



Audiência Pública nº 09/2019

“Obter subsídios para definição de metodologia de cálculo e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital dos segmentos de geração e transmissão de energia”

Contribuições ISA CTEEP

22 de Abril de 2019

Índice

1	Considerações iniciais	6
1.1	Necessidade de manutenção da estabilidade regulatória	6
1.2	Necessidade de consistência do WACC.....	12
1.3	Princípios norteadores para nossas contribuições	15
2	Contribuições Específicas.....	18
3	Janela de Dados.....	18
3.1	Pedido Principal.....	18
3.2	Tratamento de Outliers.....	22
3.2.1	Pedido Principal.....	23
3.2.2	Pedido Subsidiário.....	27
4	Considerações quanto à utilização do CAPM.....	29
4.1	Proposta para a taxa de Livre de Risco	29
4.1.1	Pedido Principal.....	29
4.2	Proposta para o β	32
4.2.1	Pedido Principal.....	32
4.3	Proposta para prêmio de risco de mercado.....	39
4.4	Proposta para o custo do capital de terceiros	41
4.4.1	Pedido Principal.....	41
4.4.2	Pedido Subsidiário.....	45
4.4.3	Custo de Emissão.....	49
4.5	Proposta para a Estrutura de Capital	57
4.5.1	Pedido Principal.....	57
4.5.2	Pedido Subsidiário.....	60
5	Frequência de atualização dos parâmetros	63
6	Custo Anual das Instalações Elétricas - CAIMI	65
7	Resumo dos pedidos	67
8	Bibliografia	68

Lista de Tabelas

Tabela 1: Exemplo de países que definem o WACC acima do ponto médio	10
Tabela 2: Janela de dados para cada parâmetro	18
Tabela 3 Amostra de empresas para cálculo do beta	32
Tabela 4 Proposta de peso para ponderação de ativos em D/T	34
Tabela 5 Empresas e respectivos países e modelos de regulação	37
Tabela 6 Cálculo do Beta para cada empresa	38
Tabela 7 Cálculo da média dos betas desalavancados por tipo de regulação	39
Tabela 8 Cálculo da diferença entre os betas	39
Tabela 9: Spreads aplicado de acordo com o Rating	43
Tabela 10: Relação entre ratings e Spreads	45
Tabela 11: Diferentes séries de uma mesma emissão	51
Tabela 12: Agrupamento de duas séries para a mesma emissão	51
Tabela 13: Pagamento da Remuneração das Debêntures	53
Tabela 14: Fluxo de caixa do emissor e investidor	54
Tabela 15: Valor da emissão e classificação por volume	56
Tabela 16: Resultado do custo por volume de emissão	57
Tabela 17: Valores propostos por parâmetro para 2018	67

Lista de ilustrações

Figura 1: Relação de lotes oferecidos vs arrematados	7
Figura 2: Relação RAP vs Investimento	8
Figura 3: Fracasso dos leilões de transmissão em relação ao WACC médio.....	9
Figura 4: Evolução da NTN-B e do EMBI+ (2013 a 2018)	13
Figura 5: Evolução do Rating soberano do Brasil (2013 a 2018).....	14
Figura 6: Coeficiente de variação da média do beta de acordo com a janela	21
Figura 7: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo da taxa livre de risco	24
Figura 8: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo do prêmio de risco de mercado	24
Figura 9: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo da taxa de emissão das debêntures	25
Figura 10: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo do custo de emissão das debêntures	25
Figura 11: Boxplot dos dados utilizados para o cálculo da taxa livre de risco (Janela de 10 anos)	26
Figura 12: Boxplot dos dados utilizados para o cálculo da taxa de emissão das debêntures (Janela de 10 anos).....	27
Figura 13: Boxplot dos dados utilizados para o cálculo do custo de emissão das debêntures ..	27
Figura 14: Comparação entre UST-10 e NTN-B (mensal)	32
Figura 15: Regressão do spread a ser adicionado à taxa livre de risco	44
Figura 16 Modelo atual vs proposto para o cálculo da taxa de emissão das debêntures	47
Figura 17: Relação de emissões de debentures por ano	48
Figura 18: Custo de Emissão – 4ª Emissão de Debêntures EDP Energias do Brasil	50
Figura 19: Estimativa do WACC e da Estrutura Ótima de Capital	59
Figura 20: Relação Dívida Líquida sobre EBITDA apresentada pela 3G Radar	62
Figura 21: Relação Dívida Líquida sobre EBITDA da TAESA e ISA CTEEP	63

1 Considerações iniciais

Este documento apresenta as contribuições da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("ISA CTEEP") para aprimoramento da metodologia proposta no bojo da Audiência Pública ANEEL nº 09/2019 ("AP nº 09/2019").

1.1 Necessidade de manutenção da estabilidade regulatória

Antes mesmo de adentrar as contribuições específicas sobre o modelo apresentado por essa Agência, cabe pontuar nosso entendimento a respeito da evolução regulatória apresentada pelo processo de definição da metodologia para o cálculo da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital.

Nesse contexto, entendemos que a abertura da Consulta Pública nº 15/2018 com o principal objetivo de obter subsídios acerca da metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital para os segmentos de distribuição, transmissão e geração traduziu-se em uma abertura fundamental de diálogo com os afetados pela regulação, possibilitando ampla discussão sobre o tema.

É que com a referida Consulta Pública essa Agência pretendeu equalizar os parâmetros para aplicação de alguns dos componentes para o cálculo do WACC, o que, em outras palavras, reflete na tão perseguida segurança e estabilidade regulatória.

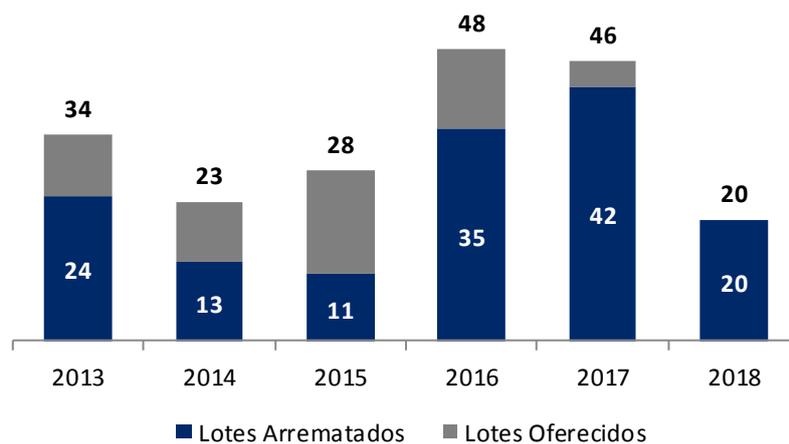
Veja-se, como já apresentado em outras oportunidades, que a demonstração da solidez de regras e princípios a serem perseguidos pelo regulador tem impacto direto no sinal regulatório dado à realização de investimentos no setor.

Especificamente quanto ao caso da transmissão, observa-se que em períodos em que verificada maior instabilidade de regras, os investimentos no setor tornam-se mais escassos, justamente em razão do ambiente incerto. No passado recente, por exemplo, os leilões obtiveram sucesso até 2011. Entretanto, logo após o estabelecimento da MP 579 em 2012, o sentimento de insegurança jurídica e

instabilidade regulatória causou grandes flutuações no setor, que levaram a um grande aumento na frustração de lotes nos leilões dos anos subsequentes (2013, 2014, 2015).

Por outro lado, em períodos em que se verifica maior estabilidade e solidez, os investimentos são retomados, o que implica diretamente no sucesso dos leilões de transmissão. A partir disso, podemos notar na Figura 1 que com a definição da Portaria 120 em 2016, devido à confiança do investidor e um cenário mais promissor às empresas, o desempenho dos leilões melhorou.

Lotes oferecidos x arrematados



Fonte: ANEEL

Figura 1: Relação de lotes oferecidos vs arrematados

Ainda sobre o tema, veja-se, novamente, o insucesso de leilões de transmissão e posterior aumento expressivo da relação RAP/investimento, **que chegou a atingir nível superior ao dobro do verificado nos anos de maior estabilidade regulatória e respeito ao incumbente**, conforme demonstrado na Figura 2 a seguir.

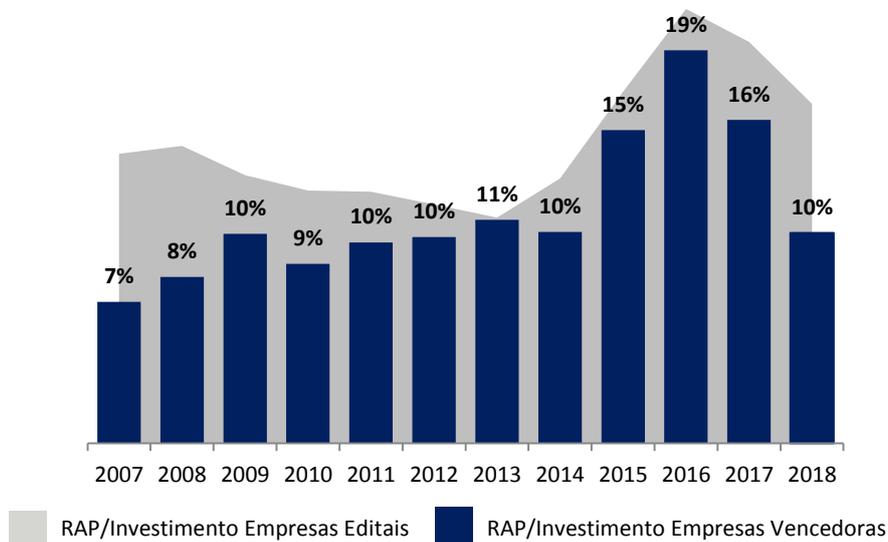


Figura 2: Relação RAP vs Investimento

Com relação ao apresentado, caso a relação RAP vs Investimento de 2007, que era de 7%, tivesse se mantido ao longo dos anos subsequentes, os usuários da rede básica pagariam R\$ 179 bilhões a menos¹ pela expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em outras palavras, a instabilidade regulatória onerou e continua onerando o consumidor.

Retornando ao caso específico da presente Audiência Pública e de forma a demonstrar a importância de definição correta do WACC, apresenta-se a correlação direta entre o aumento da taxa WACC, para que essa corresponda à realidade setorial, e o índice de sucesso em leilões de transmissão

¹ O montante foi obtido através da diferença entre a RAP vencedora dos Leilões realizados após 2007 e a RAP projetada considerando-se a relação RAP vs Investimento de 7%

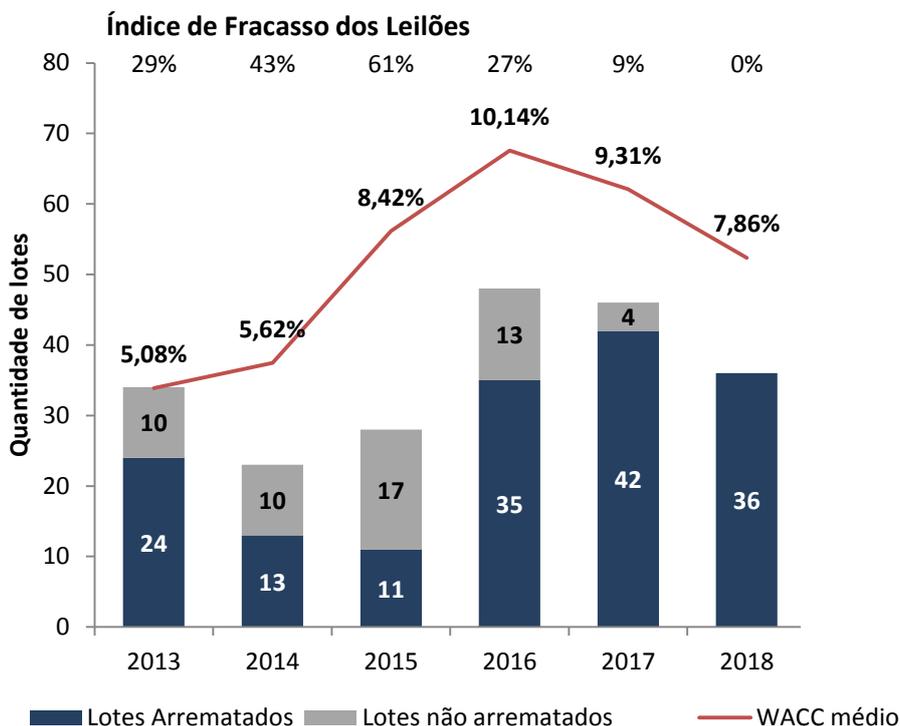


Figura 3: Fracasso dos leilões de transmissão em relação ao WACC médio

Confirmando o entendimento exposto, o documento “Metodologia de Cálculo WACC” para concessões públicas publicado pelo Ministério da Fazenda em dezembro de 2018 cita que:

“Caso o WACC seja utilizado para remunerar o investimento em ativos regulados, um risco relevante é de que o valor estimado esteja abaixo do nível adequado, o que pode levar a um indesejável subinvestimento em infraestrutura. Essa é uma falha regulatória que pode gerar graves efeitos adversos se afetar a confiabilidade ou qualidade do serviço do setor de infraestrutura ao qual se aplica.

*Igualmente, na utilização do WACC em modelagens nas quais a proposta econômica, ofertada para um ativo objeto da Concessão, for a outorga a ser paga ao Poder Concedente, a subestimação do WACC pode resultar em outorgas superestimadas, **reduzindo a atratividade do projeto**. Isso*

potencialmente gera leilões vazios e a postergação de investimentos em infraestrutura essenciais para o crescimento econômico.”

Os pontos explicitados são apenas exemplos de como a definição de regras que sejam condizentes com a realidade fática do setor e a manutenção da estabilidade regulatória são caminhos que conduzem necessariamente não apenas a melhora na percepção de risco dos investidores no setor, mas também no atingimento do interesse público.

Nesse contexto, vale conhecer as iniciativas que demais países de referência tomaram quando conheceram os mesmos problemas agora enfrentados pela Agência. Leia-se no documento supracitado do Ministério da Fazenda:

“De acordo com Fallon e Cunningham (2014) (Tabela 1), os reguladores tendem a escolher um WACC acima do ponto médio em países como a Nova Zelândia, Reino Unido e Estados Unidos.

Tabela 1: Exemplo de países que definem o WACC acima do ponto médio

País Regulador, Período Regulatório	Setor	Base points acima do ponto médio
Austrália		
AER, 2014-15	Distribuição de Energia	61
		37
ERA (Austrália Ocidental), 2014	Trans. & Distribuição de Gás	13
ESC (Vitória), 2013	Abastec. & Saneamento	20.5
ESC (Vitória), 2008	Distribuição de Gás	18
Europa		
Dinamarca, 2008	Distribuição de Energia	Nenhum
França, 2013-16	Transmissão de Gás	300 bp de incremento para alguns investimentos
Estados Unidos da América		
FCC, 2014 até redef.	Telecomunicações	66
FERC, (2014)	Transmissão de Energia Elétrica	60
Indiana, 2013 -	Energia Elétrica	8.5
Flórida, 2013-16	Energia Elétrica	0.5
Maryland, 2013-reset	Distribuição de Energia	0.5
Pensilvânia, 2013-reset	Distribuição de Energia	14.0
Nova Iorque, 2014 -reset	Energia Elétrica	19.0
	Gás	24.0

(...)

Além daqueles agentes reguladores que adotaram a abordagem probabilística, é possível elencar vários outros que promoveram algum tipo de aumento à taxa, ou seja, adotaram como padrão um valor acima do valor médio. No Anexo 1 foram elencados alguns dos casos levantados por Fallon e Cunningham (2014).

*Cabe lembrar que o método utilizado na Nova Zelândia foi originalmente desenvolvido para fins regulatórios. Assim, o valor do WACC correspondente ao percentil 67 era utilizado quando da revisão contratual, que ocorria a cada cinco anos, e o principal objetivo era **evitar o risco de subinvestimento pelo concessionário.***

Para balizar esse processo decisório é necessário levar em consideração que, ao escolher uma taxa de desconto que se revele abaixo do custo de capital real, reduz-se o incentivo para que o concessionário faça investimentos no projeto, o que pode ter por consequência a busca de procedimentos administrativos ou judiciais com o objetivo de retardar investimentos. Por outro lado, uma taxa de desconto muito alta poderá implicar em uma tarifa mais alta para os usuários dos serviços.

*(...) **A utilização de um percentil acima de 50 como padrão reflete a avaliação de que o custo social associado ao risco do leilão vazio é superior ao risco da concessão do ativo por um preço subestimado.***

Deste modo, sugere-se que o padrão para o cálculo da outorga seja a utilização de percentil acima do percentil 50 para o cálculo do WACC para fins de obtenção da outorga mínima ou da tarifa teto para concessão de infraestrutura em um processo competitivo.”

Baseado no posicionamento do Ministério da Fazenda acerca do cálculo do WACC, entendemos que o setor de transmissão ainda possui espaço para aprimoramentos, de forma a evitar o subinvestimento e risco social advindo de uma remuneração abaixo do ideal para o serviço prestado.

Assim, e, tendo em vista a relevância da definição de uma Taxa de Remuneração justa que seja capaz de refletir a realidade do setor elétrico e promover, em concomitância, a modicidade de tarifas e um ambiente que estimule os investimentos necessários, entendemos como primordial a iniciativa da Agência de abertura do diálogo e aprimoramento da metodologia até então utilizada com o objetivo principal de promoção da estabilidade regulatória e da construção de um modelo sustentável de negócio, criando incentivos econômicos corretos, alocando corretamente riscos e custos, e alinhando interesses individuais, empresariais e sistêmicos.

Muito embora a proposta apresentada por essa Agência tenha demonstrado uma evolução quanto ao modelo anteriormente utilizado, a ISA CTEEP entende que ajustes ainda se fazem necessários como forma de proporcionar um modelo com maior robustez metodológica, e é o que se expõe nas próximas seções.

1.2 Necessidade de consistência do WACC

Para além da necessidade de manutenção da estabilidade regulatória, outro ponto que deve ser observado é a necessidade de consistência da definição do Custo Médio Ponderado de Capital. Isso quer dizer que a definição desse custo deve, necessariamente, refletir o ambiente econômico de atuação dos agentes afetados por essa, evoluindo em razão da mudança desse ambiente.

Desse modo, quanto mais adversas as condições de atuação e menor a disponibilidade de capital (reflexo direto de condições econômicas mais instáveis), maior deve ser a taxa que remunera o investimento no país.

A esse respeito, vale mencionar que, conforme demonstram as figuras Figura 4 e Figura 5, abaixo colacionadas, no ano de 2013 (último ano em que definido a taxa atualmente aplicável para o seguimento de transmissão) as condições econômicas eram melhores se comparadas às atuais (novo momento de definição do WACC regulatório).

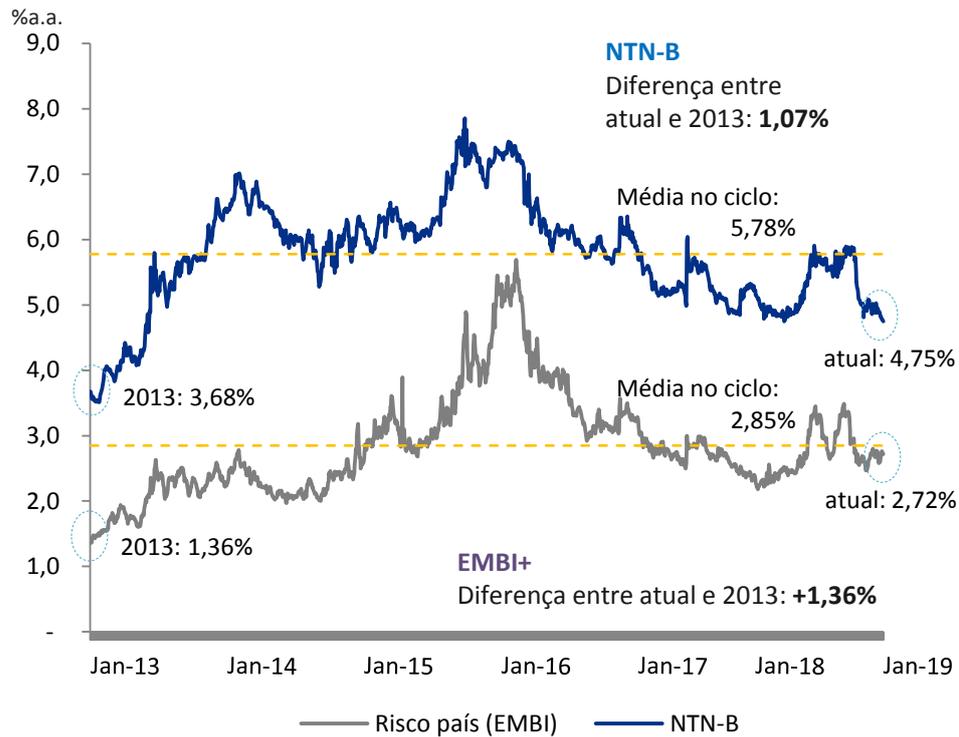


Figura 4: Evolução da NTN-B e do EMBI+ (2013 a 2018)

Ou seja, apesar da melhora ocorrida em 2017 e 2018, a situação macroeconômica atual ainda é pior que aquela da época da definição do WACC regulatório de 6,64%, com taxas entre 1,07 p.p. e 1,36 p.p superiores, demonstrando necessidade de aumento de mesma magnitude no WACC.

Além disso, a situação do período no qual os investimentos foram realizados é ainda pior, com taxas, na média, 1,49 p.p e 2,10 p.p. superiores, reforçando a necessidade de aumento do WACC para reconhecimento justo pela compensação pelo custo de capital incorrido para realização dos investimentos.

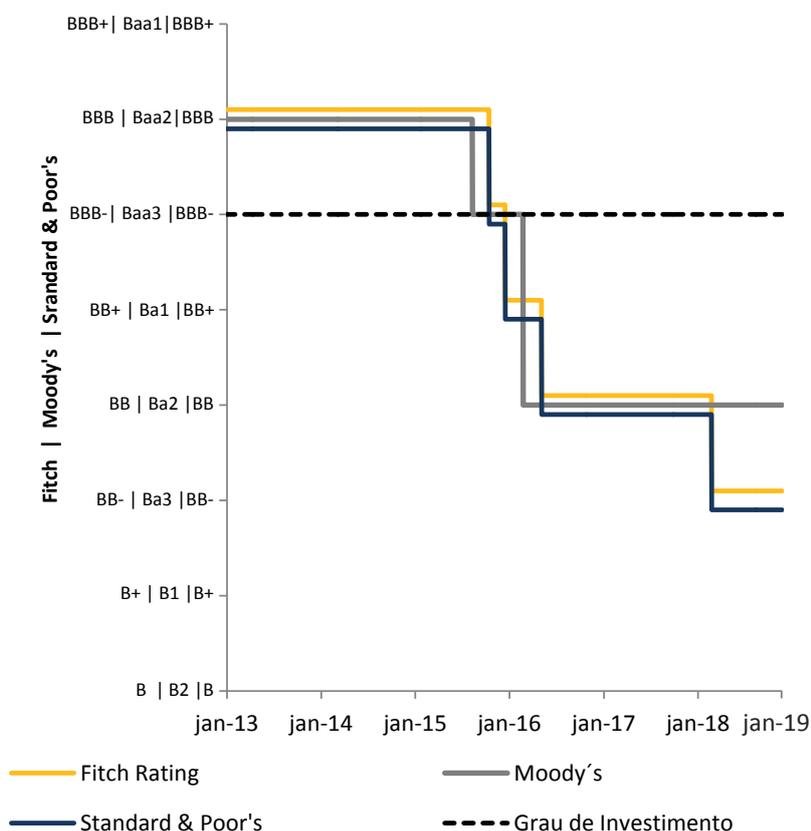


Figura 5: Evolução do Rating soberano do Brasil (2013 a 2018)

Outro indicativo claro de piora da situação macroeconômica é a diminuição do *rating* soberano do Brasil, em até quatro níveis, com perda do grau de investimento

(*investment grade*). Como consequência, aumentam o custo e a dificuldade de captação de recursos pelos agentes brasileiros, com impactos diretos tanto no custo de capital de terceiros (maiores taxas de juros e *spreads*) como no custo de capital próprio (aumento do custo de oportunidade).

Sendo assim, em sendo patente a degradação do ambiente econômico do Brasil e sendo certo que a o WACC deve refletir essas condições, por óbvio que o cálculo do novo custo apto a remunerar os investimentos de transmissão deve refletir esse ambiente.

1.3 Princípios norteadores para nossas contribuições

A Consulta Pública do Ministério de Minas e Energia nº 32/2017 (CP 32/2017) teve como principal objetivo a definição de princípios basilares ao setor elétrico que deveriam ser aplicados a aprimoramentos realizados no arcabouço legal e regulatório². Como resultado dessa CP, foi criada a Portaria nº 86/GM intitulada de Princípios para Atuação Governamental no Setor Elétrico.

A partir do estabelecimento da Portaria, entendemos que os dez princípios devem nortear as decisões da ANEEL, e a prática demonstra que estes têm sido perseguidos por esta Agência na definição das diretrizes gerais às regulações de sua responsabilidade.

Isso demonstra, em outras palavras, um evidente compromisso da Agência na busca pela eficiência e transparência regulatória. Tanto é assim que a Audiência Pública a que ora se contribui, demonstrou de modo expresso a aplicação de alguns dos princípios prestigiados pela Consulta Pública mencionada.

² No curso da consulta pública, o Ministério de Minas e Energia prestigiou a adoção de princípios como eficiência, equidade e sustentabilidade. Como subprincípios destaca-se o da isonomia, abrangência e coerência, credibilidade, transparência e participação pública, previsibilidade e simplicidade.

Nesse contexto, a ANEEL pautou toda a proposta da revisão da metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital a ser aplicado sobre os investimentos realizados pelas empresas concessionárias em princípios que visam a promoção da simplicidade, transparência e estabilidade regulatória, totalmente em linha com o promovido pelo Ministério de Minas e Energia.

Entendemos, no entanto, que a promoção desses princípios não deve ser objetivo perseguido apenas pelos órgãos reguladores, mas também pelos regulados, em especial quando dentro de um contexto que privilegia a participação democrática para a construção do melhor modelo regulatório.

Diante disso, a ISA CTEEP também pautou a presente contribuição à Audiência Pública na promoção dos princípios da estabilidade regulatória, uso de parâmetros locais, simplificação, uso de dados públicos e padronização de janelas. Veja-se:

- A) **Estabilidade regulatória:** A respeito desse princípio, entendeu a ANEEL que grandes alterações metodológicas que transformassem a forma de remuneração do investimento até então utilizada pela Agência, poderiam significar, na percepção dos investidores e dos agentes setoriais, um sinal de instabilidade regulatória, afetando o ambiente de investimentos. Em razão do referido princípio, a decisão dessa Agência foi a de manter a metodologia já utilizada pela Agência, com ajustes necessários apenas nos parâmetros para o cálculo do custo médio ponderado de capital.

No mesmo sentido, a contribuição ora apresentada pela ISA CTEEP é no sentido de que deve ser aplicada uma metodologia que reflita e acompanhe os indicadores de mercado.

Em outras palavras, a presente contribuição se atém à metodologia WACC/CAPM, propondo ajustes para o cálculo e utilização dos parâmetros que a compõem, somente quando esses resultarem em maior robustez do método.

Vale lembrar ainda que, em homenagem ao princípio da estabilidade e coerência regulatória, os ajustes propostos pela ISA CTEEP são aplicáveis também para o âmbito da distribuição e da geração.

- B) **Uso de parâmetros locais, quando possível:** Outro ponto também prestigiado pela Agência é a adoção, sempre que metodologicamente possível, de parâmetros nacionais. Seguindo a recomendação da Agência, a contribuição da ISA CTEEP também preza pela utilização de parâmetros nacionais.

A esse respeito, a ISA CTEEP entende que a utilização de parâmetros nacionais permite maior aderência do cálculo do custo de capital a realidade de atuação das empresas, permitindo a comparação com alternativas de investimentos mais similares e com a vantagem adicional de simplificação dos cálculos.

- C) **Simplificação:** a metodologia deve ser a mais simples possível, considerando um nível adequado de precisão e de embasamento em relação ao mercado, de modo a permitir maior compreensão dos agentes envolvidos e maior transparência dos valores. No entanto, a utilização da premissa de simplicidade não significa dizer a utilização de menor rigor metodológico e precisão das premissas adotadas

Dessa forma, a contribuição da ISA CTEEP também leva em consideração a simplicidade, propondo, no entanto, a utilização de parâmetros que agregarão maior precisão e robustez ao modelo.

- D) **Padronização de janelas:** também como sugerido pela ANEEL, a ISA CTEEP em sua contribuição sugere a padronização das janelas de dados em 10 anos, conforme exposto no tópico seguinte, exceto para o prêmio de risco de mercado, o qual concordamos que deve possuir a maior janela de dados possível.

- E) **Uso de dados públicos:** assim como na proposta apresentada por essa ANEEL,

os números apresentados pela ISA CTEEP também se pautam em dados públicos.

2 Contribuições Específicas

A partir desse capítulo, comentaremos a respeito de cada parâmetro contido na definição do Custo Médio Ponderado de Capital. Cada parâmetro possui um Pedido Principal, que representa o posicionamento da ISA CTEEP perante a metodologia mais adequada, robusta e correta para a mensuração do parâmetro em discussão. Alguns dos parâmetros possuem também um Pedido Subsidiário, que seria uma segunda alternativa viável para a adequação do cálculo em questão, para a agência considerar caso discorde da sugestão contida no Pedido Principal.

3 Janela de Dados

3.1 Pedido Principal

A proposta atual apresentada pelo regulador, por meio da Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL, propõe a padronização das janelas de dados conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2: Janela de dados para cada parâmetro

Parâmetro	Índice de referência	Período	Prazo (anos)
Taxa Livre de Risco + Risco País	NTN-B (5 anos +)	Jan/2014 a Dez/2018	5
Beta			
Índice de mercado	S&P 500	Out/2013 a Set/2018	5
Retorno das empresas	Membros EEL: ao menos 50% dos ativos D ou T	Out/2013 a Set/2018	5
Prêmio de Risco de Mercado			
Retorno de Mercado	S&P 500	Dez/1928 a Dez/2018	90
Taxa Livre de Risco	USTB10Y	Dez/1928 a Dez/2018	90
Custo de Capital de Terceiros			
Debêntures	Atreladas ao CDI	Jan/2014 a Dez/2018	5
Custo de Emissão	Conforme prospectos	Jan/2014 a Dez/2018	5
Estrutura de Capital (% Capital de Terceiros)	Dívida Líquida / EBITDA = 2,5x	Regulatório	
CDI e Inflação	Boletim FOCUS do Banco Central	Último ano projetado (2022)	

Fonte: Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL

A ISA CTEEP entende que a adoção dos princípios da simplificação e padronização é muito adequada, pois contribui para a consistência interna do modelo, estabilidade regulatória e para facilitar o entendimento da metodologia por parte todos os agentes interessados: empresas, consumidores, associações, etc. Contudo, o período considerado na janela de dados deve ser ampliado, conforme será detalhado a seguir.

A estabilidade dos parâmetros e consequentemente da metodologia é fundamental. Sobretudo a estabilidade do beta deve ser buscada, pois este parâmetro representa o risco sistemático do modelo. Assim, utilizar janelas de dados que agreguem estabilidade aos parâmetros é uma forma de evitar variações bruscas no cálculo do custo médio ponderado de capital e consequentemente tarifas instáveis. Isto provocaria tanto insegurança para o investidor, pois este estaria exposto a eventuais prejuízos econômicos, quanto insatisfação para o consumidor que estaria submetido a tarifas muito voláteis e imprevisíveis.

Na Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL a ANEEL menciona que não existe consenso quanto ao tamanho ideal da janela para a maioria dos parâmetros, como reproduzimos:

"137. Sabe-se que, a depender da metodologia a ser escolhida, determinadas séries já possuem um tamanho que tradicionalmente é utilizado por diversos reguladores. Por exemplo, é de praxe adotar janelas longas para o prêmio de risco de mercado. Entretanto, nem todos os parâmetros obtêm consenso quanto ao tamanho ideal da janela utilizada, a exemplo da taxa livre de risco. Assim, o que se pretende é encontrar o tamanho das séries que forneça equilíbrio à taxa e à sua atualização futura, de forma a tornar o cálculo previsível, adequado e estável do ponto de vista regulamentar e, dessa maneira, contribuir para um ambiente confiável para a tomada de decisão por parte dos investidores".

A ISA CTEEP concorda que se deve buscar tornar o cálculo previsível, adequado e estável, primando pela estabilidade metodológica e previsibilidade dos resultados ao longo do horizonte de tempo relevante para a execução dos investimentos.

Entretanto, ao utilizar janelas de dados de cinco anos a ANEEL pode estar agregando ao modelo alguns fatores de risco indesejados, como a influência de crises econômicas e o impacto da instabilidade política.

Conforme CAMACHO, ROCHA e FIUZA (2006) *“a escolha do período a ser utilizado para a implementação do CAPM é de extrema importância. Sabe-se que o CAPM é um modelo de período único e, portanto, as séries utilizadas devem ser construídas observando a consistência temporal. Períodos curtos refletem demasiadamente a conjuntura, enquanto períodos muito longos podem refletir regimes econômicos muito distintos do que se verifica no médio prazo. Além disso, sempre que possível, as estimações devem levar em consideração a maturação de investimentos pertencentes à indústria em análise”*.

De acordo com Gombola e Kahl (1990), a instabilidade do beta é a razão pela qual sua aplicação é tão controversa, especialmente em alguns setores, por exemplo, serviços públicos. Chen (1982) enfatiza que a estabilidade do beta é especialmente importante se o CAPM for utilizado para determinar o custo de capital próprio para as empresas de serviços públicos, como no caso do setor de energia.

Segundo Fernandez, o cálculo do beta histórico de uma empresa é muito afetado pelo período escolhido, dado que as variações diárias são muito significativas. Ainda segundo o mesmo autor outra fonte de imprecisão é a fonte dos dados, mesmo utilizando fontes conceituadas como Reuters e Bloomberg.

Para buscar a uma janela de dados que agregue estabilidade ao beta, foi feita uma análise do coeficiente de variação (calculado como a razão do desvio padrão pela média) para diversas janelas de dados. Para isto foram utilizados os mesmos critérios propostos pela ANEEL para o parâmetro beta na presente audiência pública. Ou seja,

foram utilizadas as mesmas empresas³, estruturas de capital, alíquotas de impostos e taxas de retorno propostas pelo regulador. Na Figura 6 é possível observar que a partir de uma janela de dez anos o coeficiente de variação diminui significativamente.

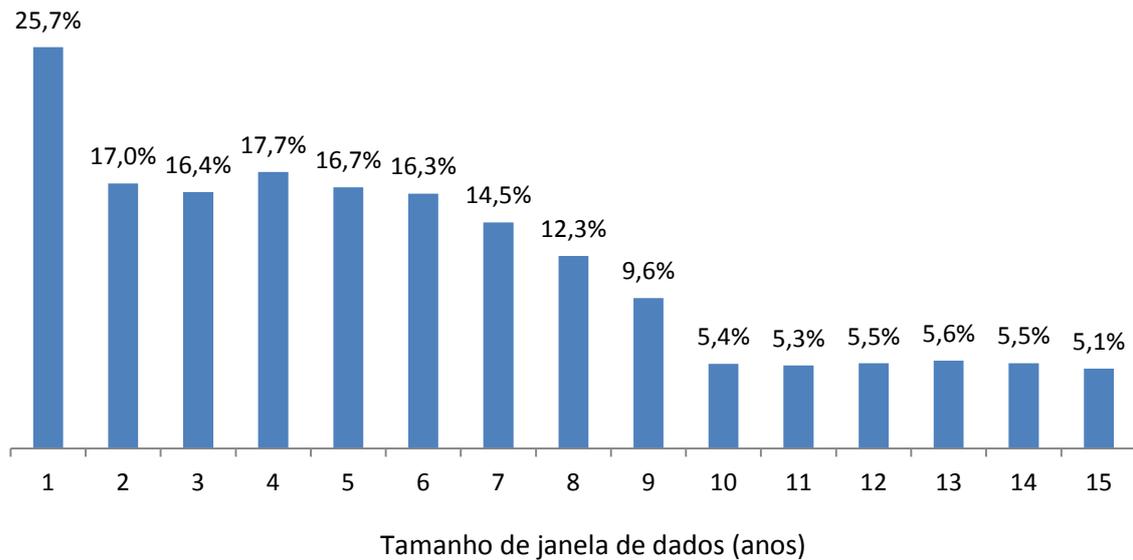


Figura 6: Coeficiente de variação da média do beta de acordo com a janela

Logo, dada a importância da escolha do período para a estabilidade dos parâmetros do modelo CAPM e principalmente do beta, sugerimos a utilização de séries de 10 anos para todos os parâmetros, exceto para o prêmio de risco de mercado, onde se deve utilizar o maior período possível.

Sobre esse ponto, diversos países⁴ utilizam janelas de dados com dez anos para o cálculo do custo médio ponderado de capital, quais sejam: Finlândia; Grécia; Holanda; Hungria; Inglaterra e República Checa.

³ Ameren Corporation, American Electric Power Company, Inc., CenterPoint Energy, Inc., Consolidated Edison, Inc., Edison International, Eversource Energy, Exelon Corporation, Otter Tail Corporation, FirstEnergy Corp., IDACORP, Inc., NorthWestern Corporation, OGE Energy Corp.

⁴ Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks – CEER 2019

Entre os principais argumentos utilizados pelo regulador do Reino Unido⁵ para a utilização da janela de dez anos, destacamos:

- Um período de pelo menos 10 anos é apropriado para a estimação de taxas livres de risco
- Uma média de longo prazo do retorno dos mercados é a melhor descrição das expectativas dos investidores com relação ao retorno total dos mercados
- É apropriado considerar os resultados de longo prazo na estimação do Beta, considerando impactos estruturais.

A adoção do período proposto agrega estabilidade à metodologia, conseqüentemente eleva o nível de segurança dos investidores e, no longo prazo, diminui o nível de risco sistemático levando assim a um ambiente tarifário menos volátil para os consumidores.

Pedido 1. Utilizar janela de dados de 10 anos para os parâmetros, Taxa Livre de Risco, custo do capital de terceiros e Beta. Para o Prêmio de Risco de Mercado (PRM) utilizar a maior janela de dados disponível.

3.2 Tratamento de Outliers

Na Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL, a ANEEL elenca alguns argumentos para a utilização da mediana, como reproduzimos:

"129. O custo de capital de terceiros mensurado por meio do retorno das debêntures passaria a ser o único parâmetro mensurado com base em um custo gerenciável. A fim de evitar contaminar o valor com comportamentos oportunistas e

⁵ https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/12/riio-2_finance_annex.pdf

expurgar eventuais outliers, torna-se necessário tratar os dados estatisticamente e, para isso, propõe a adoção da mediana”.

A ISA CTEEP concorda que os dados devem ser tratados para evitar a incidência indesejada de *outliers*. Entretanto, algum critério deve ser utilizado para a verificação da presença de *outliers* nos parâmetros a serem utilizados. A seguir será apresentada uma opção.

3.2.1 Pedido Principal

Considerando as diversas técnicas para a identificação de *outliers*, sugerimos a utilização da técnica conhecida como *boxplot* (diagrama de caixa) de John W. Tukey (1915-2000), pois esta é amplamente aceita. A seguir apresentaremos os resultados desta análise, tanto para os dados divulgados na presente Audiência Pública, como para a base de dados proposta pela ISA CTEEP.

Inicialmente, analisamos os dados que compõem a base de dados dos distintos parâmetros necessários para o cálculo do custo do capital próprio, por meio do CAPM (taxa livre de risco e PRM) observamos na Figura 7 e Figura 8 uma grande quantidade de pontos abaixo do limite inferior e acima do limite superior, indicando a presença de *outliers*. Em ambos os casos o ponto central é a mediana (Q2), o limite inferior é $Q1 - 1,5 * IQR$ (Intervalo Interquartil), e limite superior $Q3 + 1,5 * IQR$.

Por outro lado, ainda que utilizemos os mesmos critérios supracitados, a distribuição dos parâmetros utilizados para o cálculo do custo de capital de terceiros (taxa e custo de emissão das debêntures) a presença de *outliers* é ínfima ou nula, como pode ser observado na Figura 9 e Figura 10.

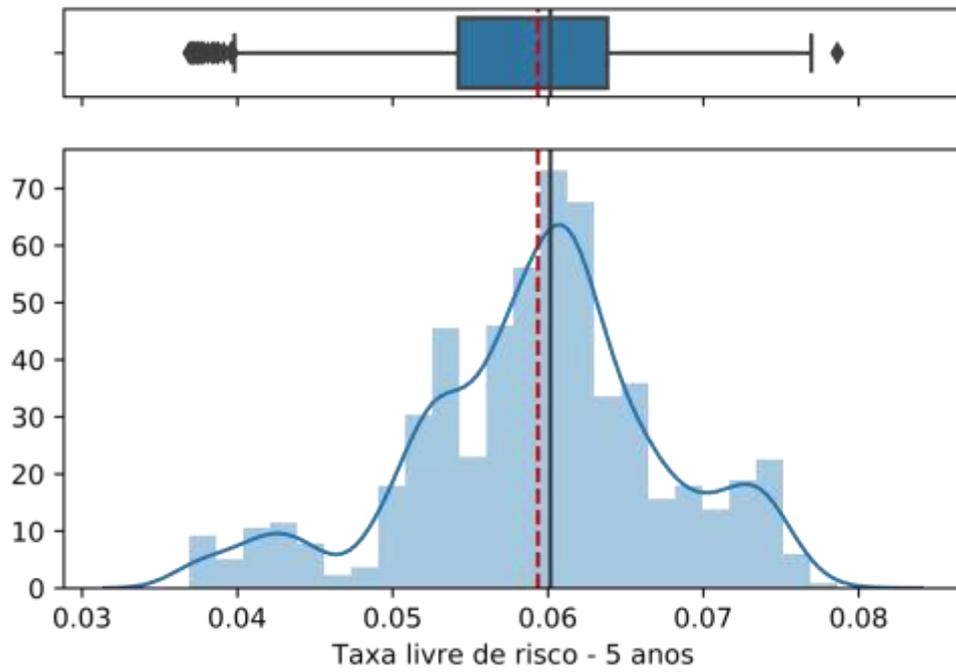


Figura 7: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo da taxa livre de risco

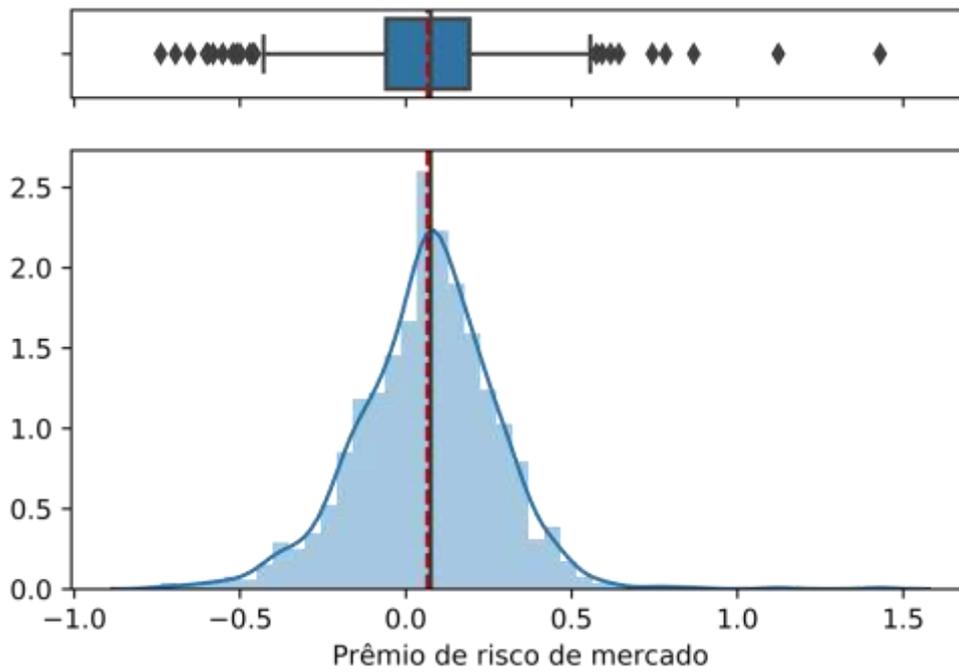


Figura 8: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo do prêmio de risco de mercado

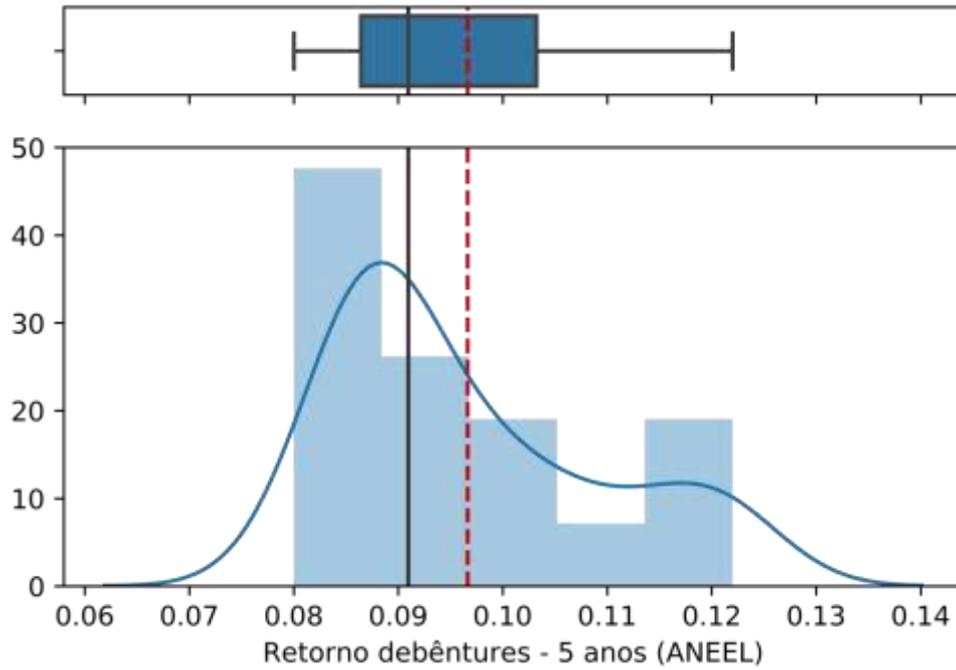


Figura 9: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo da taxa de emissão das debêntures

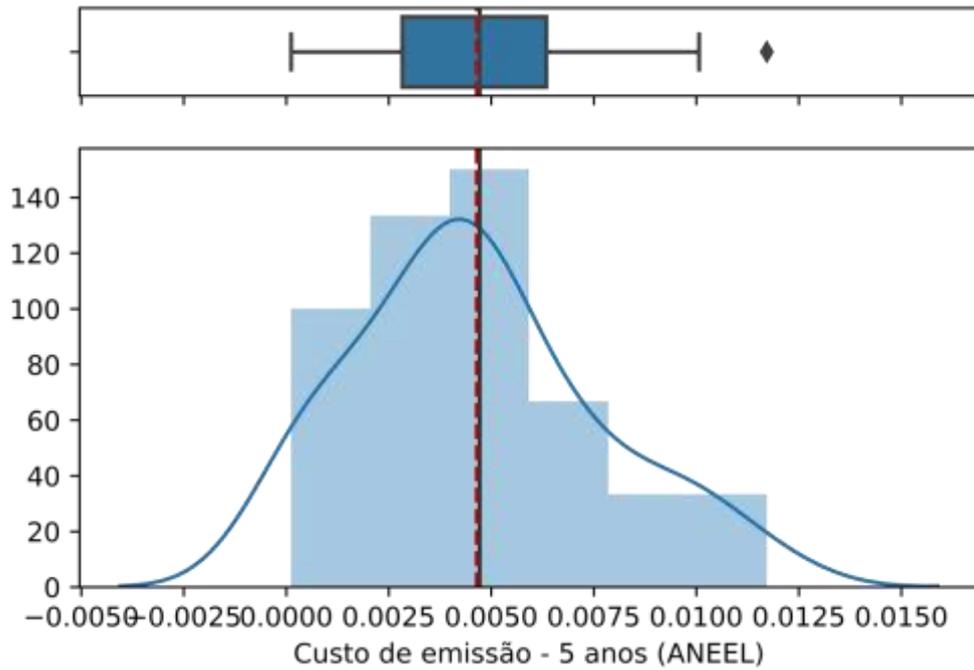


Figura 10: Boxplot dos dados da ANEEL utilizados para o cálculo do custo de emissão das debêntures

Ampliando a janela de dados para dez anos e considerando os parâmetros taxa livre de risco, taxa de emissão de debêntures e custo de emissão de debêntures, as conclusões são as mesmas, já que a distribuição dos dados é similar aos supracitados, conforme pode ser observado nas Figuras Figura 11, Figura 12 e Figura 13.

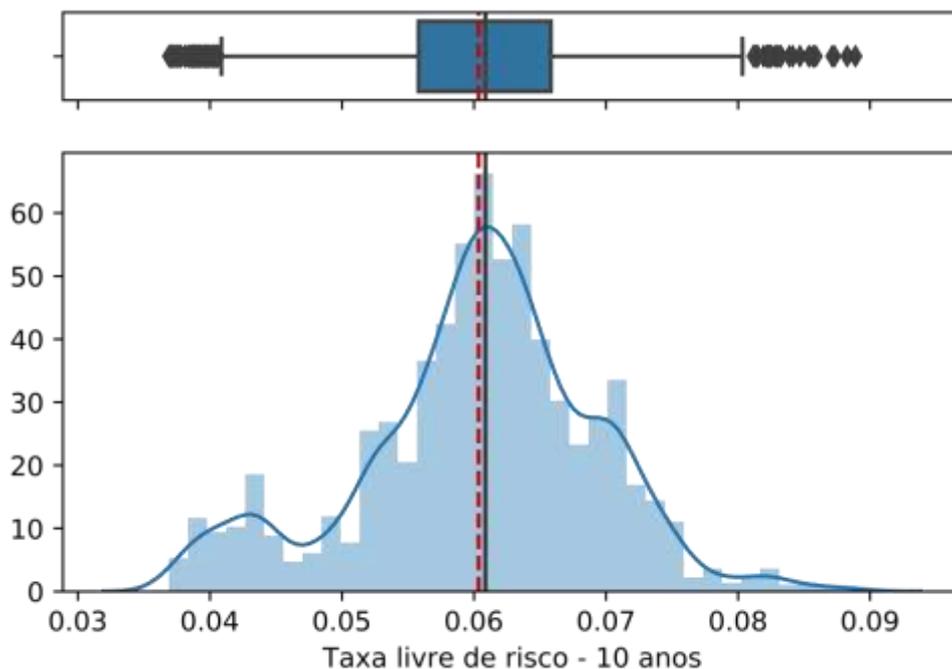


Figura 11: Boxplot dos dados utilizados para o cálculo da taxa livre de risco (Janela de 10 anos)

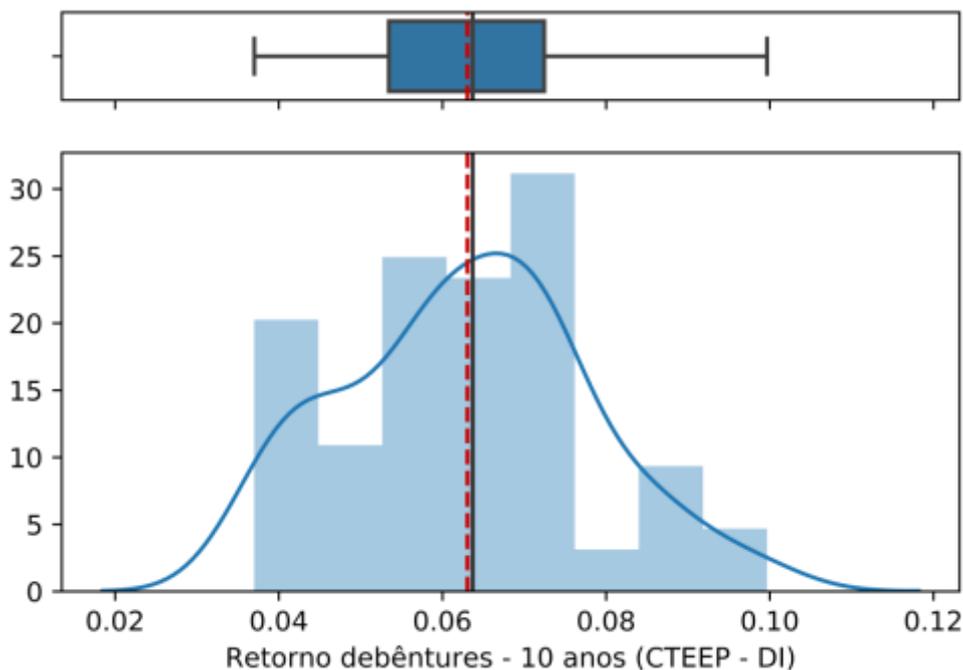


Figura 12: Boxplot dos dados utilizados para o cálculo da taxa de emissão das debêntures (Janela de 10 anos)

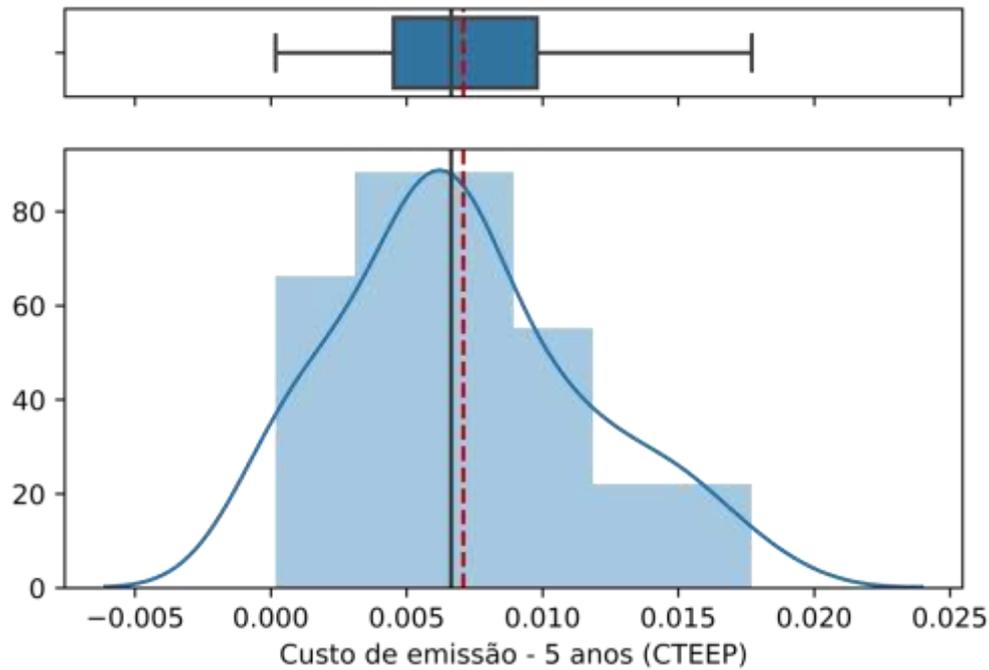


Figura 13: Boxplot dos dados utilizados para o cálculo do custo de emissão das debêntures

Considerando o resultado da análise de *outliers*, solicitamos que seja utilizada a mediana simples como medida de tendência central para os parâmetros taxa livre de risco e PRM. Já para a taxa e custo de emissão das debêntures, solicitamos que seja utilizada a média como medida de tendência central.

Pedido 2. Utilização de Mediana para distribuições com *outliers* (Taxa Livre de Risco e PRM) e de Média para distribuições sem outliers (Custo de Capital de Terceiros e Custo de Emissão de Debêntures).

3.2.2 Pedido Subsidiário

Por um lado, considerando o resultado da análise da seção anterior, observamos que somente no caso da taxa da taxa livre de risco e no prêmio de risco de mercado ocorreu a presença de *outliers*.

Por outro lado, observamos que a ANEEL utilizou a mediana apenas no cálculo do parâmetro taxa de emissão das debêntures que, como mencionado, não apresentou *outliers*. Logo, para evitar este tipo de incoerências metodológicas a ANEEL poderia optar pela simplificação, ao invés de adotar o critério estatístico para a seleção entre média e mediana apresentado na seção anterior. Neste caso, entendemos que o uso da média simplifica e homogeneiza o cálculo, uma vez que está em linha com a métrica utilizada para os demais parâmetros.

Ressalta-se que as séries usadas nesse estudo se configuram como amostras da população completa de dados. Nesse caso, a média é uma medida de tendência central mais confiável. Isso porque quando se extraem amostras diferentes de uma mesma população, as médias amostrais tendem a convergir para o mesmo valor e a mediana pode se mostrar bastante instável. Outra vantagem da média sobre a mediana é que o seu cálculo considera todos os dados da amostra. Para distribuições assimétricas (como a da taxa de emissão de debêntures) esse é um fator relevante, uma vez que a mediana é uma medida posicional e pode subestimar ou superestimar a medida central. Para referências sobre esse assunto, ver, por exemplo, Triola (2014), Magalhães (2011), entre outros.

Adicionalmente, destaca-se que a utilização de todas as informações da amostra é relevante para esse problema, visto que taxa de emissão de cada papel reflete a remuneração aplicada sobre a dívida da empresa de fato. Isso significa que existem agentes sujeitos a esse valor no mercado e que alterações no cenário macroeconômico podem deslocar as taxas para esses valores. Portanto, para refletir corretamente o custo da dívida do período, é necessário que se use todas as informações da amostra de dados, sem a exclusão de valor algum.

Pedido Subsidiário 2.a Utilização de média para todos os parâmetros.

4 Considerações quanto à utilização do CAPM

Na Consulta Pública nº 15/2018 a Aneel apresentou três alternativas para o cálculo da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital, quais sejam:

- A) Manter metodologia vigente (WACC/CAPM), com aprimoramentos;
- B) Manter a metodologia vigente (WACC/CAPM) com possibilidade de alteração substancial na forma de estimação dos parâmetros;
- C) Substituir metodologia vigente por outra opção metodológica.

A proposta atual desta Audiência Pública é muito similar à opção B. A ISA CTEEP concorda com a adoção desta opção. Entretanto, considera-se que algumas alterações deveriam ser incorporadas à proposta da ANEEL, conforme apresentado nas seções seguintes.

4.1 Proposta para a taxa de Livre de Risco

4.1.1 Pedido Principal

A Nota do Tesouro Nacional Série B (NTN-B) é o título público federal cuja taxa é a melhor referência para a construção da taxa livre de risco no Brasil.

Entre os principais atributos deste papel destacamos a indexação ao IPCA, que é o mesmo índice utilizado nos reajustes da maioria das concessões de serviços públicos no Brasil, inclusive no caso da transmissão de energia elétrica. É o título público nacional mais longo, com prazo compatível ao das concessões. Como existem várias series de NTN-B, com diferentes *durations*, é possível realizar interpolações entre as taxas de prazos curtos e longos.

Como mencionado anteriormente pela ISA CTEEP, a utilização de indicadores locais traz maior aderência do modelo regulatório à realidade fática das empresas, além de maior simplicidade e previsibilidade. Adicionalmente, há diversas vantagens para o setor, como, por exemplo:

- i. **A maior previsibilidade reduz o risco percebido pelos investidores e, se mantida no longo prazo, permitirá a redução nos níveis de retorno exigido, e, portanto, do custo de capital.** Sendo este o principal insumo das empresas em um setor intensivo em capital como o elétrico, o respeito e o tratamento justo aos investidores são o caminho mais seguro para levar à modicidade tarifária;
- ii. **A utilização de uma metodologia integrada e uniforme para todos os segmentos evitará ineficiências de alocação de investimentos.** Um custo de capital regulatório mais alto para algum dos segmentos, por exemplo, pode levar a investimentos em excesso e desnecessários, e, ao mesmo tempo, subinvestimento em outros segmentos, com represamento de investimentos necessários.

A opção feita pela Aneel, apresentada por meio da Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL, de utilizar sempre que possível, parâmetros locais foi acertada. No caso da taxa livre de risco a proposta da ANEEL é utilizar a NTN-B. Esta escolha traz consigo diversas vantagens, como por exemplo:

- A NTN-B tem menor volatilidade. Conforme pode ser observado na Figura 14.
- A NTN-B tem maior volume, liquidez e representatividade em relação aos títulos do governo brasileiro emitidos em dólares.
- A NTN-B não carrega o risco cambial ao qual está exposto quem capta em T Bonds e investe em títulos de renda fixa no Brasil, e pode ser comparada com o custo de mercado do swap cambial. A título de argumentação, se o hedge cambial fosse gratuito, haveria um influxo irresistível de capital estrangeiro que em pouco tempo arbitraria essas duas taxas.

- Não há necessidade de estimar inflação americana e risco país, o que elimina uma fonte de imprecisão e de complexidade na estimativa do custo de capital.
- A taxa das NTN-B é um preço de mercado diretamente observável e não um mero construto, o que a torna mais confiável.
- A NTN-B é um importante e robusto referencial de mercado para operações indexadas ao IPCA, mesmo índice utilizado na maioria das concessões de transmissão.

Portanto, fica clara a necessidade de manter a utilização da NTN-B em lugar do construto T Bond, EMBI+ e CPI, pois:

- Para um investidor nacional, a NTN-B é a taxa pública real e de longo prazo que reflete o conceito de um ativo livre de risco.
- Mesmo para um investidor estrangeiro, não utilizar a NTN-B equivale a ignorar a necessidade de considerar o custo de oportunidade para investir em outros ativos no mesmo país e denominados na mesma moeda, bem como considerar o risco cambial ao qual o investidor está exposto.
- A maioria dos reguladores em outros países utiliza títulos do tesouro nacional, de forma a refletir os pontos mencionados anteriormente. Entre eles, destacamos: Austrália, Áustria, Bélgica, Chile, Estônia, Finlândia, França, Inglaterra, Grécia, Hungria, Itália, Holanda, Polônia, Eslovênia, República Checa e Suécia.
- Atende às diretrizes propostas pela ANEEL, quais sejam, uso de parâmetros locais, simplificação e uso de dados públicos.

Comparação entre UST-10 e NTN-B (mensal)

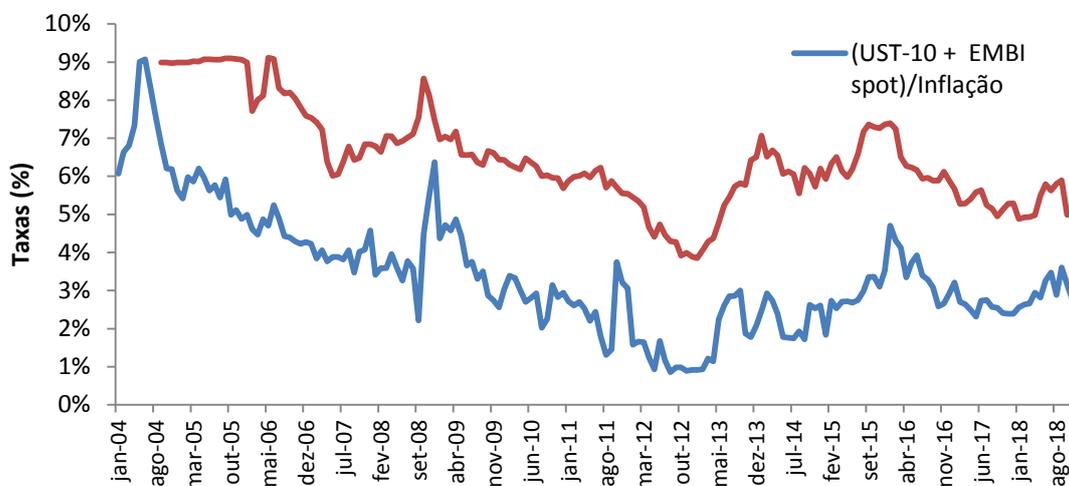


Figura 14: Comparação entre UST-10 e NTN-B (mensal)

Pedido 3. A ISA CTEEP solicita que seja mantido o uso das NTN-B como parâmetro para o cálculo da taxa livre de risco, com cálculo a partir da mediana e janela de 10 anos, o que representa um valor de 6,09% para o cálculo do WACC de 2018.

4.2 Proposta para o β

4.2.1 Pedido Principal

A amostra de empresas para cálculo do beta proposto pela ANEEL possui empresas do mercado norte-americano membros do Edison Electric Institute e com ao menos 50% dos ativos em transmissão ou distribuição. Em relação ao cálculo, foi utilizado o retorno de mercado medido pelo índice S&P500. Foi constatado, porém, que a amostra de empresas flutuou bastante entre 2017, 2018 e 2019, conforme a tabela abaixo.

Tabela 3 Amostra de empresas para cálculo do beta

Amostra de Empresas	Anos		
	2017	2018	2019
Empresa			
Ameren Corporation	✔	✔	✔

American Electric Power Company, Inc.	✓	✓	✓
CenterPoint Energy, Inc.	✓	✓	✓
Consolidated Edison, Inc.	✓	✓	✓
Edison International	✓	✓	✓
Eversource Energy	✓	✓	✓
Exelon Corporation	✓	✓	✓
FirstEnergy Corp.	✓	✓	✓
NorthWestern Corporation	✓	✓	✓
OGE Energy Corp.	✓	✓	✓
PG&E Corporation	✓	✗	✓
PPL Corporation	✓	✗	✓
Public Service Enterprise Group	✓	✗	✓
Otter Tail Corporation	✗	✓	✗
IDACORP, Inc.	✗	✓	✗
Entergy Corporation	✗	✗	✓
NextEra Energy, Inc.	✗	✗	✓
Número de empresas	13	12	15

Dada essa situação, acreditamos que o fator de ao menos 50% de ativos em transmissão e em distribuição para consideração na amostra adiciona discricionariedade ao processo, pois uma empresa que esteja na margem dos 50% pode ora integrar a amostra, ora sair dela. Em outras palavras, o modelo atual atribui o mesmo peso para empresas que possuam 100% ou 51% de ativos em distribuição e transmissão. No entanto, uma empresa que possua 49% dessa proporção, é completamente descartada da amostra, apesar de possuir praticamente a mesma participação daquela com 51%.

Chen (1982) enfatiza que a estabilidade do beta é especialmente importante se o CAPM for utilizado para determinar o custo de capital próprio para as empresas de serviços públicos, como no caso do setor de energia. De acordo com Gombola e Kahl (1990), a instabilidade do beta é a razão pela qual sua aplicação é tão controversa, especialmente nestes setores.

Conseqüentemente, entendemos como sustentável um cálculo que considere todas as empresas do EEI, mas que o peso de cada uma delas seja ponderado pela proporção de ativos em transmissão e distribuição. Essa medida permite maior estabilidade da amostra e, portanto, maior estabilidade regulatória para as empresas do setor.

Tabela 4 Proposta de peso para ponderação de ativos em D/T

Amostra de Empresas	Proposta de peso para ponderação (% de ativos em D/T)		Proposta de peso atual da ANEEL	
	2018	2019	2018	2019
FirstEnergy Corp.	84,49%	88,16%	100%	100%
Eversource Energy	82,17%	81,06%	100%	100%
Edison International	81,09%	81,89%	100%	100%
Consolidated Edison, Inc.	66,94%	65,85%	100%	100%
PPL Corporation	62,54%	64,84%	100%	100%
CenterPoint Energy, Inc.	60,79%	60,41%	100%	100%
American Electric Power Company, Inc.	60,42%	61,41%	100%	100%
PG&E Corporation	58,58%	57,89%	100%	100%
OGE Energy Corp.	57,62%	57,31%	100%	100%
NextEra Energy, Inc.	55,52%	55,43%	100%	100%
Exelon Corporation	52,88%	53,55%	100%	100%
NorthWestern Corporation	52,18%	53,18%	100%	100%
Ameren Corporation	48,90%	50,21%	0%	100%
Entergy Corporation	48,50%	50,01%	0%	100%
IDACORP, Inc.	48,12%	48,65%	0%	0%
Pinnacle West Capital Corporation	48,04%	48,48%	0%	0%
Public Service Enterprise Group Incorporated	47,11%	50,81%	0%	0%
El Paso Electric Company	42,90%	42,78%	0%	0%
Otter Tail Corporation	42,32%	44,73%	0%	0%
Avista Corporation	41,76%	42,20%	0%	0%
Unitil Corporation	39,10%	38,35%	0%	0%
Alliant Energy Corporation	35,94%	35,20%	0%	0%
CMS Energy Corporation	34,59%	34,08%	0%	0%
Great Plains Energy Inc.	33,21%	34,38%	0%	0%
Sempra Energy	32,96%	28,01%	0%	0%
Southern Company	30,05%	29,75%	0%	0%
Dominion Resources, Inc.	29,14%	29,05%	0%	0%
DTE Energy Company	27,09%	27,49%	0%	0%
Black Hills Corporation	21,91%	22,43%	0%	0%
MDU Resources Group, Inc.	10,67%	10,78%	0%	0%
Beta Desalavancado (5 anos)	0,4071	0,3407	0,3933	0,3352

Além da ponderação pela representatividade de ativos em transmissão e distribuição, entendemos que é possível realizar outro aprimoramento no cálculo do parâmetro beta.

Nos primeiros dois ciclos tarifários, a ANEEL apresentou um prêmio de Risco Regulatório que refletia as diferenças dos tipos de regulação vigentes nos EUA e no Reino Unido. Na Nota Técnica Nº 164/2006, a ANEEL afirmou:

“47. Para o cálculo do prêmio de Risco do Regime Regulatório considera-se que o Risco do Regime Regulatório dos EUA encontra-se refletido no Beta daquele mercado. Contudo, é reconhecido que o regime de regulação por “preços máximos” apresenta maiores riscos que o regime de regulação por taxa de retorno adotado nos EUA, de forma que se faz necessário determinar o risco adicional derivado do regime regulatório brasileiro.”

Nesse momento, foi corretamente reconhecido que existem maiores risco inerentes ao modelo de regulação por *price cap* (Reino Unido) em comparação a regulação *cost plus* (EUA).

As transmissoras brasileiras são submetidas a um esquema de regulação do tipo *Revenue Cap*, com definição de receitas ex-ante. Em contraste, a regulação americana adere ao regime *Cost-Plus*, com definição de receita ex-post (ver, por exemplo, em Bogetoft e Otto (2010); Llorca et al. (2016)).

O modelo de regulação de reposição de custos tem uma dinâmica muito diferente para os investidores, uma vez que os custos ocorridos são repostos, apenas com eventuais glosas resultantes de auditorias posteriores à sua realização. Já o regime de *revenue cap* em que estão inseridas as transmissoras no Brasil, está sujeito a diversos riscos do empreendedor e às mudanças macroeconômicas que ocorrerem no intra-ciclo e podem impactar diretamente os custos da sua operação.

São, portanto, dois regimes diferentes, que não podem ser comparados. Em que pese a similaridade da atividade-fim das empresas dos dois grupos, a dinâmica mercadológica e regulatória é muito distinta, o que torna os negócios diferentes.

Essa exposição adiciona um risco inerente ao modelo regulatório das empresas, que não é adequadamente mensurado por nenhum outro parâmetro do WACC, uma vez que a NTN-B reflete a capacidade de pagamento do governo brasileiro (risco soberano) e o PRM é calculado com base em empresas americanas.

No entanto, no terceiro ciclo tarifário houve a eliminação do prêmio de Risco Regulatório, sob os argumentos: i) Dificuldade em determinação do regime regulatório, ii) Dificuldade em separar quanto do risco adicional seria especificamente relacionado ao regime regulatório e iii) Inclusão do risco regulatório no risco país.

Os argumentos são pontos relevantes para se levar em conta na correta estimação do parâmetro. Por esse motivo, apresentaremos um estudo com o objetivo de superar essas dificuldades. O estudo se baseia nas agências reguladoras dos demais países para classificação do modelo regulatório, a fim de superar a dificuldade em determinação do regime. Para a separação quanto do risco adicional seria especificamente relacionado ao regime regulatório, utiliza-se uma ampla amostra de empresas de diferentes países para cálculo do beta referente ao modelo de *revenue cap*, de maneira que se encontre um risco médio desse modelo regulatório independentemente do país. Dessa maneira, pode-se inferir o valor do risco inerente ao modelo *revenue cap* separadamente do risco país e garantir a citada dificuldade em separar quanto do risco adicional se deve ao regime regulatório.

Sendo assim, sugere-se que seja adicionado um delta beta. O cálculo pode ser realizado com base no estudo apresentado pela consultoria KPMG abaixo sobre os betas para cada tipo de regulação em diferentes países. Esse modelo não se limita a apenas um país, e em possuindo uma amostra diversa de betas por diferentes países e modelos de regulação. Dessa forma, chegamos numa proposta que não é o beta brasileiro e nem o global, sem se prender às limitações impostas por essas metodologias e bases de dados.

- 1) Lista de empresas e respectivos países e modelos de regulação:

Tabela 5 Empresas e respectivos países e modelos de regulação

Amostra Beta Regulatório		
Empresa	País	Regulação
ALUPAR INVESTIMENTO SA-UNIT	Brasil	Revenue Cap
CIA DE TRANSMISSAO DE ENE-PF	Brasil	Revenue Cap
ENEL SPA	Itália	Revenue Cap
TERNA SPA	Itália	Revenue Cap
ACCIONA SA	Espanha	Revenue Cap
IBERDROLA SA	Espanha	Revenue Cap
NATURGY ENERGY GROUP SA	Espanha	Revenue Cap
RED ELECTRICA CORPORACION SA	Espanha	Revenue Cap
ENDESA, S.A.	Espanha	Revenue Cap
AMERICAN ELECTRIC POWER	Estados Unidos	Cost plus
ALLETE INC	Estados Unidos	Cost plus
CHESAPEAKE UTILITIES CORP	Estados Unidos	Cost plus
DUKE ENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus
EL PASO ELECTRIC CO	Estados Unidos	Cost plus
EDISON INTERNATIONAL	Estados Unidos	Cost plus
EVERSOURCE ENERGY	Estados Unidos	Cost plus
ENTERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus
EXELON CORP	Estados Unidos	Cost plus
FIRSTENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus
HAWAIIAN ELECTRIC INDS	Estados Unidos	Cost plus
IDACORP INC	Estados Unidos	Cost plus
ALLIANT ENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus
MGE ENERGY INC	Estados Unidos	Cost plus
NEXTERA ENERGY INC	Estados Unidos	Cost plus
NEW JERSEY RESOURCES CORP	Estados Unidos	Cost plus
NORTHWEST NATURAL HOLDING CO	Estados Unidos	Cost plus
OGE ENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus
OTTER TAIL CORP	Estados Unidos	Cost plus
P G & E CORP	Estados Unidos	Cost plus
PNM RESOURCES INC	Estados Unidos	Cost plus
PINNACLE WEST CAPITAL	Estados Unidos	Cost plus
PORTLAND GENERAL ELECTRIC CO	Estados Unidos	Cost plus
PPL CORP	Estados Unidos	Cost plus
XCEL ENERGY INC	Estados Unidos	Cost plus

GENIE ENERGY LTD.	Estados Unidos	Cost plus
THE SOUTHERN COMPANY	Estados Unidos	Cost plus

2) Cálculo do Beta para cada empresa:

Tabela 6 Cálculo do Beta para cada empresa

Beta desalavancado do setor						
Empresa	País	Regulação	D / E	Beta Alavancado	Alíquota de impostos	Beta desalavacado
ALUPAR INVESTIMENTO SA-UNIT	Brasil	Revenue Cap	84,2%	0,42	34,0%	0,27
CIA DE TRANSMISSAO DE ENE-PF	Brasil	Revenue Cap	10,6%	0,44	34,0%	0,41
ENEL SPA	Itália	Revenue Cap	109,9%	0,92	28,4%	0,51
TERNA SPA	Itália	Revenue Cap	87,4%	0,61	28,4%	0,37
ACCIONA SA	Espanha	Revenue Cap	144,9%	0,91	26,6%	0,44
IBERDROLA SA	Espanha	Revenue Cap	74,6%	0,68	26,6%	0,44
NATURGY ENERGY GROUP SA	Espanha	Revenue Cap	74,7%	0,73	26,6%	0,47
RED ELECTRICA CORPORACION SA	Espanha	Revenue Cap	60,9%	0,59	26,6%	0,41
ENDESA, S.A.	Espanha	Revenue Cap	23,7%	0,62	26,6%	0,52
AMERICAN ELECTRIC POWER	Estados Unidos	Cost plus	68,4%	0,42	34,8%	0,29
ALLETE INC	Estados Unidos	Cost plus	48,3%	0,49	34,8%	0,37
CHESAPEAKE UTILITIES CORP	Estados Unidos	Cost plus	34,3%	0,60	34,8%	0,49
DUKE ENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus	84,9%	0,35	34,8%	0,22
EL PASO ELECTRIC CO	Estados Unidos	Cost plus	70,7%	0,53	34,8%	0,36
EDISON INTERNATIONAL	Estados Unidos	Cost plus	59,4%	0,41	34,8%	0,30
EVERSOURCE ENERGY	Estados Unidos	Cost plus	63,2%	0,41	34,8%	0,29
ENTERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus	103,7%	0,44	34,8%	0,26
EXELON CORP	Estados Unidos	Cost plus	85,2%	0,57	34,8%	0,37
FIRSTENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus	148,4%	0,50	34,8%	0,25
HAWAIIAN ELECTRIC INDS	Estados Unidos	Cost plus	22,3%	0,49	34,8%	0,43
IDACORP INC	Estados Unidos	Cost plus	45,5%	0,52	34,8%	0,40
ALLIANT ENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus	54,0%	0,46	34,8%	0,34
MGE ENERGY INC	Estados Unidos	Cost plus	18,1%	0,60	34,8%	0,53
NEXTERA ENERGY INC	Estados Unidos	Cost plus	56,9%	0,46	34,8%	0,34
NEW JERSEY RESOURCES CORP	Estados Unidos	Cost plus	36,5%	0,62	34,8%	0,50
NORTHWEST NATURAL HOLDING CO	Estados Unidos	Cost plus	54,7%	0,49	34,8%	0,36
OGE ENERGY CORP	Estados Unidos	Cost plus	45,0%	0,68	34,8%	0,53
OTTER TAIL CORP	Estados Unidos	Cost plus	43,9%	0,69	34,8%	0,54
P G & E CORP	Estados Unidos	Cost plus	66,0%	0,48	34,8%	0,34
PNM RESOURCES INC	Estados Unidos	Cost plus	93,5%	0,55	34,8%	0,34
PINNACLE WEST CAPITAL	Estados Unidos	Cost plus	53,5%	0,43	34,8%	0,32
PORTLAND GENERAL ELECTRIC CO	Estados Unidos	Cost plus	67,2%	0,47	34,8%	0,33
PPL CORP	Estados Unidos	Cost plus	88,7%	0,53	34,8%	0,33
XCEL ENERGY INC	Estados Unidos	Cost plus	71,2%	0,38	34,8%	0,26
THE SOUTHERN COMPANY	Estados Unidos	Cost plus	79,2%	0,30	34,8%	0,20

3) Cálculo da média dos betas desalavancados por tipo de regulação:

Tabela 7 Cálculo da média dos betas desalavancados por tipo de regulação

Regulação	Beta
Revenue Cap	0,43
Cost plus	0,36

4) Cálculo da diferença entre os betas:

Tabela 8 Cálculo da diferença entre os betas

Prêmio Regulatório - Energia Elétrica	
Regulação	Δ
Δ Revenue Cap x Cost plus	0,07

Dessa forma, podemos observar que existe, de fato, um risco oriundo do modelo regulatório *revenue cap*, quando comparado ao modelo *cost plus*, que, matematicamente, representa um aumento de 0,07 no beta das empresas no modelo *cost plus*.

Pedido 4. Média ponderada dos betas pela representatividade de ativos em transmissão e distribuição das empresas do EEI e inclusão do Delta Beta no valor de 0,07. O que representa um Beta alavancado de 0,6437 para o cálculo do WACC do ano de 2018.

4.3 Proposta para prêmio de risco de mercado

O prêmio de risco de mercado (PRM) refere-se ao ganho adicional obtido pelo investidor por ter aplicado no mercado de ações. Este prêmio decorre da noção de que investimentos mais arriscados devem ter retornos esperados maiores que investimentos seguros. O PRM é calculado por meio da diferença entre uma Taxa Livre de Risco e um índice que reflita o retorno médio do mercado. Para o primeiro, utiliza-se o Título de 10 anos do tesouro Americano, e para o segundo, o Índice Standard & Poors's 500 (S&P 500), com reinvestimento de dividendos.

Assim como a maioria dos agentes manifestaram nas suas contribuições à Consulta Pública 15/2018, também entendemos que a proposta da ANEEL de “Manutenção do Prêmio de Risco de Mercado referenciado no mercado americano” é a mais adequada. A utilização do mercado norte-americano como referência é justificável pelo fato de ser o maior mercado do mundo. A Bolsa de Valores de Nova York possui maior valor de capitalização do mercado, sendo índice S&P uma boa amostra das empresas ali negociadas. Em contexto de competição nos mercados de capitais, o prêmio de risco num mercado que concentra grande parte das operações de captação e aplicação de recursos financeiros tende a se tornar uma referência para o resto do mundo, especialmente para países que ainda contam com o mercado de capitais em desenvolvimento.

Na Nota Técnica 161/2017-SRM/ANEEL foi proposta a média entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do tesouro americano dos últimos 29 anos. Na proposta atual a janela passa a ser de 90 anos. Para fazer inferências sensatas sobre o prêmio de risco histórico é preciso considerar períodos longos de modo que os períodos bons e ruins se cancelem e que não haja viés sistêmico de erro no longo prazo, segundo estudo Dimson, Marsh e Staunton (2018)⁶. Com base em estudos no mercado dos Estados Unidos, os autores dizem que mesmo intervalos de dez anos ou mais ainda podem apresentar grandes surpresas em termos de desempenho, por isso a proposta é adotar a janela mais longa possível para o PRM.

Damodaran (2015) também compartilha desta ideia. Segundo ele, em finanças corporativas, onde o PRM é utilizado para se chegar a um custo de capital que determina os investimentos de longo prazo da empresa, é mais prudente construir um prêmio médio de longo prazo.

⁶ The Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018

Ainda que uma janela de dados longa consiga amenizar eventuais rupturas de ciclos econômicos, o cálculo do PRM pode vir a ser contaminado por eventuais *outliers*, tornando-se necessário tratar esses dados estatisticamente, como sugerido pela própria ANEEL na Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL e já mencionado na seção 3.2. Portanto, concordamos com a proposta atual da ANEEL, com a ressalva de que é necessário eliminar a interferência de *outliers*, conforme proposto na seção 3.2.

Pedido 5. Diante do mencionado, solicita-se que o Prêmio de Risco de Mercado seja calculado considerando-se a mediana da maior janela disponível de dados, de forma a manter a proposta inicial da ANEEL, o que equivale a utilizar 7,49% para o cálculo do WACC para o ano de 2018. Caso a proposta aceita para o tratamento dos dados for a subsidiária, ou seja, trabalhar com a média para todos os dados, o valor corresponde a 6,48% para o ano de 2018.

4.4 Proposta para o custo do capital de terceiros

4.4.1 Pedido Principal

O valor sugerido pela ANEEL para o custo de capital de terceiros é de 5,36% ao ano, sendo composta pela taxa e o custo de emissão das debentures, respectivamente 4,90% e 0,46%.

A taxa livre de risco possui um valor de 5,94%, o que representa uma diferença de 1,04% em relação à taxa de emissão. Entretanto, de acordo com o Professor Aswath Damodaran, o custo de capital de terceiros deveria ser sempre superior à taxa livre de risco. Isso porque o capital de terceiros representa um recurso que a instituição financeira destina a um tomador de empréstimo, ao invés de aplicar em outros investimentos. Para que uma instituição financeira tenha interesse em fornecer crédito a outra instituição, deve haver um incentivo financeiro, que se traduz como um spread sobre o custo de oportunidade. O custo de oportunidade leva em conta a taxa livre de

risco, enquanto que o spread, ou prêmio de risco de crédito, reflete a probabilidade de default da instituição tomadora.

“O spread de default deve sempre ser superior a zero. Se a taxa livre de risco estiver corretamente definida, nenhuma empresa, por mais segura que seja, jamais deveria ser capaz de obter empréstimos abaixo desta taxa.”⁷

Dessa forma, considerando que a probabilidade de default jamais será negativa, o custo de capital de terceiros deve ser maior que a taxa livre de risco, de modo que um spread deve ser adicionado a ela.

Essa metodologia era inclusive anteriormente utilizada pela ANEEL, conforme citado no parágrafo 47 do Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 3/2018:

“47. Historicamente, a ANEEL tem optado pela segunda alternativa, baseando-se no risco de crédito das empresas do segmento para mensurar o valor que deve ser adicionado ao retorno da taxa livre de risco. Assim como no custo de capital próprio, a Agência inclui o risco soberano no cálculo, pois o risco de crédito considerado é baseado na diferença de retornos de títulos corporativos de mesma classificação de risco e ativo livre de risco no mercado americano.”

Contudo, a ANEEL sugeriu a troca dessa forma de mensuração do custo de capital de terceiros argumentando a partir de três critérios: i) transparência; ii) mercado de referência (nacional ou internacional); e iii) necessidade de exigir-se um nível mínimo de eficiência.

A respeito da metodologia formada pela taxa livre de risco (local, formada pela NTN-B, ou adaptada do mercado americano, formada por “UST+EMBI”) acrescida de um

⁷ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/definitions.html

spread de risco de crédito, a Agência alega que *“Uma das dificuldades desta metodologia é replicar a série de dados de spread de risco de crédito da agência de classificação de risco Moody’s, já que esses dados são privados. Embora a metodologia seja explicada, não é possível replicar os cálculos e dar publicidade e transparência à série utilizada.”*

Sobre a transparência dos dados, é importante ressaltar que a ausência de dados públicos não pode ser justificativa única para a troca de metodologia. Além disso, há dados públicos, como por exemplo, os publicados pelo Prof. Damodaran, com uma análise dos spreads de mercado.

Outra questão relevante é que o spread de risco de crédito possui relação direta com o nível de endividamento e o índice de cobertura de juros (*interest coverage ratio*), que é uma medida útil para a Agência definir parâmetros de eficiência e razoabilidade na tomada de crédito.

O spread a ser adicionado à taxa livre de risco pode ser encontrado na referência supracitada de Damodaran, que está ilustrado na Tabela 9:

Tabela 9: Spreads aplicado de acordo com o Rating

For all emerging market firms and developed market firms with market cap < \$5 billion (2018, Janeiro)			
If interest coverage ratio is			
greater than	≤ to	Rating is	Spread is
-100000	0.499999	D2/D	18,60%
0.5	0.799999	C2/C	13,95%
0.8	1.249999	Ca2/CC	10,63%
1.25	1.499999	Caa/CCC	8,64%
1.5	1.999999	B3/B-	4,37%
2	2.499999	B2/B	3,57%
2.5	2.999999	B1/B+	2,98%
3	3.499999	Ba2/BB	2,38%
3.5	3.999999	Ba1/BB+	1,98%
4	4.499999	Baa2/BBB	1,27%
4.5	5.999999	A3/A-	1,13%
6	7.499999	A2/A	0,99%

7.5	9.499999	A1/A+	0,90%
9.5	12.499999	Aa2/AA	0,72%
12.5	100000	Aaa/AAA	0,54%

http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html#discrete

Com esses dados, podemos calcular qual a relação entre endividamento e spread de risco, utilizando a seguinte regressão, a qual resulta em um R² superior a 95%:

$$Spread_i = \alpha + \beta_1 Endiv_i + \beta_2 Endiv_i^2 + \varepsilon$$

Onde:

$Endiv_i$ é a relação entre capital de terceiros e capital total $[D / (D + E)]$;

$Spread_i$ é o valor a ser adicionado à taxa livre de risco para estimativa do Kd;

α, β_1, β_2 são os coeficientes da regressão.

A regressão pode ser graficamente representada conforme Figura 15:

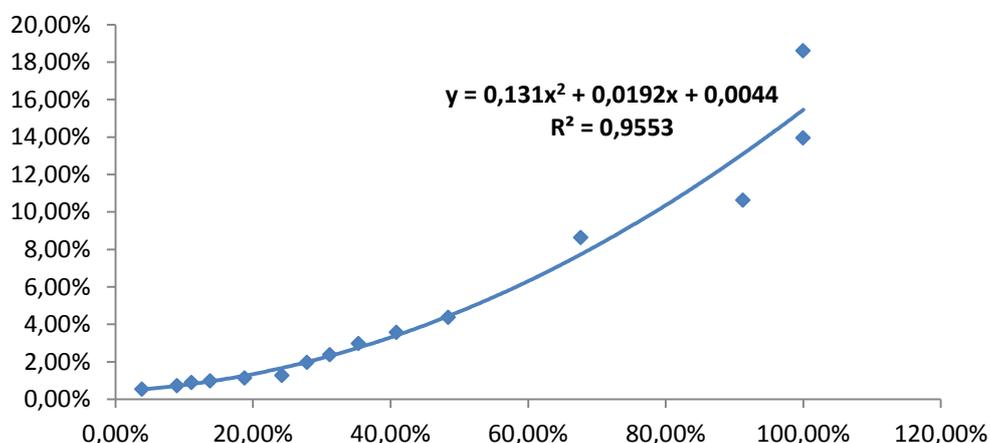


Figura 15: Regressão do spread a ser adicionado à taxa livre de risco

Ao simularmos os diferentes níveis de endividamento, que estão atrelados ao Credit Rating das empresas, chegamos à Tabela 10:

Tabela 10: Relação entre ratings e Spreads

Rating e Default Spread estimados conforme nível de alavancagem					
Interest Coverage Ratio		D/(D+E) Estimado		Estimated Rating	Default Spread
Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo		
0,0 x	0,2 x	100,0%	100,0%	D2/D	18,60%
0,2 x	0,6 x	100,0%	100,0%	C2/C	13,95%
0,7 x	0,8 x	82,5%	100,0%	Ca2/CC	10,63%
0,8 x	1,2 x	52,8%	82,5%	Caa/CCC	8,64%
1,3 x	1,5 x	44,0%	52,8%	B3/B-	4,37%
1,5 x	1,7 x	37,7%	44,0%	B2/B	3,57%
1,8 x	2,0 x	33,0%	37,7%	B1/B+	2,98%
2,0 x	2,2 x	29,3%	33,0%	Ba2/BB	2,38%
2,3 x	2,5 x	26,4%	29,3%	Ba1/BB+	1,98%
2,5 x	3,0 x	22,0%	26,4%	Baa2/BBB	1,27%
3,0 x	4,2 x	15,5%	22,0%	A3/A-	1,13%
4,3 x	5,5 x	12,0%	15,5%	A2/A	0,99%
5,5 x	6,5 x	10,2%	12,0%	A1/A+	0,90%
6,5 x	8,5 x	7,8%	10,2%	Aa2/AA	0,72%
8,5 x		0,0%	7,8%	Aaa/AAA	0,54%

É importante ressaltar, que essa metodologia não contempla o cálculo do custo de emissão, de forma que esse valor deve ser adicionado na soma para o parâmetro. A contribuição acerca desse cálculo se encontra adiante na seção 4.4.3.

Pedido 6. Diante do exposto solicita-se que o custo do capital de terceiros seja calculado considerando-se a Taxa livre de Risco (6,09%) + Spread (conforme alavancagem)+ Custo de Emissão (0,75%, conforme será explicado na seção 4.4.3)

4.4.2 Pedido Subsidiário

Conforme mencionado na seção anterior, por definição, o custo de capital de terceiros deve ser superior à taxa livre de risco. Caso decida-se manter a utilização de dados do mercado de debêntures, recomendam-se alguns ajustes na metodologia para garantir

essa premissa: (i) inclusão das debêntures atreladas ao IPCA; (ii) utilização da SELIC Projetada no ato da emissão da debenture; e (iii) ajuste da assimetria temporal.

i. Inclusão das debêntures atreladas ao IPCA

Para o cálculo do custo de capital de terceiros a ANEEL utilizou apenas debêntures atreladas ao CDI, enquanto a amostra para o custo de emissão considerou apenas as debêntures atreladas ao IPCA.

Segundo os dados apresentados na Nota Técnica 37/2019, as debêntures representam somente 45% do estoque de dívida em moeda nacional das concessionárias de distribuição e transmissão, sendo assim para melhor representatividade deste valor é importante usar o maior número de observações possíveis para estimar o custo da dívida, incluindo também as debêntures atreladas ao IPCA (debêntures não incentivadas).

ii. Utilização da SELIC Projetada no ato da emissão da debenture

Em relação a esse ponto, ao se analisar o cálculo realizado pela ANEEL, nota-se que o cálculo do custo do capital de terceiros uniu spreads históricos de debêntures com a taxa projetada de Selic para 2021 (no caso do WACC de 2018).

Para avaliar essa metodologia, é importante levarmos em conta que o modelo regulatório das transmissoras estabelece um WACC que remunera investimentos realizados no passado retroativamente e de forma definitiva, e investimentos futuros provisoriamente.

O cálculo realizado com expectativa de projeção da taxa Selic não é consistente com o modelo regulatório, de maneira que da forma como realizado, no próximo ciclo tarifário (2023) teríamos uma taxa com a expectativa da Selic para 2026 e assim por diante. Ou seja, a estimativa do parâmetro não deve contemplar unicamente a projeção para 4 anos (após o final do ciclo tarifário de 5 anos) como referência do custo de financiamento das transmissoras.

Além disso, utilizar a projeção de uma única observação no futuro não considera as mudanças macroeconômicas entre o momento de emissão da debenture e o momento atual. A economia é dinâmica e com isso suas condições e projeções mudam perante evoluções temporais. A decisão do investidor e, conseqüentemente, as taxas de remuneração das debêntures estão relacionadas às expectativas de Selic e inflação do momento da emissão da dívida.

Isto posto, o cálculo proposto para este parâmetro deveria considerar a utilização da Selic e inflação projetadas na data da emissão, segundo o Boletim Focus do Banco Central do Brasil para o período compreendido entre 1 e 5 anos após a emissão para a estimação do parâmetro do CDI, pois essa taxa melhor reflete a expectativa de custo de capital de terceiros ao longo dos anos que sucedem a emissão da dívida, e que conseqüentemente irão representar o valor a ser efetivamente pago pelas transmissoras. Vale lembrar que o boletim Focus não disponibiliza período de estimação superior a 5 anos, portanto, optou-se por considerar o maior período possível, que está adequado a maturidade média das debêntures.

O gráfico abaixo ilustra a proposta aqui apresentada, comparando o modelo atual utilizado pela ANEEL e o modelo ora proposto:

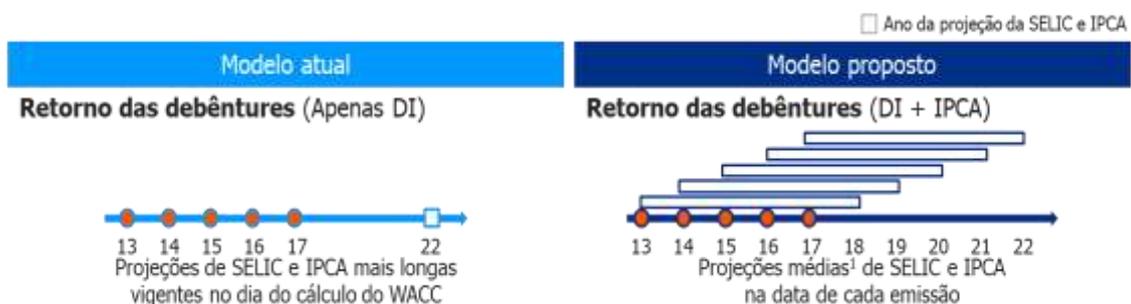


Figura 16 Modelo atual vs proposto para o cálculo da taxa de emissão das debêntures

Nota: (1) Média das projeções dos 5 anos seguintes

iii. Ajuste da assimetria temporal

O terceiro ponto em relação ao cálculo proposto pela ANEEL trata da assimetria temporal das debêntures. Analisando a amostra da Figura 17, pode-se notar que há uma concentração de emissão em alguns anos.

Por exemplo, para o cálculo de 2019 com uma janela de 5 anos, 32% da amostra foi emitida em 2018 enquanto apenas 6% foi emitida em 2015. Conforme já mencionado, a taxa real de retorno é função das projeções macroeconômicas do momento de emissão das debêntures.

Ao utilizar a média de todas as observações, é dado um maior peso aos anos com maior número de observações em vez de considerar todos os anos com o mesmo peso. O que representa melhor o custo real da dívida para as transmissoras é uma média das médias anuais, refletindo a situação macroeconômica do período como um todo.

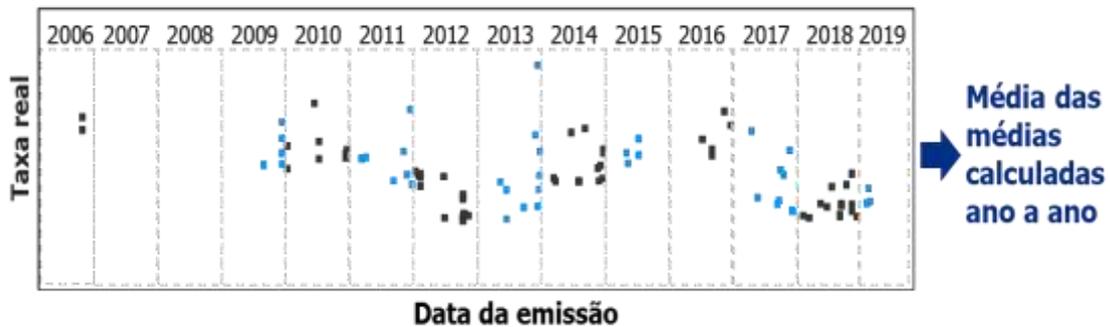


Figura 17: Relação de emissões de debentures por ano

Sumarizando, recomenda-se seguir os seguintes passos para o cálculo correto do custo do capital de terceiros:

- I Inclusão das debêntures não incentivadas atreladas ao IPCA;

II Calcular a taxa de retorno real das debêntures de acordo com a média das projeções disponíveis da Selic e IPCA do Boletim Focus (5 anos) na data de emissão da dívida;

III Calcular a média das taxas de emissão para cada ano e posteriormente a média das médias anuais.

Dessa forma, o resultado para a taxa de retorno das debêntures considerando a janela de 5 anos para a estimar a SELIC seria de 7,45% versus a taxa de 5,36% proposta. Comparando esse valor à taxa livre de risco apresentada pela ANEEL (média dos últimos 5 anos da NTN-B), o Kd seria formado pela soma dos seguintes componentes: Rf (6,03%), um spread (0,67%) e o custo de emissão (0,75%), mostrando uma maior robustez da metodologia proposta.

Vale mencionar também que, de modo a manter o princípio de padronização das janelas sugere-se utilizar uma janela de dados de 10 anos também para o cálculo da taxa e do custo de emissão de debêntures.

Pedido Subsidiário 6.a Incluir na amostra para o cálculo do custo de capital de terceiros debêntures não incentivadas atreladas ao IPCA, utilizar a projeção da Selic e inflação na data de emissão das debêntures para cálculo da taxa de retorno real e média das médias anuais devido à assimetria temporal.

4.4.3 Custo de Emissão

4.4.3.1 Pedido Principal

É essencial que seja considerado o custo da emissão, pois em toda emissão o banco estruturador irá reter taxas e comissões correspondentes à estruturação, distribuição, marketing, assessores jurídicos, auditores independentes, dentre outros.

Em sua proposta, a ANEEL reconheceu esse custo, mas serão necessários alguns ajustes para sua correta estimativa:

- a) Correção do custo de emissão considerado para as debêntures;
- b) Agrupamento de várias séries que são emitidas de forma conjunta antes do cálculo;
- c) Correção de erro material no cálculo desse custo; e
- d) Limitação da amostra a ser considerada no cálculo em função do volume emitido.

a) ***Correção do custo de emissão considerado para as debêntures***

Foi realizada uma conferência dos custos de emissão de cada debênture junto a cada prospecto. Neste processo, encontramos uma incoerência com relação ao custo de emissão das debêntures da EDP Energias do Brasil.

O prospecto apresenta um custo de emissão de 1,708%, conforme a Figura 18 abaixo:

A tabela abaixo apresenta o custo unitário de distribuição das Debêntures objeto desta Emissão:

	Valor Nominal Unitário (R\$)	Custo da Distribuição (R\$)	% em relação ao preço unitário	Valor Líquido(R\$) ⁽¹⁾
Por Debênture	1.000,00	17,08	1,708%	982,92

⁽¹⁾ Líquido de comissões e de todas as despesas da Oferta.

Figura 18: Custo de Emissão – 4ª Emissão de Debêntures EDP Energias do Brasil⁸

Este é o valor considerado, corretamente, para a debênture ENBR24 (Código ISIN: BRENBRDBS053). Entretanto, a debênture ENBR34 (Código ISIN: BRENBRDBS061), que

⁸ https://www.bb.com.br/docs/pub/siteEsp/dimec/opa/dwn/edp_prospecto.pdf

é a terceira série dessa mesma emissão, apresenta um custo de emissão de 0,07% na planilha disponibilizada pela ANEEL (aba “Kd Custo de Emissão”, célula G9). Dessa forma, seria necessária a correção desde custo de emissão para este papel, considerando 1,708% para a debênture ENBR34 (Código ISIN: BRENBRDBS061).

b) Agrupamento das séries que compõem uma mesma emissão

Ao analisarmos a mesma planilha, observamos que várias séries de debêntures foram emitidas por uma mesma empresa, numa mesma data, e possuem exatamente o mesmo custo de emissão (coluna G da aba citada).

Ao analisarmos o prospecto de cada uma das debêntures, percebemos que em vários casos uma única emissão contém várias séries, sendo que o custo de emissão diz respeito ao conjunto delas. Portanto, considerar o custo de emissão de cada série na amostra significaria replicar uma mesma informação.

Então, o primeiro ajuste que propomos é o agrupamento das várias séries contidas na amostra e que compõem uma mesma emissão. Conforme podemos verificar no caso da EDP:

Tabela 11: Diferentes séries de uma mesma emissão

Emissor	Código ISIN	Ticker	Data da emissão	Custo da Emissão
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	BRENBRDBS053	ENBR24	15/09/2015	1,708%
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	BRENBRDBS061	ENBR34	15/09/2015	1,708% ¹

¹Valor que necessita de correção por parte da ANEEL.

Agrupamento sugerido:

Tabela 12: Agrupamento de duas séries para a mesma emissão

Emissor	N séries	Data da emissão	Custo da Emissão
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	2	15/09/2015	1,708%

Ressaltamos o tratamento realizado quanto à primeira série desta mesma emissão, de ISIN BRENBRDBS038, que corresponde à uma debênture comercial e não referente a

investimentos de infraestrutura, e que, portanto, não deve incorporar esta amostra. Por esse motivo consideraremos, por ora, apenas a segunda e terceira séries.

c) ***Cálculo do Custo de Emissão***

Para o cálculo do “Custo real”, a ANEEL propôs dividir a anuidade do custo de emissão em valores absolutos, calculada com a taxa de emissão e o prazo de cada debênture, pelo volume de recursos arrecadados pela transmissora no momento da emissão, líquido do custo de emissão.

Contudo, esse cálculo desconsidera algumas variáveis que são fundamentais para o cálculo preciso desse parâmetro. É necessário considerar que as debêntures possuem perfis de pagamento bastante customizados, ou seja, possuem carência e diversos perfis de pagamento que não o sistema francês, e isso influencia bastante no cálculo.

A metodologia correta para apurar o custo de emissão é por meio da diferença entre a taxa interna de retorno (TIR) do fluxo do emissor e do investidor, sendo que para o cálculo de cada TIR é necessário contemplar todas as séries que constam de uma mesma emissão. Ou seja, o fluxo do emissor e do investidor será composto pelo somatório do fluxo de todas as séries.

A EDP, por exemplo, emitiu as duas séries supracitadas em 15/09/2015: ENBR24 e ENBR34. Seus respectivos prazos são de 6 e 9 anos, por conseguinte, tanto o fluxo de caixa do emissor quanto o do investidor devem ser obtidos por meio do somatório dos fluxos individuais de cada uma dessas séries.

Ressalta-se que a única diferença entre os fluxos do emissor e do investidor é o valor retido pelo banco estruturador, pois quando do lançamento das debêntures, parte do montante pago pelos investidores é retido pelo banco para cobrir os custos de emissão

já mencionados e conseqüentemente não é recebido pelo emissor. Portanto, o montante recebido pelo emissor é menor.

Quanto aos demais fluxos de caixa, que ocorrem num momento posterior ao da emissão, foram considerados idênticos, uma vez que o valor pago pelo emissor ao longo do tempo será integralmente recebido pelo investidor. Em decorrência disso, a TIR do fluxo do emissor é maior do que a TIR do investidor.

No exemplo das séries da EDP, temos que os dois papéis serão amortizados em 3 pagamentos no valor de 33,33% cada, em anos consecutivos, sendo que o último pagamento deve ocorrer no último ano de vigência da debênture, conforme a tabela 7 abaixo:

Tabela 13: Pagamento da Remuneração das Debêntures

Emissor	Código ISIN	Ticker	Prazo (anos)	Carência de Principal	Sistema de Pagamento
EDP ENERGIAS	BRENBRDBS053	ENBR24	6	3	SAC
DO BRASIL S.A.	BRENBRDBS061	ENBR34	9	6	SAC

Assim, concluímos que a debênture de *ticker* ENBR24 possui uma carência de principal de 3 anos, ao passo que a ENBR34 tem carência de principal de 6. Lembrando que há incidência de juros ao longo de todo período.

Com essas informações, constrói-se o fluxo abaixo:

Tabela 14: Fluxo de caixa do emissor e investidor

Emissor		EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	Fluxo de Caixa Consolidado - Investidor	Fluxo de Caixa Consolidado - Emissor
Código ISIN		BRENBRDBS053	BRENBRDBS061		
Ticker		ENBR24	ENBR34		
Data da emissão		15/09/2015	15/09/2015		
Data de vencimento		15/09/2021	15/09/2024		
Valor da emissão (R\$ Milhões)		179,89	48,07		
Custo da emissão (%)		1,708%	1,708%		
Prazo (anos)		6	9		
Remuneração REAL		8,8%	8,8%		
Juros Anual		15,87	4,21		
Custo de Emissão		1,708%	1,708%		
Fluxo de Caixa	Ano 0	- 176,81	- 47,25	-227,95	224,06
	Ano 1	15,87	4,21	20,08	-20,08
	Ano 2	15,87	4,21	20,08	-20,08
	Ano 3	15,87	4,21	20,08	-20,08
	Ano 4	75,82	4,21	80,03	-80,03
	Ano 5	70,53	4,21	74,75	-74,75
	Ano 6	65,25	4,21	69,46	-69,46
	Ano 7		20,23	20,23	-20,23
	Ano 8		18,83	18,83	-18,83
	Ano 9		17,42	17,42	-17,42
TIR				8,80%	9,21%

Custo de Emissão Correto 0,41%

O fluxo de caixa em termos reais inclui a incidência dos juros, o pagamento o principal e o custo de emissão. Ao fazermos o fluxo de caixa do emissor, é realizado o mesmo processo do investidor, apenas com a exclusão do valor do custo de emissão (1,708%) retido no ano 0.

Dessa maneira, chega-se a uma TIR de 9,21% para o emissor, e de 8,80% para o investidor, e, portanto, um custo de emissão de 0,41%. O cálculo da ANEEL chegou a um valor de 0,39% para o ENBR24 e 0,01% para o ENBR34. Sendo assim, é providencial que haja uma correção do cálculo realizado para refletir corretamente o valor do custo de emissão das debêntures.

d) Limitação da Amostra em Função do Volume Emitido

Considerando-se que os custos de emissão possuem uma parcela fixa e outra que varia em função do volume de recursos a ser captado, é necessário analisar se a amostra irá considerar emissões com volume compatível aos investimentos em reforços e

melhorias. Isso significa considerar que existe um limite superior sobre o volume das emissões a serem consideradas na amostra que estima tal parâmetro, e tal limite deve corresponder à parcela a ser financiada desses mesmos investimentos.

A consequência indesejável da manutenção de debêntures de volume mais elevado do que a realidade dos investimentos em reforços e melhorias seria supor que os custos fixos de uma emissão poderiam ser diluídos por um volume inalcançável pelas transmissoras, independentemente da sua eficiência.

Dentre as despesas que independem do volume emitido, podemos citar: i) gastos com Agências Classificadoras de Risco; ii) despesas de marketing; iii) assessores jurídicos e auditores independentes, sendo esse último extremamente representativo.

É importante ressaltarmos que para essa análise é indispensável considerarmos todas as séries de debêntures consideradas numa mesma emissão. No cálculo do custo de emissão divulgado pela ANEEL foram consideradas apenas as debêntures vinculadas ao IPCA, contudo, uma mesma emissão pode conter séries vinculadas ao CDI. Como os custos fixos de uma emissão são rateados por todas as séries, é necessário acrescentar as demais para estabelecer o volume total da emissão condizente com os investimentos cujo WACC regulatório será aplicado.

Ao ordenarmos as emissões da menor para a maior e separarmos em duas metades, teremos duas amostras com 9 e 8 papéis, respectivamente.

Ao observarmos os custos de emissão de cada amostra, verifica-se uma considerável discrepância, evidenciando a existência dos custos fixos de emissão. Após os tratamentos sugeridos nos tópicos anteriores, os resultados foram 0,75% para a amostra da primeira metade, com o valor da emissão inferior a R\$ 500 milhões; e 0,32% para a segunda metade, com valor superior a R\$ 500 milhões. Esse valor é

aderente ao que as empresas de transmissão são capazes de emitir anualmente para captação de dívida de reforços e melhorias.

Na amostra apresentada pela ANEEL, conforme a tabela abaixo, observa-se a consideração de um valor total de emissões de R\$ 8.170 milhões (desconsiderando a CPFL Geração de Energia S/A, que dispensa ICVM 400/03 e não integrou o cálculo), enquanto o correto seria a consideração de um valor de emissão total de R\$ 10.469 milhões. No exemplo trazido da EDP Energias do Brasil, deve-se considerar o valor total da emissão de R\$ 892 milhões, muito embora a 1ª série desta emissão não seja para o financiamento de investimentos em infraestrutura, uma vez que, conforme explicado anteriormente, os custos fixos desta emissão sejam distribuídos por todas as séries.

A partir destes novos valores, com o montante total da emissão que considera todas as séries, fizemos a separação da mediana com o corte de R\$ 500 milhões.

Tabela 15: Valor da emissão e classificação por volume

Emissor	Data da emissão	N séries	Valor da emissão (R\$ Milhões) ANEEL	Valor da emissão total (R\$ Milhões) - corrigido	Classificação Volume	Delta TIR vs TIR Investidor
FERREIRA GOMES		1	211	211	0-500	1,16%
ENERGIA S.A.	15/06/2014					
CEMAR	15/10/2016	2	270	270	0-500	0,83%
TERMELETRICA						
PERNAMBUCO III S.A.	15/11/2013	4	300	300	0-500	0,74%
CELPA	15/12/2016	2	300	300	0-500	0,61%
CTEEP	15/02/2017	1	300	300	0-500	0,32%
COSERN	15/10/2017	2	370	370	0-500	0,53%
ENERGISA AS	15/06/2017	2	375	375	0-500	0,81%
Equatorial	15/10/2017	1	400	400	0-500	0,55%
LIGHT SERVICOS DE ELETRICIDADE S/A	15/10/2017	1	459	459	0-500	1,15%
TAESA S/A	15/09/2017	1	255	543	500+	0,31%
AES TIETE ENERGIA S/A	15/12/2015	1	302	594	500+	0,78%
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	15/09/2017	3	700	700	500+	0,38%
RAIZEN ENERGIA S/A	15/10/2013	2	746	746	500+	0,06%
ENERGISA AS	15/10/2017	3	95	850	500+	0,17%
EDP ENERGIAS DO BRASIL S.A.	15/09/2015	2	228	892	500+	0,41%
SANTO ANTONIO	15/04/2014	2	700	1.000	500+	0,37%

ENERGIA S.A. CEMIG DISTRIBUICAO S/A	15/02/2013	3	2.160	2.160	500+	0,05%
TOTAL			8.170	10.469		

Sendo assim, fizemos a média do custo das emissões calculado via diferença entre a TIR do emissor e investidor, e chegamos que a primeira metade apresenta um custo de emissão de 0,75%.

É importante ressaltar que, caso o tratamento do volume da emissão seja dado aos mesmos valores de custo de emissão da ANEEL, chega-se a um custo de emissão de 0,70% para a metade com emissões de até R\$ 500 milhões.

Tabela 16: Resultado do custo por volume de emissão

	Cálculo ANEEL	Cálculo real	N emissões
0-500	0,70%	0,75%	9
500+	0,30%	0,32%	8

Portanto, como observamos que foram utilizadas emissões incompatíveis na amostra considerada, solicitamos que seja limitado ao volume de R\$ 500 milhões, e que seja considerado como custo de emissão o montante de 0,75%.

Pedido 7. Correção no custo de emissão das séries; agrupamento das séries que compõem uma mesma emissão; cálculo do custo de emissão pela metodologia de diferença entre TIR do emissor e investidor, considerando as particularidades do fluxo de cada série; e limitação da amostra em função do volume emitido.

4.5 Proposta para a Estrutura de Capital

4.5.1 Pedido Principal

É possível estimar a estrutura ótima de capital com base em um modelo conceitual. De forma resumida e simplista, o nível de alavancagem, medido pela relação entre o

endividamento financeiro (D) e a capitalização total (D+E, ou Enterprise Value, EV) aumenta o risco de investir na empresa, tanto para o acionista como para o credor.

Ou seja, quanto maior o nível de endividamento, maior o retorno exigido (custo de capital), tanto pelos acionistas (custo de capital próprio, ou Ke) como pelos credores (custo de capital de terceiros, ou Kd).

Por outro lado, o Kd tem um custo inferior ao Ke, por dois motivos principais:

i. Benefício fiscal do endividamento: as despesas financeiras costumam ser dedutíveis para apuração dos tributos sobre a renda, ao contrário do que costuma ocorrer com os dividendos pagos aos acionistas;

ii. Prioridade dos pagamentos aos credores em relação aos acionistas

Sendo assim, considerando que o custo médio ponderado de capital (WACC) é uma média ponderada entre os Ke e o Kd, com o aumento do nível de endividamento, cria-se um trade-off entre:

i. Redução do WACC devido a maior participação da fonte de financiamento com menor custo

ii. Aumento do WACC devido a um aumento dos custos individuais das fontes de financiamento, causado por um maior nível de risco

Como os aumentos mencionados costumam ter uma forma funcional com primeira e segunda derivadas crescentes, é comum haver uma estrutura de capital que minimiza o WACC, a qual pode ser denominada estrutura ótima de capital.

Para medir a variação do Ke conforme o endividamento, considera-se a variação do Beta Alavancado, conforme a seguinte fórmula, amplamente utilizada:

$$\beta_l = \beta_u \left[1 + \frac{D}{E} (1 - t) \right]$$

A partir da fórmula, pode-se perceber que à medida que a empresa se endivida, o beta alavancado aumenta, e, portanto, o K_e também cresce.

Para o custo da dívida, utiliza-se como base a mesma taxa livre de risco (NTN-B), adicionando-se um prêmio de risco conforme citado na seção 4.4.1.

O WACC para cada nível de endividamento pode então ser estimado, cuja representação gráfica pode ser observada na Figura 19:

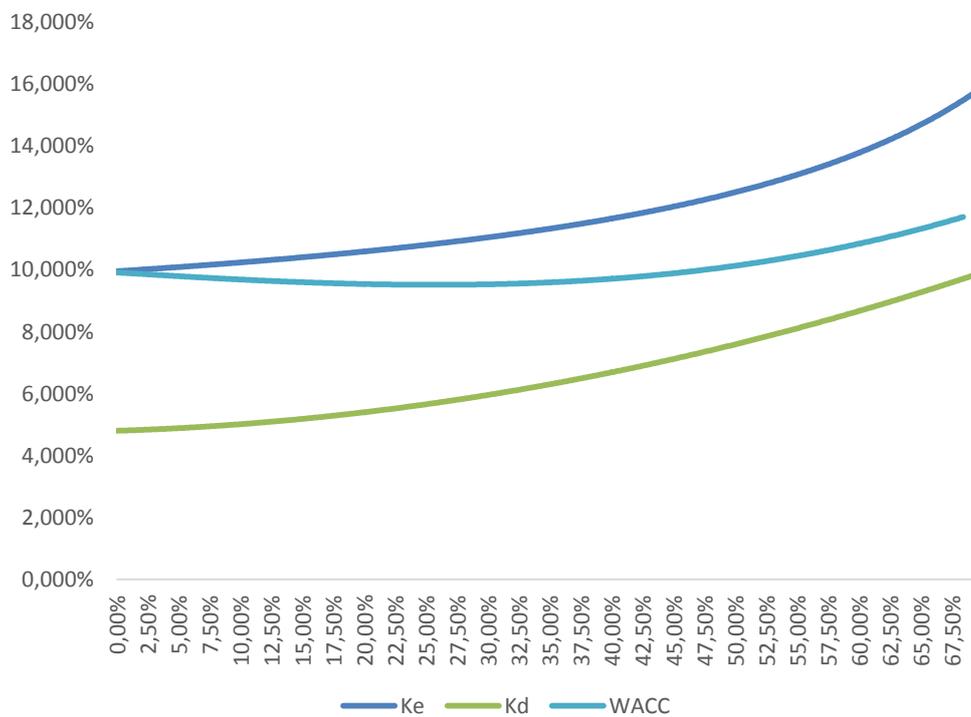


Figura 19: Estimativa do WACC e da Estrutura Ótima de Capital

O ponto de minimização do WACC ocorre com nível de endividamento sobre capitalização total próximo a 27,2%, resultando em um custo médio ponderado de capital real de 9,51% a.a.

Os resultados são consistentes com a estrutura de capital observada para ISA CTEEP e TAESA, com endividamento de 23,7%. Isto porque, conforme amplamente discutido na literatura, a estratégia ideal é manter uma estrutura de capital com nível de

alavancagem ligeiramente inferior ao ponto de minimização do WACC, pelos seguintes motivos principais: (i) volatilidade do mercado, (ii) eventos aleatórios imprevisíveis, (iii) aparecimento de oportunidades de investimento não previstas, (iv) imperfeição dos mercados financeiros, com dificuldade de ajuste imediato na estrutura de capital e (v) maior facilidade de implementação de uma estratégia de aumento de alavancagem que uma estratégia de diminuição, especialmente em conjunturas adversas de mercado.

Dado que a proposta da ANEEL defende uma Estrutura de Capital com endividamento de 35%, logo se observa um descasamento entre o incentivo regulatório e a otimização do valor do WACC para o consumidor. Com esse valor de endividamento, a ANEEL estipula uma taxa que vai contra a otimização do WACC, e conseqüentemente contra a modicidade tarifária, o que evidencia a discricionariedade da escolha do valor de 2,5 como indicador para Dívida Líquida / EBITDA.

Adicionalmente, ao final da concessão a empresa deve reduzir seu endividamento progressivamente, de forma a ter um endividamento zero quando acabar a concessão. Claramente a ANEEL não considerou essa questão nesse cálculo, o que também colabora para a superestimação do endividamento das companhias.

Pedido 8. Sugerimos a utilização da estrutura ótima de capital atrelada à proposta da seção 4.4.1 de $K_d = \text{Taxa livre de risco (6,09\%)} + \text{spread} + \text{custo de emissão (0,75\%)}$

4.5.2 Pedido Subsidiário

Na seção anterior foi apresentada a metodologia de estrutura ótima de capital, a qual busca determinar o ponto ótimo de alavancagem considerando o custo do capital próprio e o custo do capital de terceiros. A seguir apresentamos uma proposta alternativa.

A estrutura de capital representa a dependência que as empresas têm de capital de terceiros. Já a razão entre Dívida Líquida e EBITDA representa a capacidade de pagamento da dívida contraída. Sendo assim, a proposta da ANEEL sugere uma:

“proporção de capital de terceiros resultante da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA equivalente a 2,5x.”

É consenso entre as agências de rating e instituições financeiras a importância de um baixo endividamento e capacidade de pagamento das dívidas para avaliar a saúde financeira de uma empresa. Além do endividamento, também são levados em conta a liquidez e lucratividade. Todos parâmetros que se relacionam com a razão de Dívida Líquida (endividamento) e EBITDA (liquidez e lucratividade).

À medida que o endividamento das empresas aumenta, lucratividade cai ou liquidez piora, as agências refletem esses efeitos no “selo de bom pagador” de cada empresa, o que impacta diretamente seu *Credit Rating*.

O *Credit Rating*, por sua vez, representa o risco de default das empresas perante seus compromissos, de maneira que o mercado exige maior retorno para um ativo de maior risco.

Na sua proposta atual, o regulador reconhece que a relação escolhida representa o limite dos *covenants* financeiros exigidos pelos credores, logo não pode ser considerado saudável para as empresas operar com tamanha alavancagem financeira durante um longo período de tempo.

Entre as diversas soluções para definir o limite do endividamento considerado saudável pode ser considerada a adoção de limites similares a aqueles praticados por empresas consideradas eficientes. Conforme reproduzido abaixo, na Nota Técnica nº 37/2019-SRM/ANEEL, a ANEEL elenca alguns argumentos nesse sentido:

"31. Em alguns países, o regulador estabelece a estrutura de capital com base em empresas similares em termos de segmento de atuação ou risco de crédito, consideradas eficientes e sem problemas financeiros, de liquidez ou

de acesso a crédito. Nesse caso, acredita-se que essas empresas estão apresentando a melhor estrutura de capital possível, considerando o trade-off existente entre os ganhos e os riscos/perdas de aumento do endividamento. Outra forma seria verificar o endividamento ótimo com base em índices de cobertura de dívida ou de endividamento em relação ao fluxo de caixa da empresa. Uma terceira forma é, a partir dos dados realizados das empresas, identificar o nível de endividamento real e estabelecer o nível regulatório a partir de premissas de eficiência”.

Na sessão presencial da Audiência Pública nº 09/2019, realizada no dia 10/04/2019 a gestora de recursos 3G Radar apresentou uma análise considerando 10 emissões de debêntures de 9 empresas. A seleção das empresas foi feita considerando aquelas cuja taxa de emissão era similar à taxa proposta pela Aneel para o custo do capital de terceiros (entre 8,9% e 9,1% a.a. nominal), de forma a verificar se a razão Dívida Líquida sobre EBITDA era compatível com a proposta do regulador.

Este estudo conclui que a média da relação Dívida Líquida sobre EBITDA para o ano de 2018 foi de 1,4x, conforme pode ser observado na Figura 20.

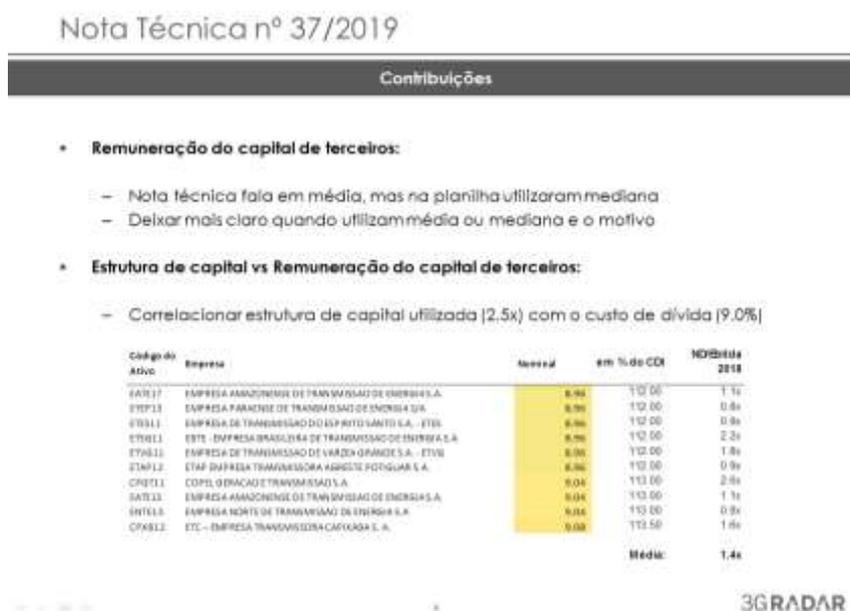


Figura 20: Relação Dívida Líquida sobre EBITDA apresentada pela 3G Radar

Aplicado a mesma análise para a ISA CTEEP e a TAESA, durante um período mais longo, conforme apresentado no Figura 21, observamos que a relação Dívida Líquida sobre EBITDA equivale a **1,67x** considerando os últimos cinco anos.

Dívida Líquida / EBITDA

(Média dos relatórios anuais, 2014-2018)

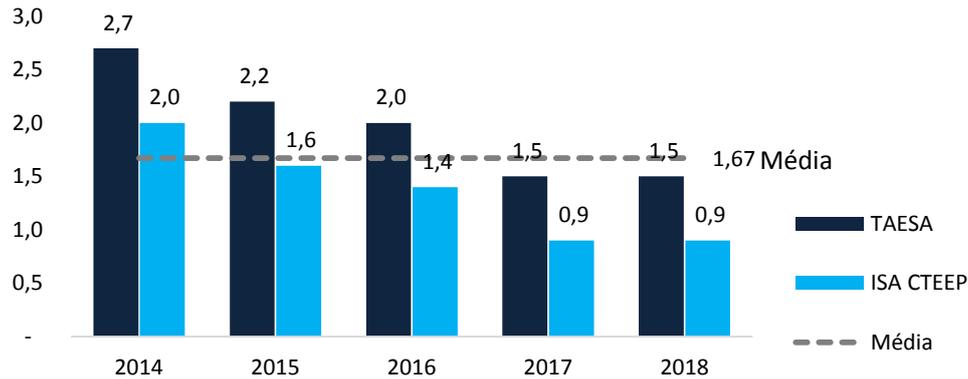


Figura 21: Relação Dívida Líquida sobre EBITDA da TAESA e ISA CTEEP

Podemos concluir que, observando a relação Dívida Líquida sobre EBITDA, tanto da apresentada pela gestora de recursos os 3G Radar, quanto à da ISA CTEEP e TAESA, o nível de alavancagem proposto pela Aneel é inadequado, pois empresas do mesmo segmento e consideradas eficientes praticam uma relação Dívida Líquida sobre EBITDA próxima de 1,5x.

Pedido Subsidiário 8.a Sugerimos a utilização da relação entre Dívida Líquida sobre EBITDA = 1,5x.

5 Frequência de atualização dos parâmetros

Como amplamente mencionado durante o presente trabalho, a estabilidade regulatória não se configura apenas como um mero princípio abstrato. Isso porque, se não observado, reflete diretamente no equilíbrio do setor, resultando em aumento de tarifa e redução de investimentos.

E como princípio, a estabilidade foi um dos nortes perseguidos para elaboração da proposta a que ora se contribui.

Pois bem. Muito embora tenha sido esse um dos princípios norteadores da proposta, essa Agência propõe que anualmente os parâmetros para cálculo do WACC sejam atualizados, o que resultaria necessariamente em um WACC diferente a cada ciclo de reajuste tarifário.

Entendemos que a manutenção da proposta nesses moldes não apenas vai de encontro à estabilidade regulatória, visto a frequentemente o investidor terá de conviver e projetar seus investimentos com base em uma nova taxa, como também ao princípio da simplicidade, haja visto a necessidade de atualizações frequentes que referida forma de deslocamento das janelas utilizadas para os parâmetros acarretaria.

Para além da necessidade de manutenção da estabilidade e segurança regulatória, há que se considerar que a atualização de janelas para o cálculo do WACC já foi objeto de avaliação por essa Agência no caso da Distribuição.

Salienta-se que na oportunidade entendeu a ANEEL que não haveria formas de apenas atualizar as janelas para aplicação, sem escolhas discricionárias que necessariamente implicam em, ainda que pequenas, mudanças de metodologia.

É que com a atualização das séries, existe a necessidade evidente de análise mais detalhada dos dados e tratamento desses. Desse modo, quando da discussão relacionada apenas a atualização das séries de dados utilizadas para o cálculo do WACC, entendeu a ANEEL que não haveria a possibilidade de uma análise sem que houvesse um aprofundamento na metodologia a ser aplicada, o que, por si só, demonstraria a impossibilidade de adoção desse tipo de atualização.

Vale mencionar ainda que a definição de outras metodologias regulatórias que afetam diretamente a remuneração do investimento do agente setorial não consideram a alteração do WACC durante entre os períodos de reajuste tarifário. Como exemplo

para o caso da transmissão, cita-se a RAP prévia para melhorias de pequeno porte, cuja proposta regulatória não previu a alteração anual da taxa de remuneração.

Diante disso fica evidente, com base inclusive em decisões da própria Agência, que a mera atualização anual de dados para cálculo do WACC não se traduz na melhor opção regulatória, visto que agrega ao modelo insegurança e instabilidade regulatória, além de não possibilitar uma análise robusta dos dados a serem utilizados, o que, necessariamente, pode acarretar na definição de uma taxa não condizente com a realidade econômica.

Desse modo, entendemos pela manutenção da atualização das janelas utilizadas para cálculo dos parâmetros do WACC apenas a cada período de revisão tarifária, como forma de atendimento aos princípios da estabilidade regulatória e simplicidade.

Pedido 9. Diante do mencionado, solicita-se a manutenção da atualização da janela dos parâmetros para cálculo do WACC somente a cada 5 anos.

6 Custo Anual das Instalações Elétricas - CAIMI

No âmbito da AP 09/2019, foi divulgada a planilha em excel “CAIMI - T - WACC 2019 03 11.xlsx”, na qual é rerepresentado o cálculo da Base de Anuidade Regulatória (BAR).

A BAR regulatória é calculada considerando-se a mediana da proporção dos ativos que compõem os investimentos realizados com software, hardware, veículos e toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo, pelo total do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS de todas as transmissoras.

Posteriormente, a BAR é dividida em três parcelas nas quais se segregam os custos anuais de Aluguéis, Veículos e Informática, considerando-se as proporções regulatórias apuradas pela ANEEL com base nos valores contábeis de todas as transmissoras do setor.

Sobre estes valores, são definidas anuidades que consideram a vida útil de cada parcela. Referida vida útil pode considerar um ou mais Tipos de Unidade de Cadastro (TUC's).

Para o cálculo do Custo Anual de Aluguéis, foram considerados dois dados: (i) 50% da Vida Útil da TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios”; e (ii) 50% referente ao TUC “215.09 – Edificação Outras”, como previsto no PRORET 9.2, revisão 2.0.

Entretanto, a citada planilha excel, apresenta na aba “BAR”, células G209 e G210, que a participação efetiva dos itens de edificação e equipamentos gerais é de 11% e 89% respectivamente.

Em outras palavras, embora a ANEEL apresente que a participação dos mencionados itens é de 11% e 89%, respectivamente, quando do cálculo da BAR de aluguéis aplica o percentual de 50% para cada item, em desacordo com a própria afirmativa.

Desta forma, a ISA CTEEP solicita a adequação do PRORET 9.2, com a redefinição dos percentuais de participação da TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” para 11% e da TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” para 89%.

Pedido 10. A ISA CTEEP solicita a adequação do PRORET 9.2, com a redefinição dos percentuais de participação da TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” para 11% e da TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” para 89%.

7 Resumo dos pedidos

Apresentamos a seguir o resumo dos valores resultantes das contribuições expostas ao longo deste documento

Tabela 17: Valores propostos por parâmetro para 2018

Parâmetro	Período	Prazo (anos)	Valor proposto (Pedidos principais)	Valor proposto (Pedidos subsidiários)
Remuneração do Capital Próprio				
Título Público Local	Jan/2008 a Dez/2017	10	6,09%	6,03%
Beta Alavancado	Out/2007 a Set/2017	10	0,6437	0,5493
Prêmio de Risco de Mercado	Dez/1928 a Dez/2017	90	7,49%	6,48%
Remuneração do Capital Terceiros				
Debêntures	Jan/2008 a Dez/2017	10	EOC	6,70%
Custo de Emissão	Jan/2008 a Dez/2017	10	0,75%	0,75%
Estrutura de Capital (% Capital de Terceiros)			Estrutura Ótima de Capital	Dívida Líquida / EBITDA = 1,66x

8 Bibliografia

BOGETOFT, Peter. Workshop on Benchmarking and Regulation. Notas de aula. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2017).

CAMACHO, Fernando; ROCHA, Katia; FIUZA, Gabriel. Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica – Revisão Tarifária 2007-2009. Rio de Janeiro, Revista do BNDES, v. 13, no 25, p. 231-268, junho de 2006

CHEN, C. R. (1982). Time-Series Analysis of Beta Stationarity and Its Determinants: A Case of Public Utilities. Source: Financial Management, 11(3), 64–70.

DIXON, W. J., & TUKEY, J. W. (1968). Aproximate Behavior of the Distribution of Winsorized t. Technometrics, 83-98.

FALLON, J.; CUNNINGHAM, M. Regulatory Precedents for Setting the WACC within a Range. Economic Insights Pty Ltd. Australia, 2014.

FERNANDEZ, Pablo; CARABIAS, Jose M., El Peligro de utilizar Betas Calculadas (The Danger of Using Calculated Betas) (May 6, 2015). SSRN: <https://ssrn.com/abstract=897700> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.897700>

FERNANDEZ, Pablo, On the instability of betas: the case of Spain, IESE Business School, University of Navarra, 2017.

GOMBOLA & KAHL, Time-Series Processes of Utility Betas: Implications for Forecasting Systematic Risk, Financial Management, 1990.

LLORCA, Manuel; OREA, Luis; POLLITT, Michael G. Efficiency and environmental factors in the US electricity transmission industry. Energy Economics, v. 55, p. 234-246, 2016.

MAGALHÃES, Marcos Nascimento; DE LIMA, Antonio Carlos Pedroso. Noções de probabilidade e estatística. São Paulo: IME-USP, 2010.

Ministério da Fazenda. Metodologia de Cálculo do WACC. Brasília, 2018.

TRIOLA, Mario F. Introdução à estatística: atualização da tecnologia. In: Introdução à estatística: atualização da tecnologia. Ltc, 2014.

TUKEY, John W (1977). Exploratory Data Analysis. Addison-Wesley. ISBN 978-0-201-07616-5. OCLC 3058187