia teórica visando a otimização da estrutura e apontam alavancagens de 55%, 55% e 65%, respectivamente, sob a justificativa de estes serem os valores ótimos de alavancagem visando uma liquidez e um grau de risco de investimento saudáveis. (CEER, 2017)

Por fim, a última abordagem levantada nos estudos diz respeito à adoção do valor efetivo de estruturação econômica apresentada pela empresa regulada. É o caso da Alemanha, que utiliza o valor efetivo da regulada; entretanto, esta estipula um endividamento mínimo de 60% visando estimular uma alavancagem mínima vista pelo regulador como necessária à eficiência do sistema. A Lituânia e a Grécia são outros exemplos de países que utilizam essa abordagem. (CEER, 2017)

A proposta deste Trabalho de Formatura consiste na abordagem teórica, visando a obtenção da estruturação ótima de capital. Tal escolha se sustenta no fato de que, apesar de não haver uma convergência dos órgãos reguladores internacionais, esta é a metodologia aplicada por um dos órgãos reguladores mais amadurecidos do mundo e que de muito nos serviu de exemplo no passado, o do Reino Unido. (CEER, 2017)

Além disso, a ideia de abstrair-se um pouco da alavancagem real das distribuidoras e buscar um valor de endividamento que otimize a estruturação financeira corrobora com a ideia de regulação por incentivos à medida que pressiona as distribuidoras a serem mais eficientes e eliminam-se possíveis ineficiências financeiras que o mercado possa apresentar.

Tal justificativa vai ao encontro ao objetivo apontado pela ANEEL de estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não se confunde com o nível de endividamento efetivamente realizado pela empresa regulada, que pode estar imbuído de ineficiências. (ANEEL, 2018).

Essa alternativa também foi escolhida devido aos contra argumentos que as demais alternativas levantadas apresentam. A arbitrariedade, como já salientado, vai contra a abertura de diálogo e discussões a respeito da regulação financeira promovidos pela Agência e contra a característica dinâmica e adaptável do modelo aos diferentes contextos econômicos, causando maior tensão nas discussões entre os lados envolvidos e, portanto, sendo uma alternativa descartada por este Trabalho.

Já a alternativa de benchmark e de valor de alavancagem efetiva esbarram no argumento de que a estruturação efetiva das distribuidoras pode estar imbuída das chamadas ineficiências financeiras apontadas pela Agência. Ou seja, aplicar a estruturação efetiva da distribuidora ou a estruturação média das distribuidoras pode não representar a melhor alavancagem possível, repassando ao consumidor final um custo de ineficiência e sem qualquer pressão para sua alteração, indo contra os preceitos da regulação por incentivos.

Por fim, para definição do valor de alavancagem financeira teórico deste Trabalho de Formatura, mantém-se a adoção do *benchmark* internacional através da utilização da média do valor encontrado por todos os órgãos reguladores que utilizam a mesma metodologia.

Os países que apresentam a abordagem teórica levantados por este Trabalho de Formatura são: Áustria, Alemanha, Estônia, Finlândia, Reino Unido, Irlanda, Itália, Noruega, Polônia e Portugal. E estes países juntos apresentam uma média de alavancagem regulatória de 53,94%, sendo essa a expectativa de endividamento ideal a ser aplicada por este Trabalho de Formatura. (CEER, 2017)

Tabela 4 - Valor de endividamento teórico definidos pelos Órgãos Reguladores Europeus de Distribuição Elétrica

Áustria	Alemanha	Estônia	Finlândia	Reino Unido	Irlanda	Itália	Noruega	Polônia	Portugal
60,0%	60,0%	50,0%	40,0%	65,0%	55,0%	44,4%	60,0%	50,0%	55,0%

Fonte: CEER. Elaboração Própria

5.4. Metodologia do custo de capital próprio

Para o Custo de Capital Próprio, a metodologia padrão adotada pelos reguladores que utilizam a metodologia WACC é a CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), utilizada para

determinar a taxa de retorno teórica esperada de um determinado ativo em relação a uma carteira de mercado perfeitamente diversificada.

A questão a ser discutida nesse capítulo diz respeito, portanto, às adaptações passíveis do modelo tradicional para adequação das premissas do modelo. Ou seja, as adaptações necessárias ao modelo para adequação às condições de mercado apresentadas em países emergentes.

A primeira adaptação encontrada no *benchmark* é o CAPM Local, justamente a adaptação utilizada no atual modelo da ANEEL, que faz uso de um mercado externo para referência e uma variável (risco país) utilizada para associar o mercado externo ao mercado interno. Essa adaptação segue a premissa de que um mercado externo consolidado e robusto é mais capaz de suprir a premissa de competitividade do mercado e, assim, validar a utilização do modelo. (BARBOSA, 2004)

Esse modelo, inclusive, é o modelo utilizado por todas as demais reguladoras nacionais e latino-americanas levantadas no *Benchmark* que utilizam a metodologia WACC (Colômbia, Argentina, Uruguai e Perú), o que indica a aceitação dessa metodologia como forma de compensar a baixa robustez dos mercados emergentes nos países latino-americanos. (CREG 2015, QUANTUM 2016, URSEA 2005, OSINERG, 2005)

Outra adaptação levantada no *Benchmark* é a inclusão de um prêmio por risco de liquidez. A Finlândia adota um prêmio de 0,6% sobre o custo de capital regulatório obtido como forma de compensar a perda de liquidez que o investimento em infraestrutura apresenta. (CEER, 2017)

Há ainda adaptações como o risco cambial e o risco regulatório, encontrados no modelo referente ao 3º ciclo de revisão Tarifária da ANEEL, vigente entre 2010 e 2014. O primeiro consistia num prêmio pelo risco de desvalorização da moeda superior aos valores de inflação medida, acarretando numa ineficiência de mercado expressa pela possível falta de paridade das moedas e taxa de corretagens. O segundo, o risco regulatório, incidia como forma de ajustar a premissa de compra e venda de um ativo poder ser feita de a qualquer momento e com retenção de qualquer fração desejada, além de um prêmio pelo risco atrelado às instabilidades regulatórias. Ambas as adaptações não são encontradas mais no modelo atual da ANEEL. (ANEEL, 2010)

A Proposta deste Trabalho de Formatura consiste na manutenção do modelo CAPM Local. Tal proposta decorre do fato desse modelo apresentar unanimidade nos países latino-americanos pertencentes a este estudo que utilizam o WACC, visto que, possivelmente, estes países apresentam condições de mercado mais próximas do brasileiro.

Dessa forma, apesar do modelo CAPM tradicional possuir elevada popularidade dentre os países levantados no *benchmark*, devemos considerar a falta de maturidade do mercado brasileiro frente ao mercado europeu – que compõe a maior parte do *benchmark* – e que, conforme defendido por Damodaran (1999) e Barbosa (2004), caracterizam o mercado Brasileiro centrado na Ibovespa como inadequado à aplicação do modelo CAPM, exigindo o uso do CAPM adaptado com adoção do mercado externo de referência e uma variável de risco país (CAPM Local).

Quanto à agregação dos demais riscos apontados nesta seção, não se observa qualquer tendência ou popularização destes parâmetros nos reguladores do mundo inteiro, sendo sua aplicação um risco de superdimensionamento do risco do negócio à medida que estes valores permeiam as demais variáveis presentes no modelo. O risco cambial, segundo a ANEEL em sua Nota Técnica nº 22 de 2015, apresenta um comportamento sistemático de risco já abordado no risco país e na variável de inflação, enquanto o risco regulatório foi removido devido à falta de evidência da influência deste risco em abordagens empíricas. (ANEEL, 2015)

5.4.1. Taxa livre de risco

Segundo Damodaran (1999), para que uma taxa seja considerada como livre de risco, não deve haver risco de inadimplência do emissor do título. Assim, os únicos títulos que podem ser considerados como livres de risco são títulos de governo, em função de seu poder de emitir moeda e pagar os valores nominais do título emitido, ainda que esta medida apresente um impacto inflacionário carregado. (ANEEL, 2019)

Em relação ao *Benchmark*, valendo-se dos países latino-americanos e dos demais órgãos reguladores nacionais que apresentam a metodologia similar para cálculo do custo de

capital próprio, observa-se ampla adoção do título governamental estadunidense, cuja preferência pode estar associada à robustez e proximidade do mercado em questão.

Dessa forma, mantém-se o título governamental do governo dos Estados Unidos como referência para este Trabalho de Formatura, com os parâmetros necessários ao seu cálculo – a maturidade do título em questão, a janela de tempo e o tratamento dos dados – tratados a seguir.

5.4.1.1. Maturidade

No que diz respeito à maturidade do título de referência livre de risco, o *benchmark* internacional constata leve preferência aos títulos com 10 anos de maturidade. Na Europa, eles são usados de referência por República Tcheca, Bélgica, Estônia, Finlândia, Grécia, Lituânia, Itália, Polônia, Holanda e Portugal; e na América-Latina por Colômbia e Argentina. Já os títulos de maturidade 30 anos são preferidos pela Eslovênia, Suécia, Panamá, Uruguai e Peru. Há ainda países como a Reino Unido, Áustria, Alemanha, Irlanda e Luxemburgo que utilizam uma composição de títulos públicos com diferentes maturidades para o cálculo da taxa livre de risco. (CEER, 2017; CREG, 2015; QUANTUM, 2016; URSEA, 2005; OSINERG, 2005; ASEP 2014)

Contudo, a atual conjuntura internacional levemente a favor de um título de maturidade de 10 anos em muito pode ser atribuída à menor maturidade do mercado de títulos com maturidade de 30 anos ou superior. Inclusive, o governo dos Estados Unidos, com uma economia robusta, optou por cessar a emissão de títulos de dívida pública com maturidade superior a 30 anos entre o período de 2001 e 2005. Ou seja, isso mostra uma fragilidade do mercado do título que pode explicar a leve preferência internacional pelos títulos com maturidade de 10 anos. (PEDELL, 2006)

Outro fator que promove a maior utilização dos títulos de 10 anos diz respeito à preferência deste título para a valoração de empresas maduras. Segundo Damodaran (1999), empresas maduras no mercado apresentam uma expectativa de fluxo de caixa descontado que o aproximam das características do título público com maturidade de 10 anos, o que populariza a utilização do título em questão, enquanto empresas em

crescimento apresentam grande relevância no fluxo de caixa futuro, com a maturidade apropriada em torno de 20 a 25 anos. (ANEEL 2019)

Entretanto, ao se considerar as características particulares de uma empresa regulada no setor de infraestrutura, o fluxo de caixa futuro apresenta grande relevância por conta do menor risco atrelado ao investimento (a ser evidenciado pelo fator Beta), tornando o risco e a taxa de desconto do fluxo de caixa futuro menores, consequentemente, aumentando a significância do fluxo de caixa futuro.

Dessa forma, entende-se que a preferência internacional seja reflexo da disponibilidade de informações e quantidade de títulos emitidos pelo governo de referência, bem como do maior uso das metodologias de custo de capital atreladas a empresas a risco de mercado, o que justifica a utilização majoritária no *benchmark* internacional, mas que não necessariamente o valida para aplicação nas distribuidoras brasileiras.

Seguindo-se então para uma abordagem teórica de escolha da maturidade, este trabalho é favorável ao uso do título de 30 anos. Tal proposta é baseada em 4 argumentos: horizonte de investimento, liquidez, volatilidade e *duration*.

No quesito horizonte de investimento, o estudo da Universidade de Brasília aponta uma vida útil média dos ativos das concessionárias de distribuição brasileira em torno de 26 anos, com os prazos das concessões de distribuição elétrica variando entre 20 e 50 anos (UNB, 2013). Tal fato, segundo Pedell (2016), é o fator primordial para definição da maturidade do título livre de risco.

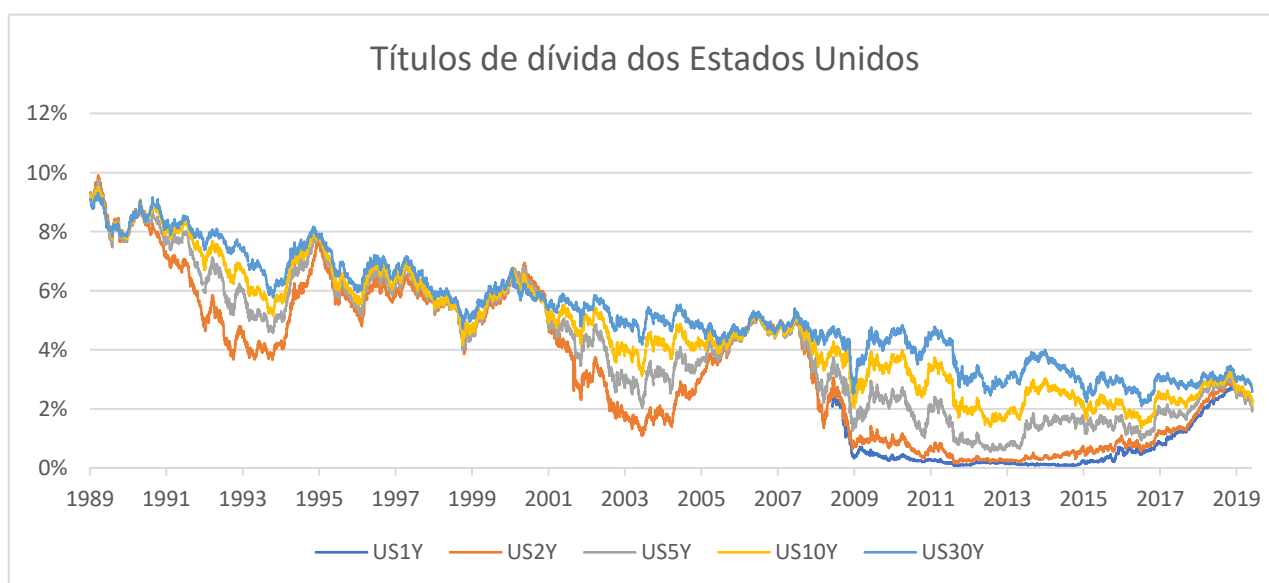
“O retorno de títulos governamentais geralmente é proposto como uma aproximação da taxa de juros sem risco. (...) A vida útil deste, em princípio, deve corresponder ao horizonte de compromisso do capital que, em muitos casos, é igual à vida econômica dos ativos em que o capital foi investido. Caso contrário, há risco de mudança da taxa de juros que alimenta o custo do capital. Para um grande número de investimentos em serviços regulamentados, a citar, setores de eletricidade e gás natural que exibem compromissos de capital longos, os títulos de 30 anos são utilizados/indicados.” (PEDELL, 2006)

Dessa forma, não só pelo horizonte de vida útil do investimento em infraestrutura, mas sobretudo pelo compromisso de longo prazo advindo de uma concessão de distribuição, o horizonte de investimento sustenta a utilização dos títulos de maior maturidade, ou seja, de 30 anos.

No que tange à liquidez, o título americano de 30 anos apresenta uma liquidez menor que o título de 10 anos por conta do maior horizonte de tempo para a recuperação do valor investido (VILLAÇA, 1969). Tal fato, de maneira intuitiva, faz com que liquidez de títulos de maior maturidade se aproxime à liquidez dos investimentos em distribuição elétrica como um todo, uma vez que a assinatura de um contrato de concessão define um compromisso de 20 a 50 anos de investimentos. Adiciona-se ainda o fato de os títulos federais serem comercializados diariamente no mercado secundário, o que lhes garante maior liquidez.

O terceiro argumento está pautado na maior estabilidade do título de maior maturidade. Tal estabilidade entende-se como fundamental aos investimentos no setor elétrico em virtude do horizonte do investimento em questão.

Figura 5 - Retorno histórico dos títulos governamentais dos Estados Unidos



Fonte: investing; Elaboração própria.

Por fim, o argumento da *duration* é justamente o argumento chave da ANEEL para justificar a adoção do título de 10 anos. O termo, criado como indicador de finanças empresariais, em 1938, pelo financista Macaulay, exprime a sensibilidade do preço de um título prefixado a mudanças nas taxas de juros através da ponderação do prazo médio de recebimento dos fluxos financeiros pelo valor presente desses fluxos. (BCB, 2019)

Para a ANEEL a remuneração gerada por um ativo de distribuição elétrica apresenta uma *duration* similar à do título de maturidade de 10 anos, ou seja, o fluxo de caixa descontado gerado por ambos os investimentos apresentam uma distribuição ao longo do tempo de

tal forma que ambos apresentem uma média em torno de 8 anos para recebimento médio ponderado do fluxo de caixa descontado. (ANEEL, 2019)

Tabela 5- “Duration” de títulos públicos estadunidenses

	US10Y*	US30Y*
Yeld	2,13%	2,62%
Coupon	2,38%	2,88%
Duration	8,97	20,58

** Considerados os valores estáticos dos títulos no mercado secundário em 10/06/2019*

Fonte: WSJ Markets. Elaboração própria.

De fato, tal premissa é verdadeira; o fluxo de caixa oriundo de um ativo de distribuição elétrica, considerando-se a remuneração do capital investido (8,09% conforme metodologia vigente) e a cota de depreciação (26 anos de vida útil conforme estudo da UNB), somados e descontados pelo custo de capital livre de risco (5,64% conforme metodologia vigente), implicam em uma *duration* média 7,65 anos, próxima aos 8,97 anos do título US10Y.

Entretanto, este Trabalho de Formatura defende que a comparação não deve ser com a remuneração do ativo isolado, e sim com o conjunto de ativos que formam o portfólio da concessionária. A justificativa para tal mudança de referência decorre do compromisso de investimento ao qual a concessionária se propõe ao assinar um contrato de concessão. Essa premissa subentende que a taxa de depreciação serve para a reposição e manutenção dos portfólios de ativos, mantendo a Base de Ativos líquidas constantes, substituindo o horizonte de vida útil do ativo pelo horizonte de compromisso de investimento assinado no termo de concessão.

Com esta mudança de referência, a *duration* oriunda de um portfólio constante de ativos de distribuição elétrica no horizonte de 30 anos (período arbitrário dentro da banda de prazos de concessão apontados pela UNB, de 20 e 50 anos), com remuneração de capital de 8,09% e taxa de desconto de 5,64%, é de 14,2 anos, o que a aproxima do título de maior maturidade.

Tabela 6- Comparação de durations do fluxo de caixa de títulos governamentais e ativos de distribuidora

	Ativo de distribuição	Concessionária
Taxa de desconto	5,64%	5,64%
Custo de Capital	8,09%	8,09%
Horizonte	26 anos	30 anos
Quota de Depreciação Regulatória	3,85%	-
Duration	7,65	14,20

Fonte: ANEEL (2015) e UNB (2013). Elaboração própria.

Essa mudança de referência encontra sustentação na literatura através de Roger Morin (2006), que defende que a comparação do fluxo de caixa do título público deve ser realizada aos rendimentos da concessionária, e não aos rendimentos de um ativo em exclusivo.

“No nível conceitual, uma vez que as ações ordinárias são um investimento de longo prazo e o fluxo de caixa para os investidores na forma de dividendos dura indefinidamente, o rendimento dos títulos do governo de longo prazo, ou seja, o rendimento dos títulos do Tesouro a 30 anos, é a melhor medida da taxa livre de risco para uso nos métodos CAPM” (MORIN, 2006)

Dessa forma, a proposta deste Trabalho de Formatura é a adoção dos títulos governamentais do Estados Unidos com maturidade de 30 anos (US30YT=X), em acordo com as contribuições públicas da Abrate, Abradee, CEEE, Neoenergia, Equatorial e Cteep. (ANEEL, 2019)

5.4.1.2. Janela temporal e tratamento de dados

O parâmetro de janela de tempo de observação também não apresenta convergência na literatura internacional. Enquanto países como Finlândia adotam janelas de 6 meses, países como a Argentina apresentam janelas de 10 anos. A tabela abaixo apresenta as janelas adotadas por alguns países do *Benchmark*. (CEER, 2017; QUANTUM, 2016).

Tabela 7 - Janela Temporal observada para Taxa Livre de risco

Áustria	Rep. Tcheca	Alemanha	Espanha	Finlândia	Itália	Lituânia	Holanda	Polônia
5 anos	10 anos	10 anos	5 anos	6 meses	1 anos	10 anos	3 anos	18 meses

Fonte: CEER, Elaboração própria.

Contudo, apesar de não haver uma convergência nas práticas internacionais, percebe-se uma adoção de janela temporal bastante inferior aos 30 anos adotados pela ANEEL.

Agrega-se a esse consenso de janela temporal inferior a 30 anos a tendência observável no gráfico de rendimento do título público norte americano apresentada na Figura 6, que expressa uma tendência de queda na taxa nos últimos 40 anos com aparente normalização numa janela mais recente.

Figura 6 - Taxa de rendimento do título americano de 30 anos



Fonte: Investing. Elaboração Própria

Desta forma, a proposta metodológica para a janela temporal é a redução desta para uma janela de 10 anos, de forma a aproximar o valor praticado da banda de valores observados nas práticas internacionais e utilizar-se de uma janela temporal mais estável e sem presença de grandes tendências.

Por fim, em relação ao tratamento dos dados observados, o *benchmark* internacional com base nos documentos levantados por este estudo não aponta qualquer mecanismo de tratamento estatístico dos dados, com o termo de medida central adotado pautado, majoritariamente, na média.

Dessa forma, propõe-se a adoção de uma taxa de livre de risco pautada na média dos últimos 10 anos do título governamental norte-americano com maturidade de 30 anos e valores diários. Tal metodologia, aplicada com referência em junho de 2019, resulta numa taxa de 3,28% ao ano.

5.4.2. Prêmio de risco de mercado

Para definição da taxa de retorno do mercado regulatório, duas metodologias foram levantadas via *benchmark*: a teórica e a histórica.

A teórica busca estimar o prêmio de risco do mercado com base na avaliação de economistas pautada no comportamento histórico das taxas e na expectativa futura. É o caso da Áustria, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Lituânia, Holanda, Noruega, Polônia, Eslovênia e Suécia, que adotam valores, respectivamente, de 5%, 5%, 5%, 5%, 4%, 4%, 4,75%, 4,6%, 5%, 5%, 4,2%, 5 % e 5%. Ou seja, uma abordagem teórica converge para o uso de 4% a 5% de taxa de prêmio de mercado. (CEER, 2017)

Já a abordagem histórica, utilizada pelos demais órgãos reguladores do *benchmark*, utiliza-se da média de retorno esperado para o mercado de referência em concordância com a metodologia de CAPM local. No caso do mercado norte-americano, a carteira de referência básica do mercado é a S&P500, composta por quinhentos ativos (ações) cotados nas bolsas de NYSE ou NASDAQ, qualificados devido ao seu tamanho de mercado, sua liquidez e sua representação de grupo industrial. (ANEEL, 2014)

Diante da baixa convergência das abordagens, opta-se por promover poucas mudanças ao modelo atual, não alterando decisões discricionárias sem que haja argumentos contundentes que sustentem a mudança. Portanto, a abordagem histórica atual será mantida, e, como forma de validação, verificaremos se resulta num valor próximo da banda teórica apresentada pelo *benchmark* internacional.

5.4.2.1. Janela temporal e Tratamento dos dados

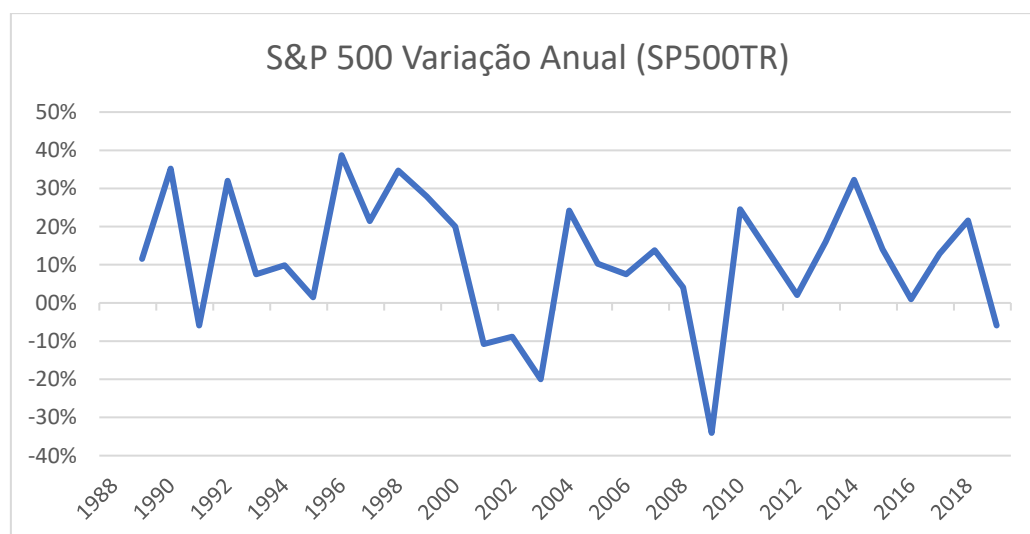
No quesito de janela temporal para observação das taxas de retorno esperadas no mercado, a recomendação de Damodaran (1999) é a adoção de uma janela temporal grande o suficiente para evitar o surgimento de distorções em função de bolhas especulativas e crises financeiras. Conforme apontado no referencial teórico, estas não devem ser desconsideradas, entretanto, ao adotar períodos mais longos, de no mínimo 50 anos, acredita-se que o desvio padrão da amostra aproxime-se do observado no mercado.

O *benchmark* internacional latino-americano segue esse padrão, com todos os países que adotam a abordagem histórica utilizando-se da máxima série temporal disponível (ou próximo da máxima série para evitar a volatilidade inicial registrada) em seus mercados de referência. (CREG 2015, QUANTUM 2016, URSEA 2005, OSINERG, 2005)

Dessa maneira, a proposta deste Trabalho consiste na ampliação da janela temporal atualmente aplicada pela ANEEL, de 30 anos, para toda a série de dados disponível afim de diluir ao máximo a volatilidade da carteira e capturar a verdadeira expectativa dos ganhos de mercado. No entanto, no caso deste Trabalho de Formatura, a série máxima disponível foi de janeiro de 1988 em diante, sendo este o período de cálculo nesse estudo.

Apesar da não disponibilidade de uma série mais extensa, a série selecionada, conforme demonstrado no Figura 6, já é capaz de abranger diversos ciclos de altas e quedas do mercado, diluindo os efeitos cíclicos da economia e satisfazendo as condições apontadas por Damodaran (1999).

Figura 7 - Retorno mensal acumulado de 12 meses do S&P500



Fonte: Yahoo Finance. Elaboração própria

Já em relação ao tratamento de dados da série, observa-se que a volatilidade da série é inerente à mesma e a aplicação da janela temporal mais extensa busca justamente equilibrar essa volatilidade.

Dessa forma, seguindo a recomendação de Damodaran (1999) e seguindo os países latino-americanos que utilizam a abordagem histórica, define-se a taxa de retorno de mercado como a média dos valores mensais do S&P500 (SP500TR) de fevereiro de 1988 a maio

de 2019. Tal metodologia resulta numa taxa de mercado de 11,52% ao ano, que, ao subtrair-se a taxa livre de risco de 3,28%, representa um prêmio de mercado de 8,25%.

Destaca-se que o valor de prêmio de risco do mercado é consideravelmente acima do valor obtido pelos reguladores europeus com abordagens teóricas. Contudo, a taxa de mercado de 11,52% representa uma redução de 1,68% no valor praticado, aproximando-se mais do valor teórico apontado pelos reguladores europeus.

5.4.3. O parâmetro Beta

O parâmetro beta associa o risco de um investimento ao risco do mercado, avaliando o quanto o retorno do investimento está relacionado ao retorno do mercado como um todo. (BREALEY; MEYERS; ALLEN, 2012)

Para o cálculo do beta regulatório, as decisões discricionárias chaves dizem respeito à seleção dos ativos da carteira a ser confrontada com o mercado de referência e a sua metodologia, que engloba decisões quanto a série e a janela temporal utilizada para o cálculo.

5.4.3.1. Carteira de ativos

Dada a referência no mercado americano apresentado pelo índice S&P 500, é preciso selecionar a amostra de empresas contidas na carteira que melhor se assemelham à característica da empresa que queremos avaliar, no caso, distribuidoras de energia elétrica.

Hoje, adotam-se como amostra de empresas de energia elétrica para o cálculo do Beta os membros do *Edison Electric Institute* – EEI, organização que agrega a maior parte das empresas do setor elétrico estadunidense. (ANEEL, 2014)

O problema, entretanto, decorre da estrutura do setor elétrico estadunidense, que difere da estrutura brasileira por conta da verticalização da cadeia, ou seja, empresas elétricas atuantes nas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. (ANEEL, 2018)

Tabela 8 - Composição histórica da carteira de ativos para cálculo do Beta

Data	Revisão - Segmento	Empresas americanas da amostra	Quant.	Janela	Medida	EUA	Brasil
						Desalav.	Alav.
mai-13	3ª RTP – T	Membros do EEI, cujos ativos de T e D fossem ao menos 50% dos ativos totais.	15	5 anos	Média	0,44	0,88
mar-14	1ª RTP – G	Membros do EEI, cujos ativos de T e D fossem ao menos 50% dos ativos totais.	15	250 semanas	Média	0,44	0,73
jan-15	4ª RTP – D	Membros do EEI, com ações negociadas na bolsa de valores e adequada liquidez	27	5 anos	Média	0,43	0,70

Fonte: Relatório de impacto Regulatório da ANEEL, 2018

Entretanto, o tratamento do espaço amostral das empresas mostra baixíssimo impacto no valor calculado para o beta. No tratamento com a seleção de empresas do grupo EEI com ao menos 50% de sua receita atrelada à atividade de distribuição e transmissão, o Beta desalavancado foi calculado na última revisão tarifária (com referência em 2014) em 0,44, enquanto a mesma metodologia aplicada para um espaço amostral sem seleção das empresas produziu um beta desalavancado de 0,43.

Contudo, diante da indiferença apresentada pelo tratamento e seleção da carteira EEI, a proposta deste Trabalho é a adoção dos Membros do EEI cujos ativos de Transmissão e Distribuição sejam ao menos 50% dos ativos totais conforme classificação da ANEEL (2018). Tal proposta é baseada na aproximação da metodologia da distribuição aos demais setores regulados pela ANEEL.

Figura 8- Percentual dos ativos do segmento sobre o ativo total das empresas membros do EEI – base 2016

Transmissão	Distribuição	Transmissão / Distribuição
<ul style="list-style-type: none"> • NorthWestern Corporation (52%) 	<ul style="list-style-type: none"> • CenterPoint Energy, Inc. (61%) • Edison International (52%) • Eversource Energy (51%) • Exelon Corporation (53%) • FirstEnergy Corp.(63%) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ameren Corporation (52%) • American Electric Power Company, Inc. (57%) • CenterPoint Energy, Inc. (61%) • Consolidated Edison, Inc. (51%) • Edison International (81%) • Eversource Energy (82%) • Exelon Corporation (53%) • FirstEnergy Corp. (83%) • NorthWestern Corporation (52%) • OGE Energy Corp. (60%) • PG&E Corporation (59%) • PPL Corporation (64%)

Fonte: Relatório de Impacto Regulatório da ANEEL, 2018

5.4.3.2. Metodologia de cálculo

No quesito metodologia de cálculo, as variáveis-chaves a serem definidas para o cálculo são a frequência dos dados observados, a janela temporal observada e as carteiras comparadas.

Em relação a frequência dos dados, segundo Damodaran (1999), o uso de dados mensais é a melhor escolha para o cálculo, visto que este é capaz de avaliar melhor a verdadeira rentabilidade da carteira selecionada. Isso porque, segundo o autor, as ações não são negociadas a todo o momento (*non-trading problem*) e as curtas janelas de observação podem ser impactadas por este problema, levando à incorreta precificação do ativo e impactando os dados diários e até mesmo semanais. Entretanto, a observação trimestral ou anual exige um aumento do horizonte de observação do ativo para uso da regressão desaconselhável pelo autor, pois pode abranger reestruturações e mudança das características da empresa com impacto em seu desempenho.

No quesito janela temporal, Damodaran (1999) defende que, uma vez adotada a frequência de observação mensal, o horizonte de observação de 3 anos é suficiente para angariar dados para convergência da regressão.

Contudo, devido ao histórico de adoção de janela temporal de 5 anos e a estabilidade esperada das empresas do setor no quesito alavancagem financeira e portfólio de produtos, adota-se uma janela temporal de 5 anos em manutenção à metodologia atual.

Por fim, no que diz respeito à comparação de carteiras, esta, conforme estabelecido na seção anterior, será feita através da comparação de empresas do grupo EEI com ao menos 50% de sua receita atrelada à atividade de distribuição e transmissão com a carteira S&P500 (SP500TX), com o beta histórico alavancado resultando da regressão dessas duas carteiras comparadas.

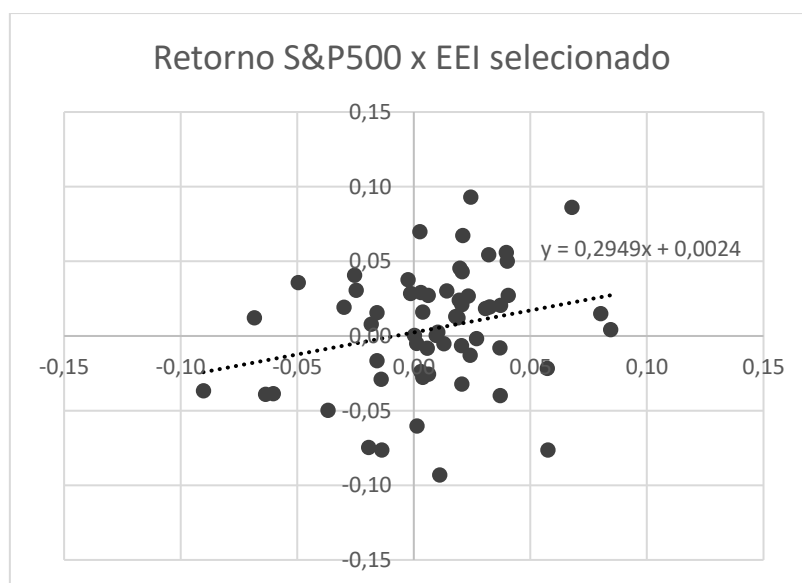
Depois, então, a metodologia prevê a desalavancagem do beta obtido e o ajuste dos Betas de Blume, conforme mencionado na seção 3.6.1 deste Trabalho de Formatura, cálculo do Beta alavancado esperado.

Dessa maneira, diante da falta de abertura metodológica do cálculo da variável no *benchmark* levantado, a proposta deste trabalho segue a abordagem teórica de Damodaran (1999) com a utilização de dados mensais, sob uma janela temporal de 5 anos para as

empresas membros do EEI com ao menos 50% dos seus ativos no mercado de distribuição e transmissão em relação ao mercado S&P500.

O resultado dessa metodologia para a referência de junho de 2019 é de um beta alavancado de 0,29, conforme mostrado na Figura 9, sendo este o valor do beta alavancado da carteira analisada.

Figura 9- Regressão linear Retorno S&P500 x Retorno EEI selecionado



Fonte: Investing. Elaboração Própria

Quando considerada a alavancagem média das empresas que compõem a carteira na referência do levantamento dos dados – de 53,1% – e a tributação norte-americana efetiva média – de cerca de 33,3%, de acordo com relatório da PWC (2016) – o resultado é um Beta desalavancado de 0,17.

Por fim, o ajuste dos Betas de Blume implica num Beta desalavancado esperado de 0,45, sendo este o valor do parâmetro Beta a ser utilizado por este Trabalho de Formatura.

5.4.4. Taxa de risco país

Por usar o mercado dos Estados Unidos como referência para parâmetros como taxa livre de risco, beta e prêmio de risco de mercado, é preciso adaptar o modelo para aplicá-lo a empreendimentos no Brasil conforme metodologia do CAPM Local. A adequação é feita por meio da inclusão do prêmio de risco país, que como citado na seção de custo de capital

próprio, se justifica com nos modelos latino americanos de regulação do setor elétrico por conta do caráter emergente de seus mercados e da falta de robustez para garantia de cumprimento das premissas que validam o modelo CAPM. (BARBOSA, 2004)

Além dos países latino-americanos, Hungria, Grécia, Letônia, Portugal, Itália e Estônia utilizam a metodologia com uma variável para ajuste de referências de mercado. Para tal variável, as decisões discricionárias a serem tomadas referem-se ao título de referência, a janela temporal e tratamento dos dados. (CEER, 2017)

5.4.4.1. Título de referência

Para definição do título de referência a ser utilizado, o *benchmark* consiste, basicamente, na comparação do título do tesouro federal nacional com o título do tesouro do mercado de referência – adotado como a taxa livre de risco – nas mesmas características de maturidade. Entretanto, essa comparação pode ser feita sob diversas maneiras.

Atualmente a ANEEL utiliza-se do *Emerging Market Bond Index plus Br* (EMBI+ Br), índice calculado pelo banco J.P. Morgan para o Brasil, que mede o desempenho dos títulos da dívida do Brasil em relação aos retornos de títulos do Tesouro dos Estados Unidos. Tal indicador é tido como o “termômetro” de confiança do mercado financeiro em relação à economia e à capacidade de cumprimento de obrigações fiscais do país. Tal utilização de um índice de mercado também é aplicada na Argentina e demais órgãos reguladores nacionais, utilizando-se inclusive do mesmo índice, o EMBI+. (ANEEL, 2018; QUANTUM 2016)

Outra opção é a comparação dos títulos emitidos pelos órgãos federais de cada um dos países diretamente. A Colômbia, por exemplo, utiliza o SWAP entre os países, já a Holanda utiliza a comparação direta da rentabilidade averiguada no título governamental de seu país comparado ao do título do mercado de referência (no caso, da Alemanha). (CEER, 2017)

Ambas as metodologias apresentam semelhanças de conceitos e objetivos, tratando-se de uma escolha discricionária para favorecimento de um título em detrimento de outro. Dessa forma, visto a ausência de predominância entre os órgãos reguladores observados e de uma corrente teórica em favor de uma das metodologias e mantendo-se o objetivo de

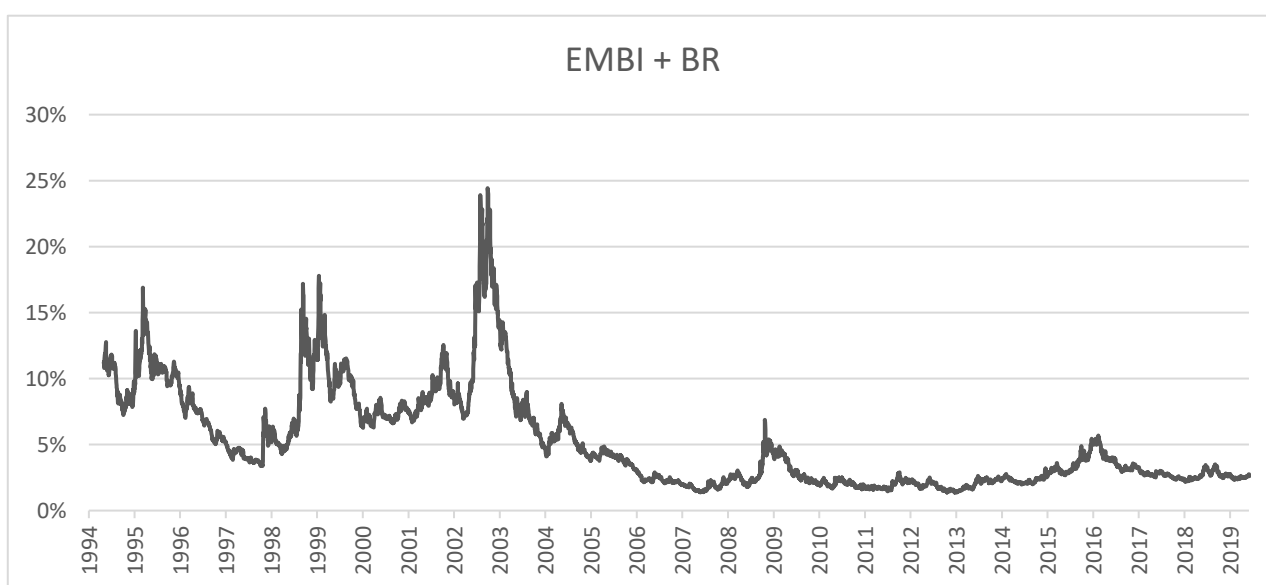
menor ruptura possível com o atual modelo, a proposta deste Trabalho de Formatura consiste na manutenção do índice EMBI+ Brasil, promovendo a continuidade do modelo regulatório.

5.4.4.2. Janela temporal e tratamento de dados

Uma vez escolhido o indicador de risco de crédito soberano, questões como medida de tendência central e janela de cálculo tem tomado grande proporção nas discussões, de maneira que a inclusão desse parâmetro na metodologia, embora conceitualmente correta, não tem alcançado consenso na forma de aplicação. (ANEEL, 2019)

Parte do problema tem relação com a volatilidade do indicador, especialmente nos períodos anteriores e próximos às eleições de 2002, quando o indicador apresentou alta instabilidade, conforme constatado no Gráfico 5. Em face dessas questões, a ANEEL decidiu adotar, a partir de 2011, a mediana como medida de tendência central a fim de amenizar o efeito das crises no cálculo do custo de capital regulatório, percebendo que estes valores, considerados como *outliers* (anômalos), exerciam grande influência no cálculo da variável quando considerada a média, que até então era o termo de medida central adotado pela Agência. (ANEEL 2018)

Figura 10 - Retorno do título EMBI+ BR



Fonte: Ipea, Disponível em <<http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M>> Acesso em 02 junho 2019. Elaboração própria

Contudo, averiguando os termos de medidas centrais utilizados pela própria ANEEL nos demais parâmetros, a adoção da mediana representa uma ruptura com o histórico das revisões e uma incongruência com os demais termos de medida central adotados nos demais parâmetros.

Ademais, quando verificada a metodologia aplicada pelo *benchmark* levantado por este Trabalho de Formatura, a média corresponde ao termo de medida central com maior aceitação nacional e internacional, sustentando as críticas da adoção da mediana e levantando a possibilidade de uma nova metodologia de tratamento de dados.

Dessa forma, a proposta deste Trabalho de Formatura é a utilização da média como termo de medida central, em concordância com os termos de medida central das demais variáveis do modelo

Contudo, é inegável a volatilidade apresentada pelo gráfico até o ano de 2005, e por esse motivo, em concordância à padronização das séries temporais avaliadas por este modelo e em concordância também ao *benchmark* sem o uso de mecanismos de tratamento de dados, a proposta deste Trabalho de Formatura consiste na adoção de uma janela temporal de 10 anos. Que aplicado para o período de 01/06/2009 a 31/05/2019 resulta numa taxa de 2,53%, a ser utilizada neste Trabalho de Formatura.

5.4.5. A inflação no mercado de referência

O *benchmark* levantado por este trabalho de formatura não apresenta um consenso de metodologia de definição da inflação no mercado de referência. Na América Latina, onde estes modelos são adotados, enquanto Países como a Argentina e o Panamá utilizam valores projetados por bancos mundiais para definição da inflação norte-americana, países como a Colômbia utilizam a média histórica dos últimos 12 meses. (CREG, 2015; QUANTUM, 2016; ASEP, 2014)

Devido à falta de convergência de dados nos poucos exemplos internacionais de CAPM Local e com a premissa de menor impacto regulatório, a proposta deste Trabalho de Formatura consiste na manutenção da abordagem histórica, mas com a utilização da média observada nos últimos 10 anos para congruência com as demais janelas temporais decididas no âmbito do modelo.

Tabela 9- Inflação estadunidense medida pelo IPC

período	inflação
abril 2019	2,00%
abril 2018	2,46%
abril 2017	2,20%
abril 2016	1,13%
abril 2015	-0,20%
abril 2014	1,95%
abril 2013	1,06%
abril 2012	2,30%
abril 2011	3,16%
abril 2010	2,24%
Média	1,83%

Fonte: Global Rates. Elaboração Própria

Aplicando a metodologia descrita, obtém-se uma inflação no mercado de referência de 1,83% na referência de abril de 2019, dados mais recentes disponíveis na data de encaminhamento deste Trabalho de Formatura.

5.4.6. Custo de capital próprio

Destaca-se, na metodologia proposta, a alteração no título adotado como referência para cálculo da taxa livre de risco (*risk free*), com a adoção do título de maior maturidade. Contudo, ainda que esse título apresente rentabilidade superior ao título atualmente fixado por conta de sua menor liquidez, a alteração na janela temporal o impacta significativamente, reduzindo a taxa livre de risco de 5,64% para 3,28%.

Tabela 10- Parâmetros do custo de capital próprio

Série	Fonte	Prazo (anos)	Medida	Freq.	Data de Início	Data de Fim	Valor
Taxa Livre de Risco	US30YT=X	10	média	Diário	01/06/2009	31/05/2019	3,28%
Retorno de Mercado	SP500TR	31	média	Diário	01/02/1988	31/05/2019	11,52%
Inflação Americana	USCPI	10	média	Mensal	mai/09	abr/19	1,83%
Risco País	JP Morgan EMBI+ BR	10	média	Diário	01/06/2009	31/05/2019	2,53%
Beta	EI Selecionado X SP500TR	5	média	Mensal	01/06/2014	31/05/2019	0,45
Estrutura Americana	Relatórios trimestrais	-	-	-	-	-	53,1%
Tributação Americana	Relatório PWC	-	-	-	-	-	33,3%
Estrutura Brasileira	Reguladores Europeus	-	-	-	-	-	53,9%
Tributação Brasileira	IRPJ/CSLL	-	-	-	-	-	34,0%

Fonte: Elaboração própria

Outras mudanças ocorrem no termo de medida central no risco país e as nas janelas temporais analisadas. Entretanto, estas mudanças pouco alteram o valor aferido atualmente pelo regulador.

Com base na metodologia proposta e nos parâmetros apontados, obtém-se um custo de capital próprio nominal de 10,05% ao ano, traduzidos num custo de capital próprio real de 8,07% ao ano.

Tabela 11- Custo de capital próprio proposto

Custo de Capital Próprio	
Custo de capital Próprio - Nominal	12,32%
Custo de capital Próprio - Real	10,30%

Fonte: Elaboração Própria

5.5. Metodologia do custo de capital de terceiros

Seguindo metodologia WACC, é preciso também definir o custo do capital de terceiros, ou seja, o valor que as empresas reguladas eficientes pagam aos seus credores para ter acesso aos recursos que precisam para manutenção de sua atividade e realização de investimentos.

Vale destacar que, conforme visto na seção destinada à estruturação financeira, por ter prioridade no fluxo de caixa da empresa em relação ao valor final destinado para o acionista, o custo de dívida é mais barato que o custo de capital próprio. Além da antecedência na prioridade de pagamento, o custo de dívida é pago antes da tributação ocorrer (diferentemente da remuneração do acionista) fazendo com que, na prática, o custo do capital de terceiros seja consideravelmente inferior ao capital próprio.

Entretanto, o acúmulo de dívidas pode exercer elevada pressão sobre o fluxo de caixa, aumentando o risco de a empresa não ser capaz de honrar com suas dívidas e decretar falência, o que, na prática, faz com que o acúmulo de dívidas torne o risco e, consequentemente, o custo do capital próprio maior.

Para decisão a respeito da metodologia a ser adotada para obtenção do custo de dívidas vale ressaltar que, enquanto o custo de capital próprio não é observável, o custo de dívida pode ser facilmente consultado, estimado ou derivado de informações públicas

disponíveis. Dessa forma, além das abordagens teóricas, é possível uma abordagem efetiva através da averiguação das demonstrações financeiras societárias ou regulatórias publicadas pelas reguladas.

Dessa forma, nosso *benchmark* nos proporciona um amplo espectro de alternativas passíveis, a qual podemos agrupar em 2 grandes grupos: custo médio das reguladas e o custo teórico ótimo das empresas.

O custo médio das reguladas consiste na observação direta dos custos com dívidas das reguladas. Essa observação pode ser feita, basicamente, através dos títulos de dívida emitidos pelas reguladas ou através do risco creditício das reguladas avaliado por agências de *rating*.

O primeiro modo, o do custo efetivo expresso por títulos emitidos pela empresa, se apresenta como uma metodologia comum, com exemplos de utilização na Argentina e na Itália. (CEER, 2017; QUANTUM, 2016)

Inclusive, a proposta para o capital de terceiros da ANEEL em seu Relatório de Impacto Regulatório de 2018 consiste na adoção da taxa média praticada nas debêntures emitidas pelas reguladas, aos moldes do que é praticado hoje na Argentina. (QUANTUM, 2016)

Já o segundo modelo, valendo-se do risco creditício das reguladas apontado por agências de *rating*, é um modelo muito popularizado em território nacional. Contudo, órgãos como a Adasa (2014) e a Arsesp (2017) justificam sua adoção com base na metodologia vigente da ANEEL, que utiliza essa abordagem na metodologia atual. Quando observada em âmbito internacional, a abordagem apresenta raros exemplos, tais como a Hungria.

Já a abordagem do custo teórico de capital de terceiros recebe grande aceitação internacional, com sua definição advinda por diversas abordagens. Enquanto Áustria e Finlândia fazem uso de relatórios de consultoria para estipulação do valor de dívida adequado, a Eslovênia e República Tcheca definem um valor baseado numa categoria de *rating* creditício julgada adequada ao setor. (CEER, 2017)

Conforme apontado pelo relatório de modelagens regulatórias para o setor de infraestrutura europeu, publicado pela CEER em 2019, esta é a metodologia mais utilizada dentre os países europeus, que recorrem à especialistas de mercado ou análises próprias para definição do custo de dívida adequado. “O valor, de maneira geral, reflete

as condições de dívida de operadores de rede que apresentam uma boa classificação pelas agências de risco.” (CEER, 2019. p116)

Diante do exposto no *benchmark* internacional, entende-se que não há convergência na metodologia de aplicação do custo de dívida regulatório. Contudo, a grande popularização da abordagem teórica, sobretudo da aplicação de bons *ratings* de crédito, em muito concorda com o objetivo da variável de estimação do custo de dívida das empresas eficientes, sendo esta a proposta deste Trabalho de Formatura.

Mais precisamente, a abordagem proposta é aquela referenciada pelo Conselho Europeu de Reguladores de Energia, de utilização das classificações de risco das distribuidoras elétricas mais eficientes do setor, visto a total concordância dessa metodologia com o objetivo de avaliação dos custos eficientes de dívida pregados pela ANEEL. (ANEEL, 2018)

Ademais, entende-se que o custo efetivo das reguladas pouco se relaciona ao objetivo de avaliação do custo eficiente de dívida, uma vez que este pode estar imbuído de ineficiências das empresas em levantar ou gerir créditos para realização dos investimentos.

5.5.1. Risco de crédito

Dessa forma, a tarefa de definição do custo do crédito se torna direta através da observação dos *ratings* das distribuidoras ou grupos econômicos das distribuidoras brasileiras, adotando a classificação das mais eficientes no quesito classificação de risco.

Contudo, para evitar pressão excessiva sobre o custo de capital, bem como remover a subjetividade da escolha, a metodologia a ser aplicada consiste na seleção do melhor *rating* de crédito levantado removendo-se o primeiro quartil dos dados, ou seja, aplicar-se a classificação de risco de crédito correspondente à empresa ou grupo econômico atuante no setor de distribuição elétrica com melhor classificação após removidos os 25% melhores ratings avaliados.

Tabela 12- Classificação de risco das empresas ou grupos econômicos atuantes no setor de distribuição elétrica

Distribuidora ou Grupo Econômico com participação em Distribuição	Rating Moody's
Enel Americas S.A.	Baa3
Companhia Paulista de Força e Luz	Ba1
EDP - Energias do Brasil S.A.	Ba2
Energisa S.A.	Ba2
Celesc Distribuição S.A.	Ba3
Light Serviços de Eletricidade S.A.	Ba3
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras	Ba3
Cemig Distribuição S.A.	B1

Fonte: Moody's, Lista de Ratings, jun, 19 disponível em

<https://www.moody.com/pages/default_br.aspx> Acesso em 08 jun 2019. Elaboração Própria

Dessa forma, a expectativa de classificação de risco de crédito associada a uma concessionária eficiente no levantamento de recursos de terceiros é um *rating* Ba2 da Moody's. Tal classificação de risco, de acordo com a tabela abaixo, implica num risco de crédito associado de 3,6%.

Tabela 13 – Taxa média associada a classificação de crédito das agências de "rating"

For all emerging market firms and developed market firms with market cap < \$5 billion			
If interest coverage ratio is			
greater than	≤ to	Rating is	Spread is
-100000	0.499999	D2/D	19.38%
0.5	0.799999	C2/C	14.54%
0.8	1.249999	Ca2/CC	11.08%
1.25	1.499999	Caa/CCC	9.00%
1.5	1.999999	B3/B-	6.60%
2	2.499999	B2/B	5.40%
2.5	2.999999	B1/B+	4.50%
3	3.499999	Ba2/BB	3.60%
3.5	3.999999	Ba1/BB+	3.00%
4	4.499999	Baa2/BBB	2.00%
4.5	5.999999	A3/A-	1.56%
6	7.499999	A2/A	1.38%
7.5	9.499999	A1/A+	1.25%
9.5	12.499999	Aa2/AA	1.00%
12.5	100000	Aaa/AAA	0.75%

Fonte: Damodaran, jan, 19. Disponível em <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>> Acesso em 08 jun 2019

5.5.2. Custo de capital de terceiros

A metodologia proposta alterou a três variáveis que compõe o risco de crédito. A taxa livre de risco passou a apresentar um título de maturidade igual a 30 anos em uma janela padronizada mais curta, o risco país adota agora a média na janela padronizada de 10 anos e o método de levantamento do *rating* a ser considerado foi alterado.

Tabela 14- Parâmetros do custo de capital de terceiros

Série	Fonte	Prazo (anos)	Medida	Freq.	Data de Início	Data de Fim	Valor
Taxa Livre de Risco	US30YT=X	10	média	Diário	01/06/2009	31/05/2019	3,28%
Risco País	JP Morgan EMBI+ BR	10	média	Diário	01/06/2009	31/05/2019	2,53%
Risco de Crédito	Moody's Ratings	-	-	Dia	-	03/06/2019	3,60%
Tributação Brasileira	IRPJ/CSLL	-	-	-	-	-	34,0%
Inflação Americana	USCPI	10	média	Mensal	mai/09	abr/19	1,83%

Fonte: Elaboração Própria.

Entretando, na prática, pouco alterou-se o valor do custo de capital de terceiros, com a metodologia proposta resultando num custo de capital de terceiros nominal de 9,41% ao ano, traduzidos num custo de capital de terceiros de real de 4,91% após impostos.

Tabela 15- Custo do capital de terceiros proposto

Custo de Capital de Terceiros	
Custo de capital de terceiros - Nominal	9,41%
Custo de capital de terceiros - Real	7,44%
Custo de capital de terceiros após impostos - Real	4,91%

Fonte: Elaboração Própria.

5.6. Resultados

A metodologia proposta reduziu tanto o custo de capital próprio quanto o custo de capital de terceiros através de simples mudanças de premissas e períodos de cálculos considerados.

O resultado dessas reduções culmina num custo de capital regulatório proposto por este Trabalho de Formatura ao setor de distribuição elétrica de 7,39% ao ano real após impostos.

Tabela 16- Custo de capital regulatório - WACC proposto

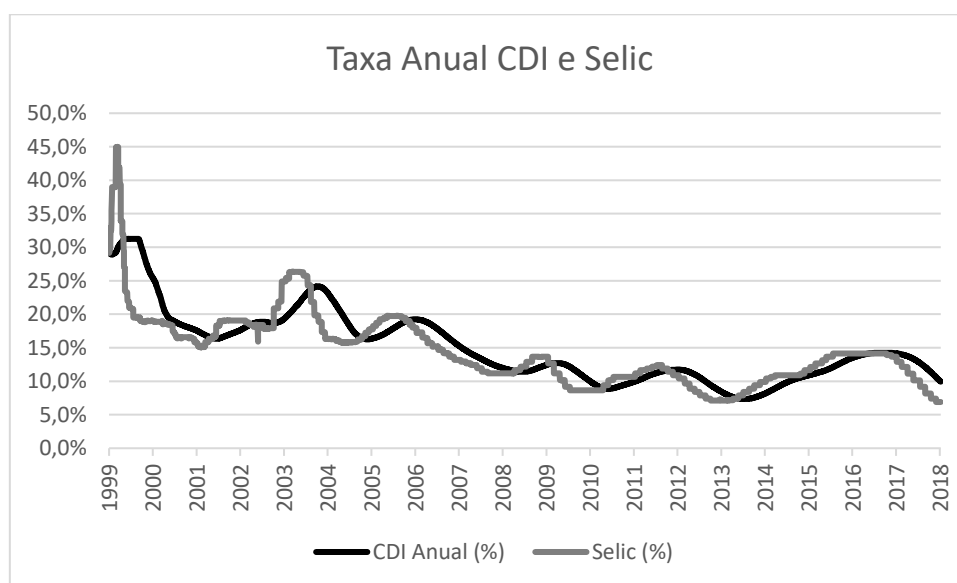
Custo de Capital Regulatório - WACC	
Custo de capital de terceiros após impostos	4,91%
Custo de capital Próprio - Real	10,30%
Estrutura de capital (D)	53,94%
Custo de Capital Regulatório - WACC	7,39%

Fonte: Elaboração Própria.

O resultado, que indica ligeira superestimação nos 8,09% de custo de capital regulatório vigente, é bastante próximo da primeira proposta da ANEEL em 2017 de 7,71% ao ano e que deu abertura à discussão metodológica que se faz presente até os dias de hoje.

Essa mudança de proposta acompanha também a tendência expressa na trajetória dos indicadores econômicos do CDI (certificado de Depósito Interbancário) e da Selic (taxa mínima de juros definida pelo Banco Central), que norteiam os rendimentos de investidores no Brasil.

Figura 11- Rendimento anual do CDI e da SELIC



Fonte: B3. Disponível em <<http://www.b3.com.br>> Acesso em 10 jun 2019. Elaboração própria.

Dessa maneira, este estudo surge com a proposta de reduzir o custo de capital regulatório de forma a adequá-lo às transformações econômicas ocorridas desde a última revisão tarifária.

6. CONCLUSÃO

Iniciou-se este estudo do serviço de distribuição de energia elétrica com o objetivo de averiguar a importantíssima adequação dos valores tarifários praticados pelas distribuidoras brasileiras uma vez que a condição de monopólio natural, se não regulada corretamente, lhes garante uma enorme vantagem econômica fruto da desigualdade de condições entre consumidores e fornecedores.

Entretanto, diante da complexidade do modelo tarifário das distribuidoras elétricas, optou-se pela análise de um componente fundamental ao modelo, o custo de capital, permitindo assim uma análise mais aprofundada do modelo com o intuito de agregar à robusta metodologia da ANEEL e ao arcabouço teórico que engloba a regulação da distribuição elétrica. Permitindo, inclusive, que os conhecimentos aqui reunidos fossem aplicados a outros setores de infraestrutura em semelhança de condições.

E, por meio do referencial teórico levantado e da experiência internacional em regulação de serviços de distribuição elétrica, esse estudo chegou a uma proposta de adaptação ao modelo atual, visando uma adequação às condições de mercado com baixa ruptura metodológica e baixo impacto regulatório.

O custo de capital regulatório para as distribuidoras elétricas brasileiras resultante dessa proposta, conforme expresso na seção anterior, é de 7,39% ao ano em valores reais. Este resultado, quando confrontado com o atual valor de 8,09%, insinua um custo de capital regulatório atual ligeiramente superestimado.

Por fim, ressalta-se que, por mais que o custo de capital regulatório apresente aparente superestimação, este é apenas uma parte do modelo de remuneração como um todo, sendo aconselhável a avaliação das outras variáveis do modelo como forma de alinhar o resultado esperado pelo viés regulatório e o resultado real apresentado pelas distribuidoras eficientes, garantindo assim o equilíbrio financeiro aos investidores e uma tarifa adequada aos consumidores.

7. BIBLIOGRAFIA

AGEPAR. **Nota Técnica Preliminar - RTP 01/2017: Primeira Revisão Tarifária Periódica Da Sanepar.** 2017. Disponível em: <<https://www.documentador.pr.gov.br/documentador/pub.do?action=d&uuid=@gtf-escriba-agepar@22ed281b-7bf5-496c-a1c8-3fad724e7f4d&emPg=true>>. Acessado em: 12 setembro 2018.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil.** 3 ed. 2008. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/atlas3ed.pdf>>. Acessado em: 13 abril 2018.

ANEEL. **Dados abertos: Geração.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/dados/geracao>>. Acessado em: 29 abril 2019.

ANEEL. **Informações Gerenciais.** 2019. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>> Acessado em: 27 abril 2019.

ANEEL. **Nota Técnica nº22/2015-SGT/ANEEL.** 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/informacoes-gerenciais>> Acessado em: 27 abril 2019.

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.** 2019. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acessado em 20 abril 2019.

ANEEL. **Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD).** 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/conteudos-relacionados-distribuicao/-/asset_publisher/hrGWK1e8xMyp/content/plano-de-desenvolvimento-da-distribuicao-pdd/656827?inheritRedirect=false>. Acessado em: 17 abril 2019.

ANEEL. **Relatório de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras.** 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887148/Relat%C3%B3rio+Base/dc353e80-afd1-d202-e973-33b589f49560>>. Acessado em: 19 abril 2019.

ANEEL. **Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.** 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/distribuicao2>>. Acessado em: 19 abril 2019

ANEEL. **Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2018-SEM/ANEEL.** 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=4802&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp>. Acessado em: 03 abril 2019.

ANEEL. **Regulação do Setor Elétrico.** 2017. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/regulacao-do-setor-eletrico>>. Acessado em: 02 agosto 2018

ANEEL. **Contribuição à Consulta Pública nº 15/2018.** 2018. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=6XjuT8M4&p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_Audiencia>

sConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_consultaId=334&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_javax.portlet.action=visualizarConsulta>. Acessado em: 10 maio 2019.

ARSESP. **Nota Técnica final NT/F/004/2017. 2ª Revisão Tarifária Ordinária da Sabesp.** 2017. Disponível em: <<http://www.arsesp.sp.gov.br/BancoDadosAudienciasPublicasArquivos/RTO-Preliminar-NTFINAL-CP012017.pdf>>. Acessado em: 08 abril 2019.

ASSAF NETO, Alexandre. **Mercado Financeiro.** 10. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2011.

ASEP. **Ingreso Máximo Permitido (IMP) A Las Empresas De Distribución Eléctrica: Metodología de Cálculo.** 2014. Disponível em: <https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/reglamentaciones/tarifas_normas/imp_2014-2018_d.pdf>. Acesso em: 18 outubro 2018.

BARBOSA, Tomaz Andres. **Custo de Capital Próprio em Mercados Emergentes: uma Análise Comparativa em Empresas Argentinas, Brasileiras, Chilenas e Mexicanas.** 2004. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=4647@1>> Acessado em 05 dezembro 2018.

BARTHOLDY, J.; PEARE, P. *The Relative Efficiency of Beta Estimates.* University of Aarhus, 2000.

BCB. **Duration.** 1999. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/?ri199912b2p>>. Acessado em: 01 junho 2019.

BERNSTEIN, Peter L. **Desafio aos Deuses: A Fascinante História do Risco.** 2. ed. Rio de Janeiro: Editora Campus, 1997.

BLUME Marshall E. *Betas and Their Regression Tendencies.* Vol. 3. *Journal of Finance*, 1975

BOAVENTURA, J. M. G.; CARDOSO, F. R.; SILVA, E. S.; SILVA, R. S.; DONAIRE, D. **Teoria dos Stakeholders e Teoria da Firma: um estudo sobre a hierarquização das funções-objetivo em empresas brasileiras.** Rio de Janeiro: XXXII Encontro da ANPAD, 2008.

BRAMBILLA, P. H. M.; MUELLER, B. M. P. **Impacto da energia elétrica no crescimento econômico.** UNOPAR Científica, 2004.

BREALEY R. A.; MYERS S. C.; ALLEN F. **Princípios de Finanças Corporativas.** 10. ed. Porto Alegre: Editora Bookman, 2013.

CABRAL, L. L.; MACHADO, C. A.; CUNHA, M. F.; RECH, I. J. **Custo do capital próprio Como Taxa de Tesconto na Avaliação de Empresas no Brasil: Evidências Entre a Teoria e a Prática de Mercado.** Salvador: Universidade Federal da Bahia, 2014.

CAESB. **Nota Técnica nº09/2016. 2ª Revisão Periódica das Tarifas dos Serviços Públicos de Abastecimento de Água e Esgotamento Sanitário do Distrito Federal.** 2014. Disponível em: <<http://www.adasa.df.gov.br/estudos-economicos-e-fiscalizacao-financeira/informacoes-tecnicas-economicas>>. Acessado em: 19 novembro 2018.

CEER. *Incentive Regulation and Benchmarking Work Stream: report on regulatory frameworks for European energy networks*. 2019. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9665e39a-3d8b-25dd-7545-09a247f9c2ff>>. Acessado em: 03 abril 2018.

CEER. *CEER Report on Investments on Investment Conditions in European Countries*. 2017. Disponível em: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/44a08bad-efe7-01da-8b37-a3dd7edccfd5>> Acessado em: 03 abril 2018.

COPELAND, T.; KOLLER, T.; MURRIN, J. **Avaliação de Empresas – Valuation: calculando e gerenciando o valor das empresas**. 3. ed. São Paulo: Editora Makron Books, 2002

COSTA NETO, Pedro Luiz de Oliveira. **Estatística**. 2. ed. São Paulo: Editora Edgard Blucher, 2002.

CREPALDI, Silvio A. **Curso básico de contabilidade de Custos**. 4. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2009.

CREG. *Comisión de Regulación de Energía Y Gas: Resolución n 95 de 2015*. Ministerio de Minas y Energía, República de Colombia, 2015.

D'ARAUJO, R. P. **Lições Não Aprendidas: Interesse Nacional**. 2013. Disponível em: <<http://interessenacional.com.br/2013/04/24/energia-eletrica-lico-es-nao-aprendidas/>> Acessado em: 12 dezembro 2018

DAMODARAN, A. *Estimating Risk Parameters*. 1999. Disponível em <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>. Acesso em: 20 maio de 2018.

DAMODARAN, A. *Estimating Risk Premiuns*. 1999. Disponível em <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>. Acesso em: 20 maio 2018.

DAMODARAN, A. *Estimating Risk Free Rates*. 1999. Disponível em <<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>>. Acesso em: 20 maio 2018.

DUMAS, B.; BODNAR, G.; MARSTON, R. *Cross-border valuation: the international cost of equity capital*. Working Parper. Instead, 2002.

ELETROBRAS. **Na trilha da energia elétrica**. 2018. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/a-distribuicao-deenergia>> Acesso em 10 maio 2018.

ENEDIS. *Electricity Network*. 2019. Disponível em: <<https://www.enedis.fr/electricity-network>>. Acessado em: 01 junho 2019.

EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia**. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-pde>> Acessado em: 10 fevereiro 2019

EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. 2017. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>> Acessado em: 28 fevereiro 2019.

EPE. **O valor dos estudos de planejamento para os mercados de energia**. Vol. 1. Rido de Janeiro, 2018.

EXAME. **Com investimentos de R\$16 bilhões, setor de distribuição de energia é bem avaliado por 76% dos consumidores brasileiros.** 2017. Disponível em: <<https://exame.abril.com.br/negocios/dino/com-investimentos-de-r-16-bilhoes-setor-de-distribuicao-de-energia-e-bem-avaliado-por-76-dos-consumidores-brasileiros/>> Acessado em: 07 novembro 2018.

FOLHA DE SÃO PAULO. **Distribuidoras da Eletrobras são “inviáveis”, diz ANEEL, que defende privatização.** 2018. Disponível em: <<https://www1.folha.uol.com.br/mercado/2018/04/distribuidoras-da-eletobras-sao-inviaveis-diz-aneel-que-defende-privatizacao.shtml>> Acessado em 29 agosto 2018.

FRIEDMAN, Milton. *The Social Responsibility of Business is to Increase its Profits.* *The New York Times Magazine*, 1970.

FUJI, Alessandra Hirano. **O Conceito de Lucro Econômico no Âmbito da Contabilidade Aplicada.** São Paulo: Universidade de São Paulo, 2004.

GOURLAT, Diego Dorneles. **O Desempenho Relativo de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica no Brasil e o Processo de Reestruturação da Indústria de Energia Elétrica Brasileira (1995 - 2000).** Rio Grande do Sul: Universidade Federal de Santa Maria, 2002.

GLOBO. **Enel compra 70% da Eletropaulo por R\$ 5,5 bi e vira líder em distribuição de energia no Brasil.** 2018. Disponível em: <<https://g1.globo.com/economia/noticia/enel-vai-ter-de-desembolsar-r-55-bi-para-comprar-eletropaulo.ghtml>>. Acessado em: 20 fevereiro 2019

IAB. **Perdas Comerciais e Inadimplência no Setor Elétrico.** 2017. Disponível em: <http://www.acendebrasil.com.br/media/estudos/2017_WhitePaperAcendeBrasil_18_PerdasInadimplencias.pdf> Acessado em: 14 setembro 2018.

INFOMONEY. **Aneel propõe WACC de 7,71% para distribuidoras entre 2018 e 2020.** 2017. Disponível em: <<https://www.infomoney.com.br/mercados/acoes-e-indices/noticia/7076008/aneel-propoe-wacc-para-distribuidoras-entre-2018-2020>> Acessado em: 07 novembro 2018.

JAMES, M.; KOLLER, T. M. **Valuation in Emerging Markets.** 2000. Disponível em: <http://finance.wharton.upenn.edu/~bodnarg/courses/readings/McK_valuation_in_em.pdf> Acesso em: 28 maio 2018.

MANKIW, Nicholas Gregory. *Principles of Economics.* 5. ed. Publisher: Cengage South-Western, 2008.

MARCELINO, Deivid Attila. **Setor Elétrico: Um Estudo Sobre a Estratégia do Segmento de Geração de Energia Elétrica do Brasil.** Rio de Janeiro: Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro, Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, 2006.

MEGLIORINI, E.; VALLIM, M. A. **Administração Financeira uma Abordagem Brasileira.** 7. ed. São Paulo: Editora Pearson, 2009.

MELLAGI FILHO, A.; ISHIKAWA, S. **Mercado Financeiro e de Capitais.** 2. ed. São Paulo: Editora Atlas, 2012.

MME. **Resenha Energética Brasileira 2018: Oferta e demanda de energia, instalações energéticas, energia mundo.** Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2018.

MODIGLIANI, F.; MILLER, M. *The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment*. Vol.48. No. 3. *American Economic Review*, 1958.

ONS. **Operador Nacional do Sistema elétrico**. 2019. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>> Acessado em: 13 junho 2018.

OSINERG. **El Costo de Capital en Industrias Reguladas: Una Aplicación a la Distribución de Electricidad en el Perú**. 2005. Disponível em: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_19.pdf>. Acessado em: 10 maio 2019.

PEANO, Claudia de R. **Regulação Tarifária do Setor de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil: uma análise da metodologia de revisão tarifária adotada pela ANEEL**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2005.

PEDELL, Burkhard. *Regulatory Risk and the Cost of Capital: Determinants and Implications for Rate Regulation*. 3. ed. Publisher: Springer, 2006.

PEREIRA, Alonso Luiz. **Riscos e Incertezas Associados aos Investimentos no Mercado Financeiro**. Vol. 5. N. 2. Periódico Científico Negócios em Projeção, 2014.

PEREIRO, Luis E. *Valuing Companies in Latin America: Whats are the Key Issues for Practioners*. Argentina: Universidad Torcuato di Tella, 2002.

PETTIT, J.; FERGUSON, M.; GLUCK, R. *A Method for Estimating Global Corporate Capital Costs: the Case of Best Food*. *Journal od Applied Corporate Finance*. Vol 12, nº3, 1999.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 6ª ed. São Paulo: Editora Makron Books, 2010.

PWC. **Os desafios do Setor Elétrico Brasileiro & Avanços Esperados Frente à Transformação Global**. 2017. Disponível em: <<https://www.strategyand.pwc.com/br/home/relatorios/desafios-eletrico-brasileiro>> Acessado em: 20 maio 2019.

PWC. *Tax Rate Benchmarking Study Power Utilities*. 2016. Disponível em: <<https://www.pwc.com/us/en/industries/power-utilities/library/tax-rate-benchmarking-2016.html>>. Acessado em: 10 junho 2019.

QUANTUM. *Tasa de Costo del Capital en el Sector de Distribución de Energía Eléctrica en Argentina*. Argentina, 2016.

REGO, Erick Eduardo. **Usinas Hidrelétricas "Botox": Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2007.

REGO, E. E.; KAWANA, S. A. **Estudo de Caso: A Evolução do WACC Regulatório no Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2007.

ROSS; WESTERFIELD; JAFFE. *Corporate Finance*. Vol. 1. Publisher: McGraw-Hill, 2003.

SÁ, G. T. **Administração de Investimentos, Teorias de Carteiras e Gerenciamento de Riscos**. Rio de Janeiro: Editora Qualitymark, 1999.

SANEATINS. **Proposta de Modelagem Tarifária: Resolução ATR nº 076/2013.** Tocantins, 2013.

SHARPE, William F. *Capital Asset Prices A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk*. *Journal of Finance*, 1964.

STURION, Ivan Kenji Maeno. **WACC Regulatório no Setor de Distribuição de Energia Elétrica: Metodologia Alternativa Recorrendo Ao Mercado Brasileiro.** São Paulo: Universidade de São Paulo, 2015.

TUMA, Rogério Wagner. **Sobre o monopólio natural e o modelo competitivo no setor elétrico brasileiro.** Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2005.

UFSC. **O Efeito da Taxa Livre de Risco nos Riscos Sistemico e Idiossincrático: Evidências para os Mercados Brasileiro e Dinamarquês.** Florianópolis: UFSC, 2017.

URSEA. *Informe Sobre la Determinación Técnica de la Remuneración del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica.* 2004. Disponível em: <http://www.ursea.gub.uy/wps/wcm/connect/5e483ac0-521a-43a7-8da5-b520d37400ff/Informe+VADE+al+PE+enero+2004.pdf?MOD=AJPERES&CONVERT_TO=url&CACHEID=ROOTWORKSPACE-5e483ac0-521a-43a7-8da5-b520d37400ff-l-hLw1i>. Acessado em: 18 outubro 2018.

VILLAÇA, Maria José. **O Conceito de Liquidez.** 1969. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0034-75901969000100002>. Acessado em: 10 abril 2019.

WSJ, Markets. **Bonds & Rates.** 2019. Disponível em: <<https://www.wsj.com/market-data/bonds>>. Acessado em: 10 junho 2019.

8. APÊNDICE

8.1. Retornos S&P500 e Índice EEI Selecionado: Dados Mensais

Tabela 17- Retornos mensais do SP500TR e índice EEI Selecionado para cálculo do Beta

Data	S&P	I. EEI S.	Data	S&P	I. EEI S.
mai/19	-6.4%	-3.9%	nov/16	3.7%	-4.0%
abr/19	4.0%	2.7%	out/16	-1.8%	0.8%
mar/19	1.9%	2.4%	set/16	0.0%	0.0%
fev/19	3.2%	5.4%	ago/16	0.1%	-6.0%
jan/19	8.0%	1.5%	jul/16	3.7%	-0.8%
dez/18	-9.0%	-3.7%	jun/16	0.3%	7.0%
nov/18	2.0%	-0.6%	mai/16	1.8%	1.3%
out/18	-6.8%	1.2%	abr/16	0.4%	-2.8%
set/18	0.6%	-0.8%	mar/16	6.8%	8.6%
ago/18	3.3%	1.9%	fev/16	-0.1%	2.8%
jul/18	3.7%	2.1%	jan/16	-5.0%	3.6%
jun/18	0.6%	2.7%	dez/15	-1.6%	1.6%
mai/18	2.4%	-1.3%	nov/15	0.3%	-2.4%
abr/18	0.4%	1.6%	out/15	8.4%	0.4%
mar/18	-2.5%	4.1%	set/15	-2.5%	3.1%
fev/18	-3.7%	-5.0%	ago/15	-6.0%	-3.9%
jan/18	5.7%	-2.2%	jul/15	2.1%	6.7%
dez/17	1.1%	-9.3%	jun/15	-1.9%	-7.5%
nov/17	3.1%	1.8%	mai/15	1.3%	-0.5%
out/17	2.3%	2.7%	abr/15	1.0%	0.0%
set/17	2.1%	-3.2%	mar/15	-1.6%	-1.7%
ago/17	0.3%	2.9%	fev/15	5.7%	-7.6%
jul/17	2.1%	2.1%	jan/15	-3.0%	1.9%
jun/17	0.6%	-2.6%	dez/14	-0.3%	3.8%
mai/17	1.4%	3.0%	nov/14	2.7%	-0.2%
abr/17	1.0%	0.2%	out/14	2.4%	9.3%
mar/17	0.1%	-0.5%	set/14	-1.4%	-2.9%
fev/17	4.0%	5.6%	ago/14	4.0%	5.0%
jan/17	1.9%	1.2%	jul/14	-1.4%	-7.6%
dez/16	2.0%	4.5%	jun/14	2.1%	4.3%

Fonte: Investing. Elaboração Própria.

8.2. Retornos S&P500: dados mensais

Tabela 18- Retornos mensais SP500TR para cálculo do risco de mercado

Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal
01/03/1988	-3.1%	01/07/1991	4.7%	01/11/1994	-3.6%
01/04/1988	1.1%	01/08/1991	2.4%	01/12/1994	1.5%
01/05/1988	0.9%	01/09/1991	-1.7%	01/01/1995	2.6%
01/06/1988	4.6%	01/10/1991	1.3%	01/02/1995	3.9%
01/07/1988	-0.4%	01/11/1991	-4.0%	01/03/1995	3.0%
01/08/1988	-3.4%	01/12/1991	11.4%	01/04/1995	2.9%
01/09/1988	4.3%	01/01/1992	-1.9%	01/05/1995	4.0%
01/10/1988	2.8%	01/02/1992	1.3%	01/06/1995	2.3%
01/11/1988	-1.4%	01/03/1992	-1.9%	01/07/1995	3.3%
01/12/1988	1.7%	01/04/1992	2.9%	01/08/1995	0.3%
01/01/1989	7.3%	01/05/1992	0.5%	01/09/1995	4.2%
01/02/1989	-2.5%	01/06/1992	-1.5%	01/10/1995	-0.4%
01/03/1989	2.3%	01/07/1992	4.1%	01/11/1995	4.4%
01/04/1989	5.2%	01/08/1992	-2.0%	01/12/1995	1.9%
01/05/1989	4.0%	01/09/1992	1.2%	01/01/1996	3.4%
01/06/1989	-0.6%	01/10/1992	0.3%	01/02/1996	0.9%
01/07/1989	9.0%	01/11/1992	3.4%	01/03/1996	1.0%
01/08/1989	2.0%	01/12/1992	1.2%	01/04/1996	1.5%
01/09/1989	-0.4%	01/01/1993	0.8%	01/05/1996	2.6%
01/10/1989	-2.3%	01/02/1993	1.4%	01/06/1996	0.4%
01/11/1989	2.0%	01/03/1993	2.1%	01/07/1996	-4.4%
01/12/1989	2.4%	01/04/1993	-2.4%	01/08/1996	2.1%
01/01/1990	-6.7%	01/05/1993	2.7%	01/09/1996	5.6%
01/02/1990	1.3%	01/06/1993	0.3%	01/10/1996	2.8%
01/03/1990	2.6%	01/07/1993	-0.4%	01/11/1996	7.6%
01/04/1990	-2.5%	01/08/1993	3.8%	01/12/1996	-2.0%
01/05/1990	9.7%	01/09/1993	-0.8%	01/01/1997	6.2%
01/06/1990	-0.7%	01/10/1993	2.1%	01/02/1997	0.8%
01/07/1990	-0.3%	01/11/1993	-1.0%	01/03/1997	-4.1%
01/08/1990	-9.0%	01/12/1993	1.2%	01/04/1997	6.0%
01/09/1990	-4.9%	01/01/1994	3.4%	01/05/1997	6.1%
01/10/1990	-0.4%	01/02/1994	-2.7%	01/06/1997	4.5%
01/11/1990	6.5%	01/03/1994	-4.4%	01/07/1997	8.0%
01/12/1990	2.8%	01/04/1994	1.3%	01/08/1997	-5.6%
01/01/1991	4.4%	01/05/1994	1.6%	01/09/1997	5.5%
01/02/1991	7.2%	01/06/1994	-2.5%	01/10/1997	-3.3%
01/03/1991	2.4%	01/07/1994	3.3%	01/11/1997	4.6%
01/04/1991	0.2%	01/08/1994	4.1%	01/12/1997	1.7%
01/05/1991	4.3%	01/09/1994	-2.4%	01/01/1998	1.1%
01/06/1991	-4.6%	01/10/1994	2.2%	01/02/1998	7.2%

Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal
01/03/1998	5.1%	01/07/2001	-1.0%	01/11/2004	4.0%
01/04/1998	1.0%	01/08/2001	-6.3%	01/12/2004	3.4%
01/05/1998	-1.7%	01/09/2001	-8.1%	01/01/2005	-2.4%
01/06/1998	4.1%	01/10/2001	1.9%	01/02/2005	2.1%
01/07/1998	-1.1%	01/11/2001	7.7%	01/03/2005	-1.8%
01/08/1998	-14.5%	01/12/2001	0.9%	01/04/2005	-1.9%
01/09/1998	6.4%	01/01/2002	-1.5%	01/05/2005	3.2%
01/10/1998	8.1%	01/02/2002	-1.9%	01/06/2005	0.1%
01/11/1998	6.1%	01/03/2002	3.8%	01/07/2005	3.7%
01/12/1998	5.8%	01/04/2002	-6.1%	01/08/2005	-0.9%
01/01/1999	4.2%	01/05/2002	-0.7%	01/09/2005	0.8%
01/02/1999	-3.1%	01/06/2002	-7.1%	01/10/2005	-1.7%
01/03/1999	4.0%	01/07/2002	-7.8%	01/11/2005	3.8%
01/04/1999	3.9%	01/08/2002	0.7%	01/12/2005	0.0%
01/05/1999	-2.4%	01/09/2002	-10.9%	01/01/2006	2.6%
01/06/1999	5.5%	01/10/2002	8.8%	01/02/2006	0.3%
01/07/1999	-3.1%	01/11/2002	5.9%	01/03/2006	1.2%
01/08/1999	-0.5%	01/12/2002	-5.9%	01/04/2006	1.3%
01/09/1999	-2.7%	01/01/2003	-2.6%	01/05/2006	-2.9%
01/10/1999	6.3%	01/02/2003	-1.5%	01/06/2006	0.1%
01/11/1999	2.0%	01/03/2003	1.0%	01/07/2006	0.6%
01/12/1999	5.9%	01/04/2003	8.2%	01/08/2006	2.4%
01/01/2000	-5.0%	01/05/2003	5.3%	01/09/2006	2.6%
01/02/2000	-1.9%	01/06/2003	1.3%	01/10/2006	3.3%
01/03/2000	9.8%	01/07/2003	1.8%	01/11/2006	1.9%
01/04/2000	-3.0%	01/08/2003	2.0%	01/12/2006	1.4%
01/05/2000	-2.1%	01/09/2003	-1.1%	01/01/2007	1.5%
01/06/2000	2.5%	01/10/2003	5.7%	01/02/2007	-2.0%
01/07/2000	-1.6%	01/11/2003	0.9%	01/03/2007	1.1%
01/08/2000	6.2%	01/12/2003	5.2%	01/04/2007	4.4%
01/09/2000	-5.3%	01/01/2004	1.8%	01/05/2007	3.5%
01/10/2000	-0.4%	01/02/2004	1.4%	01/06/2007	-1.7%
01/11/2000	-7.9%	01/03/2004	-1.5%	01/07/2007	-3.1%
01/12/2000	0.5%	01/04/2004	-1.6%	01/08/2007	1.5%
01/01/2001	3.5%	01/05/2004	1.4%	01/09/2007	3.7%
01/02/2001	-9.1%	01/06/2004	1.9%	01/10/2007	1.6%
01/03/2001	-6.3%	01/07/2004	-3.3%	01/11/2007	-4.2%
01/04/2001	7.8%	01/08/2004	0.4%	01/12/2007	-0.7%
01/05/2001	0.7%	01/09/2004	1.1%	01/01/2008	-6.0%
01/06/2001	-2.4%	01/10/2004	1.5%	01/02/2008	-3.2%

Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal
01/03/2008	-0.4%	01/07/2011	-2.0%	01/11/2014	2.7%
01/04/2008	4.9%	01/08/2011	-5.4%	01/12/2014	-0.3%
01/05/2008	1.3%	01/09/2011	-7.0%	01/01/2015	-3.0%
01/06/2008	-8.4%	01/10/2011	10.9%	01/02/2015	5.7%
01/07/2008	-0.8%	01/11/2011	-0.2%	01/03/2015	-1.6%
01/08/2008	1.4%	01/12/2011	1.0%	01/04/2015	1.0%
01/09/2008	-8.9%	01/01/2012	4.5%	01/05/2015	1.3%
01/10/2008	-16.8%	01/02/2012	4.3%	01/06/2015	-1.9%
01/11/2008	-7.2%	01/03/2012	3.3%	01/07/2015	2.1%
01/12/2008	1.1%	01/04/2012	-0.6%	01/08/2015	-6.0%
01/01/2009	-8.4%	01/05/2012	-6.0%	01/09/2015	-2.5%
01/02/2009	-10.6%	01/06/2012	4.1%	01/10/2015	8.4%
01/03/2009	8.8%	01/07/2012	1.4%	01/11/2015	0.3%
01/04/2009	9.6%	01/08/2012	2.3%	01/12/2015	-1.6%
01/05/2009	5.6%	01/09/2012	2.6%	01/01/2016	-5.0%
01/06/2009	0.2%	01/10/2012	-1.8%	01/02/2016	-0.1%
01/07/2009	7.6%	01/11/2012	0.6%	01/03/2016	6.8%
01/08/2009	3.6%	01/12/2012	0.9%	01/04/2016	0.4%
01/09/2009	3.7%	01/01/2013	5.2%	01/05/2016	1.8%
01/10/2009	-1.9%	01/02/2013	1.4%	01/06/2016	0.3%
01/11/2009	6.0%	01/03/2013	3.8%	01/07/2016	3.7%
01/12/2009	1.9%	01/04/2013	1.9%	01/08/2016	0.1%
01/01/2010	-3.6%	01/05/2013	2.3%	01/09/2016	0.0%
01/02/2010	3.1%	01/06/2013	-1.3%	01/10/2016	-1.8%
01/03/2010	6.0%	01/07/2013	5.1%	01/11/2016	3.7%
01/04/2010	1.6%	01/08/2013	-2.9%	01/12/2016	2.0%
01/05/2010	-8.0%	01/09/2013	3.1%	01/01/2017	1.9%
01/06/2010	-5.2%	01/10/2013	4.6%	01/02/2017	4.0%
01/07/2010	7.0%	01/11/2013	3.0%	01/03/2017	0.1%
01/08/2010	-4.5%	01/12/2013	2.5%	01/04/2017	1.0%
01/09/2010	8.9%	01/01/2014	-3.5%	01/05/2017	1.4%
01/10/2010	3.8%	01/02/2014	4.6%	01/06/2017	0.6%
01/11/2010	0.0%	01/03/2014	0.8%	01/07/2017	2.1%
01/12/2010	6.7%	01/04/2014	0.7%	01/08/2017	0.3%
01/01/2011	2.4%	01/05/2014	2.3%	01/09/2017	2.1%
01/02/2011	3.4%	01/06/2014	2.1%	01/10/2017	2.3%
01/03/2011	0.0%	01/07/2014	-1.4%	01/11/2017	3.1%
01/04/2011	3.0%	01/08/2014	4.0%	01/12/2017	1.1%
01/05/2011	-1.1%	01/09/2014	-1.4%	01/01/2018	5.7%
01/06/2011	-1.7%	01/10/2014	2.4%	01/02/2018	-3.7%

Data	Taxa Mensal
01/03/2018	-2.5%
01/04/2018	0.4%
01/05/2018	2.4%
01/06/2018	0.6%
01/07/2018	3.7%
01/08/2018	3.3%
01/09/2018	0.6%
01/10/2018	-6.8%
01/11/2018	2.0%
01/12/2018	-9.0%
01/01/2019	8.0%
01/02/2019	3.2%
01/03/2019	1.9%
01/04/2019	4.0%
01/05/2019	-6.4%
01/06/2019	4.9%

Fonte: Yahoo Finance. Elaboração Própria

8.3. Estrutura de capital da carteira Selecionada EEI

Tabela 19- Estrutura de capital da carteira selecionada EEI

Empresas privadas de infraestrutura elétrica membros do EEI	Endividamento
Ameren Corporation (AEE)	54,84%
American Electric Power Company, Inc. (AEP)	57,73%
Consolidated Edison, Inc. (ED)	64,38%
Edison International (EIX)	54,01%
Eversource Energy (ES)	56,76%
FirstEnergy Corp. (FE)	56,27%
NorthWestern Corporation (NWE)	54,20%
OGE Energy Corp. (OGE)	74,56%
PG&E Corporation (PCG)	51,37%
PPL Corporation (PPL)	45,08%
CenterPoint Energy, Inc. (CNP)	2,65%
Exelon Corporation (EXC)	65,14%
Média	53,08%

Fonte: Investing. Elaboração Própria

8.4. Retornos US30YT-X: Dados mensais

Tabela 20- Taxa de retorno mensal dos títulos US30YT-X para referência

Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal
01/06/2009	4,54%	01/11/2012	2,91%	01/04/2016	2,60%
01/07/2009	4,34%	01/12/2012	2,80%	01/05/2016	2,67%
01/08/2009	4,41%	01/01/2013	3,04%	01/06/2016	2,62%
01/09/2009	4,20%	01/02/2013	3,23%	01/07/2016	2,24%
01/10/2009	3,96%	01/03/2013	3,06%	01/08/2016	2,26%
01/11/2009	4,27%	01/04/2013	3,08%	01/09/2016	2,23%
01/12/2009	4,27%	01/05/2013	2,83%	01/10/2016	2,32%
01/01/2010	4,65%	01/06/2013	3,28%	01/11/2016	2,58%
01/02/2010	4,57%	01/07/2013	3,48%	01/12/2016	3,11%
01/03/2010	4,56%	01/08/2013	3,75%	01/01/2017	3,06%
01/04/2010	4,73%	01/09/2013	3,72%	01/02/2017	3,08%
01/05/2010	4,53%	01/10/2013	3,72%	01/03/2017	3,06%
01/06/2010	4,18%	01/11/2013	3,69%	01/04/2017	3,01%
01/07/2010	3,90%	01/12/2013	3,82%	01/05/2017	3,00%
01/08/2010	4,07%	01/01/2014	3,96%	01/06/2017	2,86%
01/09/2010	3,65%	01/02/2014	3,62%	01/07/2017	2,83%
01/10/2010	3,72%	01/03/2014	3,56%	01/08/2017	2,86%
01/11/2010	4,01%	01/04/2014	3,61%	01/09/2017	2,78%
01/12/2010	4,24%	01/05/2014	3,41%	01/10/2017	2,86%
01/01/2011	4,40%	01/06/2014	3,33%	01/11/2017	2,86%
01/02/2011	4,61%	01/07/2014	3,40%	01/12/2017	2,76%
01/03/2011	4,49%	01/08/2014	3,28%	01/01/2018	2,74%
01/04/2011	4,49%	01/09/2014	3,09%	01/02/2018	3,02%
01/05/2011	4,38%	01/10/2014	3,10%	01/03/2018	3,09%
01/06/2011	4,14%	01/11/2014	3,07%	01/04/2018	2,99%
01/07/2011	4,39%	01/12/2014	2,96%	01/05/2018	3,13%
01/08/2011	4,09%	01/01/2015	2,69%	01/06/2018	3,05%
01/09/2011	3,50%	01/02/2015	2,23%	01/07/2018	2,99%
01/10/2011	2,72%	01/03/2015	2,60%	01/08/2018	3,13%
01/11/2011	3,00%	01/04/2015	2,47%	01/09/2018	3,03%
01/12/2011	3,09%	01/05/2015	2,83%	01/10/2018	3,24%
01/01/2012	2,99%	01/06/2015	2,94%	01/11/2018	3,38%
01/02/2012	3,00%	01/07/2015	3,21%	01/12/2018	3,32%
01/03/2012	3,15%	01/08/2015	2,92%	01/01/2019	3,02%
01/04/2012	3,32%	01/09/2015	2,92%	01/02/2019	3,03%
01/05/2012	3,15%	01/10/2015	2,85%	01/03/2019	3,13%
01/06/2012	2,53%	01/11/2015	2,91%	01/04/2019	2,89%
01/07/2012	2,69%	01/12/2015	2,90%	01/05/2019	2,91%
01/08/2012	2,60%	01/01/2016	3,04%		
01/09/2012	2,68%	01/02/2016	2,76%		
01/10/2012	2,81%	01/03/2016	2,70%		

Fonte: Investing. Elaboração Própria

8.5. Taxa EMBI+ Br: Dados mensais

Tabela 21- Dados EMBI+ Br mensais para referência

Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal	Data	Taxa Mensal
01/06/2009	2,66%	01/11/2012	1,52%	01/04/2016	4,04%
01/07/2009	2,77%	01/12/2012	1,55%	01/05/2016	3,82%
01/08/2009	2,43%	01/01/2013	1,36%	01/06/2016	4,01%
01/09/2009	2,72%	01/02/2013	1,51%	01/07/2016	3,47%
01/10/2009	2,51%	01/03/2013	1,82%	01/08/2016	3,36%
01/11/2009	2,38%	01/04/2013	1,91%	01/09/2016	3,15%
01/12/2009	2,19%	01/05/2013	1,70%	01/10/2016	3,15%
01/01/2010	1,91%	01/06/2013	2,07%	01/11/2016	3,23%
01/02/2010	2,30%	01/07/2013	2,32%	01/12/2016	3,48%
01/03/2010	2,01%	01/08/2013	2,33%	01/01/2017	3,28%
01/04/2010	1,84%	01/09/2013	2,51%	01/02/2017	2,85%
01/05/2010	1,90%	01/10/2013	2,34%	01/03/2017	2,75%
01/06/2010	2,35%	01/11/2013	2,24%	01/04/2017	2,70%
01/07/2010	2,50%	01/12/2013	2,55%	01/05/2017	2,60%
01/08/2010	2,04%	01/01/2014	2,30%	01/06/2017	2,84%
01/09/2010	2,22%	01/02/2014	2,78%	01/07/2017	2,86%
01/10/2010	2,03%	01/03/2014	2,51%	01/08/2017	2,67%
01/11/2010	1,71%	01/04/2014	2,22%	01/09/2017	2,65%
01/12/2010	1,83%	01/05/2014	2,09%	01/10/2017	2,46%
01/01/2011	1,81%	01/06/2014	2,08%	01/11/2017	2,44%
01/02/2011	1,69%	01/07/2014	2,06%	01/12/2017	2,44%
01/03/2011	1,74%	01/08/2014	2,25%	01/01/2018	2,34%
01/04/2011	1,71%	01/09/2014	2,05%	01/02/2018	2,27%
01/05/2011	1,65%	01/10/2014	2,46%	01/03/2018	2,43%
01/06/2011	1,83%	01/11/2014	2,37%	01/04/2018	2,51%
01/07/2011	1,47%	01/12/2014	2,44%	01/05/2018	2,50%
01/08/2011	1,57%	01/01/2015	2,64%	01/06/2018	3,09%
01/09/2011	2,03%	01/02/2015	3,24%	01/07/2018	3,31%
01/10/2011	2,88%	01/03/2015	3,10%	01/08/2018	2,71%
01/11/2011	2,29%	01/04/2015	3,17%	01/09/2018	3,45%
01/12/2011	2,19%	01/05/2015	2,96%	01/10/2018	2,96%
01/01/2012	2,23%	01/06/2015	2,92%	01/11/2018	2,54%
01/02/2012	2,16%	01/07/2015	2,99%	01/12/2018	2,67%
01/03/2012	1,93%	01/08/2015	3,23%	01/01/2019	2,75%
01/04/2012	1,78%	01/09/2015	3,61%	01/02/2019	2,37%
01/05/2012	1,84%	01/10/2015	4,21%	01/03/2019	2,36%
01/06/2012	2,51%	01/11/2015	3,94%	01/04/2019	2,48%
01/07/2012	2,13%	01/12/2015	4,36%	01/05/2019	2,50%
01/08/2012	1,75%	01/01/2016	5,32%		
01/09/2012	1,81%	01/02/2016	5,13%		
01/10/2012	1,62%	01/03/2016	4,89%		

Fonte: Ipea. Elaboração Própria