

**RELATÓRIO**

# ***Taxa Regulatória de Remuneração do Capital***

## ***Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 2/2020-SRM/ANEEL***

Anexo da Nota Técnica nº 30/2020-SRM/ANEEL  
Processo nº 48500.001761/2018-10

Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM

Brasília, 09/03/2020 – Versão nº 4 - Pós-Participação Pública

 **ANEEL**  
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

P. 2 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

## Conteúdo

1. Problema regulatório .....	7
2. Atores ou grupos afetados .....	7
3. Base legal .....	8
4. Necessidade de intervenção .....	8
5. Objetivos .....	8
6. Alternativas .....	8
6.i Custo do Capital Próprio .....	11
6.i.a Taxa livre de Risco e Risco País .....	11
6.i.b Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro .....	12
6.ii Custo do Capital de Terceiros .....	13
6.iii Estrutura de Capital .....	13
6.1 Alternativas quanto à metodologia .....	14
Alternativa C: Substituição da metodologia WACC/CAPM .....	16
Alternativa A: Manutenção da metodologia vigente com aprimoramentos e nova referência para a remuneração do capital de terceiros. ....	17
a.1 Custo do Capital Próprio .....	18
a.1.1 Taxa Livre de Risco e Prêmio de Risco País .....	18
a.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro .....	18
a.2 Custo do Capital de Terceiros .....	19
a.3 Estrutura de Capital .....	19
Alternativa B: Manutenção do WACC/CAPM, com alterações substanciais nos parâmetros .....	23
b.1 Custo do Capital Próprio .....	23
b.1.1 Taxa Livre de Risco .....	23
b.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro .....	24
b.2 Custo do Capital de Terceiros .....	25
b.3 Estrutura de Capital .....	26
b.4 Diretrizes, análise das contribuições e proposta para o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital .....	30
b.4.1 – Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2018 e proposta para Audiência Pública nº 9/2019 .....	31
b.4.2 – Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 9/2019 e proposta para Consulta Pública nº 26/2019 nos termos da Lei nº 13.848/2019 .....	39
b.4.2.1 Remuneração do Capital Próprio .....	39



## P. 3 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

b.4.2.1.1 Taxa livre de Risco e Risco País.....	39
b.4.2.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro .....	42
b.4.2.2 Remuneração do Capital de Terceiros.....	46
b.4.2.3 Estrutura de Capital.....	50
b.4.2.4 Aspectos gerais da metodologia.....	54
b.4.2.4.1 .....	54
b.4.2.4.3 Demais aspectos da metodologia.....	59
b.4.3 – Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 26/2018 e proposta definição da metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital .....	65
b.4.3.1 Remuneração do Capital Próprio .....	65
b.4.3.1.1 Taxa livre de Risco e Risco País.....	65
b.4.3.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro .....	70
<i>Prêmio de Risco de Mercado - PRM</i> .....	76
b.4.3.2 Remuneração do Capital de Terceiros.....	81
<i>Debêntures</i> .....	81
<i>Custo de Emissão</i> .....	84
b.4.3.3 Estrutura de Capital.....	86
b.4.3.4 Aspectos gerais da metodologia.....	90
b.4.3.4.1 Janelas.....	90
b.4.3.4.2 Obrigações especiais, recursos da RGr e ativos totalmente depreciados.....	92
b.4.3.4.3 Demais aspectos da metodologia.....	95
6.2 Alternativas quanto à atualização dos parâmetros .....	96
Alternativa 1: Sem atualização dos valores, até a próxima revisão.....	96
Alternativa 2: Atualização anual de alguns parâmetros até a próxima revisão .....	96
Alternativa 3: Atualização acionada por gatilhos .....	97
6.2.1 Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2018 e proposta da Audiência Pública nº 9/2019.....	97
6.2.2 Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 9/2019 e proposta para Consulta Pública nº 26/2016 nos termos da Lei nº 13.848/2019.....	99
6.2.3 – Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 26/2018 e proposta áa a definição da periodicidade de atualização da taxa regulatória de remuneração do capital .....	100
6.3 Impactos das Alternativas .....	106
6.4 Comparação das Alternativas.....	108



P. 4 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

6.5 Riscos das Alternativas .....	111
8. Experiência nacional e internacional.....	111
8. Participação pública .....	112
9. Acompanhamento e fiscalização.....	114
10. Alterações em regulamentos .....	114
11. Vigência.....	114
12. Conclusão.....	115

MINUTA



P. 5 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Lista de Tabelas

Tabela 1 - Estoque de NTN-B por ano de vencimento - R\$ Bilhões .....	33
Tabela 2 – Metodologia quanto ao beta adotada nas revisões para cada segmento. ....	74
Tabela 3 - Ativo Imobilizado em serviço - Em milhões de dólares - 2018.....	79
Tabela 4 – Quantidade de Debêntures (2003-2019).....	83
Tabela 5 – Relação Dívida Líquida / EBITDA - S&P Ratings.....	88
Tabela 6 – <i>Covenants</i> na relação Dívida Líquida / EBITDA .....	89
Tabela 7 - Síntese da análise de contribuições da Audiência Pública nº 9/2019 .....	113
Tabela 8 - Síntese da análise de contribuições da Consulta Pública nº 26/2019.....	114

### Lista de Figuras

Figura 1 – Distribuição do estoque de dívida das concessionárias de distribuição e transmissão (incluindo GTs) por linha de financiamento – junho/2018.....	36
Figura 2 - Distribuição do estoque de dívida em moeda nacional das concessionárias de distribuição e transmissão (incluindo GTs) por linha de financiamento – captações de jul/13 a jun/18. ....	36
Figura 3 – Relação Dívida Líquida / (Dívida Líquida + Capitalização de Mercado) .....	53
Figura 4 - S Distribuição do estoque de dívida em moeda nacional das concessionárias de distribuição e transmissão (incluindo GTs) por linha de financiamento – captações de 2015 a set/19.....	83
Figura 5 - Simulação do Impacto tarifário da variação de um ponto percentual na Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (Eixo horizontal) - R\$ Milhões (Eixo vertical) – Transmissoras prorrogadas e Distribuidoras (Remuneração de capital sem RGR).....	107
Figura 6 - Simulação do Impacto tarifário da variação de um ponto percentual na Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (Eixo horizontal) - R\$ Milhões (Eixo vertical) – Transmissoras prorrogadas e Distribuidoras (Remuneração de capital sem RGR).....	112
Figura 7 - Método de cálculo da Taxa de Remuneração Regulatória sobre o Capital utilizado Reguladores – Exemplos de países que utilizam ou não o WACC.....	112

### Lista de Quadros

Quadro 1 – Proposta para a janela e medida de tendência central dos parâmetros - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital .....	59
Quadro 2 - Vantagens e desvantagens das alternativas quanto à metodologia.....	110
Quadro 3 - Vantagens e desvantagens das alternativas quanto à atualização .....	111
Quadro 4 - Dispositivos a serem alterados após definição da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital.....	114



P. 6 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Apêndices

Apêndice 1 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Segmentos de Transmissão e Geração - Resultado	116
Apêndice 2 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Segmento de Distribuição - Resultado	117
Apêndice 3 - Remuneração de recursos advindos da Reserva Global de Reversão – RGR	118
Apêndice 4 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital real e antes de impostos – Segmento de Distribuição - por alíquotas de IRPJ e CSLL	119
Apêndice 5 - Fontes das séries utilizadas	120
Apêndice 6 - Experiência nacional e internacional sobre regulação da taxa de remuneração do capital	121

MINUTA



P. 7 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

## 1. Problema regulatório

1. A ANEEL estabelece a taxa regulatória de remuneração do capital com base na metodologia WACC/CAPM. A combinação desses dois métodos é utilizada por reguladores de diversos países. Ao fazer uma relação de risco e retorno, o modelo CAPM adiciona a uma taxa livre de risco um prêmio pelo risco do negócio ou pelo risco de crédito daquela atividade. Por suas características, tal metodologia impõe a necessidade de estimar vários parâmetros e de realizar escolhas discricionárias por parte da Agência. Embora tais escolhas sejam fundamentadas, elas acabam por representar dificuldades para o processo.

2. Por ocasião da Reunião Pública Ordinária ocorrida no dia 6 de março de 2018 relativa ao segmento de distribuição, a Diretoria Colegiada decidiu por revogar a previsão de atualização do WACC regulatório no ano de 2018 e antecipar a revisão metodológica para o ano de 2019, com aplicação a partir de janeiro de 2020. O Diretor-Relator à época, Sr. Tiago Barros, formulou questionamentos metodológicos quanto ao período de análise das séries, à medida de tendência central e a não utilização de instrumentos estatísticos para tratamento de *outliers*. Por outro lado, apesar de o Diretor André Pepitone considerar que havia a necessidade de aprimoramentos na metodologia de cálculo do WACC, defendeu a importância da estabilidade regulatória.

3. Em atos posteriores, a Diretoria Colegiada agregou à discussão do custo de capital da distribuição, também os segmentos de transmissão e geração, conforme Resoluções Normativas nº 816/2018 e nº 818/2018, respectivamente, o que postergou a aplicação do novo WACC na revisão da receita desses segmentos.

4. Assim, em vista do histórico de aplicação e das deliberações da Diretoria Colegiada acerca do tema, o problema regulatório que se apresenta é a definição de uma metodologia de cálculo da taxa de remuneração do capital, que seja aplicável em sua íntegra no momento de atualização do cálculo. Se, por um lado, não é adequado discutir de modo muito frequente a metodologia, com vista a zelar pela estabilidade e previsibilidade das regras, por outro, atualizações mais frequentes somente são viáveis se acontecerem de modo expedito, sem as mesmas necessidades típicas de um processo de revisão completa de metodologia. Caso contrário, seria razoável manter um valor fixo por mais tempo e possibilitar o recálculo da taxa por meio de uma revisão metodológica completa.

## 2. Atores ou grupos afetados

5. Avalia-se que os seguintes grupos são afetados por eventuais alterações metodológicas que versem sobre o tema e sua respectiva forma de atualização:

- (i) Concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica;
- (ii) Concessionárias do serviço público de transmissão<sup>1</sup>;

<sup>1</sup> Inclui as que firmaram termo aditivo para prorrogação de seus contratos de concessão nos termos da Lei nº 12.783/2013; as que firmaram novos contratos de concessão em virtude da segregação de atividades de transmissão e distribuição disciplinada



P. 8 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

- (iii) Concessionárias do serviço público de geração de energia elétrica<sup>2</sup>;
- (iv) Usuários do serviço público de distribuição, transmissão e geração e respectivas associações;
- (v) Entidades públicas de controle.

### 3. Base legal

- Leis nº 8.987/1995, 9.427/1996, 10.848/2004, 12.111/2009 e 12.783/2013;
- Decretos nº 2.335/1997 e nº 2.655/1998;
- Portarias MME nº 418/2013 e 120/2016;
- Resoluções Normativas ANEEL nºs 443/2011, 608/2014, 762/2017, 807/2018, 816/2018, 818/2018.

### 4. Necessidade de intervenção

6. A intervenção é necessária, pois está prevista no arcabouço legal e normativo aplicável aos segmentos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. Além disso, trata-se de uma taxa que deve refletir as condições de mercado, garantindo tanto o sinal de eficiência na captação dos recursos quanto a realização de investimentos para prestação adequado do serviço. As condições de mercado e o desempenho das empresas são dinâmicos, assim como os riscos assumidos pelas empresas reguladas e seus investidores e credores. Portanto, é necessário que a metodologia seja reavaliada periodicamente, a fim de garantir que continue adequada ao seu propósito. Diante dos normativos vigentes e da discussão no âmbito da Consulta Pública - CP nº 15/2018 e da Audiência Pública – AP 9/2019, não se avaliou mudanças no modelo de regulação que eventualmente tornasse desnecessário o seu cálculo.

### 5. Objetivos

7. Conceituar e debater com a sociedade alternativas regulatórias para definição de metodologia e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital dos segmentos de distribuição, transmissão e geração.

### 6. Alternativas

8. O provimento de serviços de energia elétrica tradicionalmente demanda grande quantidade de capital. Enquanto atividades intensivas em trabalho dependem do custo de oportunidade dos trabalhadores com determinada capacidade na economia, setores intensivos em capital dependem do custo de oportunidade de recursos financeiros, seja na forma de empréstimos ou na forma de retorno esperado na participação em empresas.

---

na Lei nº 10.848/2004; autorizações de reforços e melhorias para os transmissores contratados via mecanismo de leilão; e agentes equiparados às concessionárias de transmissão nos termos da Lei nº 12.111/2009.

<sup>2</sup> Detentoras de outorgas no regime de cotas de garantia física e as concessionárias em prestação temporária de energia para usina no regime de cotas, nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.



P. 9 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

9. O capital tem origem na poupança dos indivíduos. No entanto, modernamente, a atividade de emprestar recursos a terceiros ocorre majoritariamente por intermediários, como bancos que captam recursos e realizam empréstimos assumindo o risco de inadimplência, ou gestores de investimentos, que optam entre comprar participação em empresas, comprar títulos de dívida no mercado de capitais ou aplicar os recursos no mercado bancário.

10. Na gestão de recursos de maneira profissional, considerações a respeito do risco e retorno são usuais para a seleção do investimento a ser realizado. No caso do setor elétrico, estimativas de retorno adequado ao risco do investimento também são utilizadas por provedores de capital. A construção dos retornos mínimos exigidos é realizada por parte desses agentes para a definição do preço máximo a pagar por determinado ativo.

11. As decisões de investimento dos agentes setoriais buscam refletir as condições mínimas exigidas pelos provedores de capital. Caso contrário, a perenidade do agente é ameaçada na forma de negação de novos aportes dos acionistas, troca da gestão da empresa e/ou destruição de patrimônio da empresa: consequências de alocações de capital consideradas inadequadas pelos provedores de capital.

12. Nem sempre o levantamento da taxa de retorno necessária é observável para um agente externo à empresa e ao investidor que participaram de uma eventual alocação de recurso. Custos de capital associados a empréstimos e títulos de dívidas são definidos nos termos de sua contratação. Ainda que, em alguns casos, sejam definidos por meio de fórmula paramétrica, tal equação é conhecida de partida. Portanto, conhecendo os termos do empréstimo, o custo de capital, que financiou determinada empresa, torna-se observável.

13. As transações ocorridas no mercado de capitais ou em mercados de balcões organizados representam o ápice da transparência do custo de capital, ao revelar o que outros investidores aceitam pagar pela troca de um fluxo de caixa contratual.

14. Os custos de capital próprio, por outro lado, não possuem representação clara de qual a taxa de retorno esperada, já que o valor transacionado não revela inequivocamente a taxa de desconto utilizada pelo investidor, e, assim, expectativas futuras de natureza incerta possuem papel central na definição do valor de uma participação nas empresas.

15. Neste trabalho, apresenta-se a fundamentação teórica do modelo WACC/CAPM até então utilizado pela ANEEL para a definição da taxa regulatória de remuneração de capital. Na sequência, apresenta-se o detalhamento das alternativas e contribuições recebidas na CP 15/2018, a análise e proposta colocadas na Audiência Pública 9/2019 direcionada especificamente para a discussão dos segmentos de transmissão e geração, e por fim, a análise das contribuições recebidas na AP e nova proposta, desta vez direcionada aos três segmentos.



P. 10 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

16. O Custo Médio Ponderado de Capital (em inglês, *Weighted Average Cost of Capital - WACC*), é o resultado da média ponderada dos recursos próprios e de terceiros pela estrutura de capital (participação de cada fonte de capital no capital total), sendo expresso pela seguinte equação:

$$r_{WACC} = \frac{P}{P+D} * r_P + \frac{D}{P+D} * r_D * (1 - T) \quad (1)$$

onde:

$r_{WACC}$ : custo médio ponderado de capital (taxa de retorno);

$r_P$ : custo do capital próprio;

$r_D$ : custo da dívida;

$P$ : capital próprio;

$D$ : capital de terceiros ou dívida; e

$T$ : alíquota tributária marginal efetiva.

17. No cálculo do WACC, o custo do capital próprio, por não ser observável, costuma ser estimado pelo *Capital Asset Pricing Model - CAPM*<sup>3</sup>, desenvolvido por Shape (1964), Lintner (1965) e Mossin (1964), a partir dos pressupostos da Teoria de Portfólios de Markowitz<sup>4</sup> (1952). O CAPM relaciona risco e retorno de forma linear, associado a premissas consideradas fortes quando comparadas à realidade<sup>5</sup>. Descreve-se a seguir, a equação fundamental do CAPM:

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i (\bar{R}_M - R_f) \quad (2)$$

onde:

$\bar{R}_i$ : retorno esperado do ativo  $i$  (ou custo do capital próprio);

$R_f$ : retorno do ativo livre de risco;

$\beta_i$ : beta do ativo  $i$  (ou índice do risco sistemático);

$\bar{R}_M$ : retorno esperado da carteira de mercado;

$(\bar{R}_M - R_f)$ : prêmio de risco do mercado acionário; e

<sup>3</sup> SHARPE, William F. Capital asset prices: a theory of market equilibrium under conditions of risk. *Journal of Finance*, Oxford, UK, v.19, n.3, p.425-442, Sept. 1964

LINTNER, J. The valuation of risk assets and the selection of risky investments in stock portfolios and capital budgets. *Review of Economics and Statistics*, Cambridge, v. 47, n.1, p. 13-37, feb.1965.

MOSSIN, J. Equilibrium in a capital asset market. *Econometrica: Journal of the econometric society*. Oxford, UK, v.34, n.4, p.768-783, Oct. 1966.

<sup>4</sup> MARKOWITZ, H. M. Portfolio selection. *The Journal of Finance*, v. 7, n. 1. p. 77-91, mar. 1952.

<sup>5</sup> Segundo Elton, Gruber, Brown e Goetzmann (2013) as premissas básicas do CAPM são: não existem custos de transação; ativos são infinitamente divisíveis; imposto de renda não é considerado; um único indivíduo não pode afetar o preço de um ativo por sua ação de venda ou compra; investidores tomam suas decisões em termos de valores esperados e desvios-padrão dos retornos de suas carteiras; vendas a descoberto ilimitadas são permitidas; aplicações e captações ilimitadas à taxa livre de risco são possíveis; investidores preocupam-se com a média e a variância dos retornos (ou preços) durante um único período e assumem expectativas idênticas no que diz respeito aos insumos necessários para a decisão de carteira; e todos os ativos são comercializáveis.

ELTON, Edwin J.; GRUBER, M. J.; BROWN, S. J.; GOETZMANN, W. N. Modern portfolio theory and investment analysis. John Wiley & Sons, 2013.

P. 11 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

$\beta_i(\bar{R}_M - R_f)$ : risco do negócio.

18. Existem muitos modelos de precificação do capital próprio alternativos ao CAPM, sendo alguns dos mais conhecidos, a *Arbitrage Pricing Theory* – APT de Ross (1976)<sup>6</sup>, o modelo de três fatores de Fama e French (1993)<sup>7</sup>, o modelo de quatro fatores de Carhart (1997)<sup>8</sup>, o modelo de cinco fatores de Fama e French (2015)<sup>9</sup> e o Modelo de Fluxo de Dividendos Descontados. Todos os modelos exigem escolhas na sua aplicação, porém dois são considerados mais simples por conterem menos parâmetros e serem de fácil entendimento e operacionalização: o CAPM e o Modelo de Fluxo de Dividendos Descontados. Ainda assim, o CAPM é o método mais aplicado por reguladores para a definição de custo de capital próprio. Exemplo de regulador que aplica o modelo de dividendos é a *Federal Energy Regulatory Commission* – FERC, dos Estados Unidos.

## 6.i Custo do Capital Próprio

### 6.i.a Taxa livre de Risco e Risco País

19. O retorno de uma taxa livre de risco representa aquilo que um investidor auferir por manter um ativo sem nenhum risco ao longo do tempo, ou seja, é a troca de liquidez por rentabilidade futura, sem risco de perda. Risco, em finanças, é medido por volatilidade (variância) de retornos reais em relação ao retorno esperado (média). O retorno de uma taxa livre de risco não varia em torno do retorno esperado. Isso faz que a taxa livre de risco tenha baixa ou nenhuma correlação com ativos com risco negociados no mercado. No cálculo do WACC, a taxa livre de risco possui papel relevante tanto no custo do capital próprio quanto no de terceiros, pois, no primeiro caso, a ela se adiciona o prêmio pelo risco do negócio e, no segundo caso, o prêmio pelo risco de crédito.

20. Segundo Damodaran<sup>10</sup> (2008), para que uma taxa seja considerada como livre de risco, não deve haver risco de inadimplência do emissor do título (o que, automaticamente, exclui títulos emitidos por empresas). Assim, os únicos títulos que podem ser considerados como livres de risco são títulos de governo, em função de seu poder de emitir moeda e pagar, ao menos, os valores nominais. Outra condição para que um título seja considerado como livre de risco é que não deve haver risco de reinvestimento a uma taxa menor que a esperada para um período em função do vencimento do título de menor prazo. Se as taxas pagas pelo governo estão variando, ao ter que reinvestir os retornos obtidos em um prazo menor que o desejado, o investidor pode não conseguir encontrar a mesma taxa que esperava. Para mitigar esse risco, bancos, por exemplo, utilizam a estratégia de compatibilizar a maturidade média de seu ativo (no caso os empréstimos que concedem) com a maturidade média do passivo (as captações que fazem). Assim, uma boa estratégia para avaliação do custo de capital é

<sup>6</sup> ROSS, S.A. The Arbitrage Theory of Capital Asset Pricing. *Journal of Economic Theory* 13, 341-360 (1976).

<sup>7</sup> FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. Common risk factors in the returns on stocks and bonds. *Journal of Financial Economics*, v.33, n.1, p. 3-56, 1993.

<sup>8</sup> CARHART, M.M. On persistence in mutual fund performance. *Journal of Finance*, v.52, n.1, p.57-82, 1997.

<sup>9</sup> FAMA, E. F.; FRENCH, K. R. A Five-Factor Asset Pricing Model. *Journal of Financial Economics* 116 (2015) 1–22.

<sup>10</sup> Damodaran, A. (2008): *What is the risk-free rate? A search for the basic building block*. Stern School of Business.

P. 12 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

compatibilizar a maturidade do ativo livre de risco com a maturidade do ativo em avaliação, de forma a neutralizar risco de reinvestimento.

### 6.i.b Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro

21. O prêmio do risco do negócio e financeiro é formado pela multiplicação do fator beta pelo prêmio de risco de mercado. De acordo com a teoria do CAPM, o beta mede a sensibilidade dos retornos de um ativo aos movimentos do mercado, podendo ser calculado por meio da correlação entre os retornos das ações de um ativo e uma carteira que representa o mercado. Portanto, ele consegue medir o risco financeiro e do negócio no qual se insere aquele ativo. A fórmula de cálculo do beta está descrita a seguir.

$$\beta_{\alpha} = \frac{\text{cov}(\text{Retorno}_{\text{ativo}}, \text{Retorno}_{\text{mercado}})}{\sigma_{\text{Retorno do Mercado}}^2} \quad (3)$$

22. O beta, originalmente calculado pela Equação 3, incorpora também o risco financeiro do ativo, advindo da utilização de capital de terceiros como fonte de recursos, assim como o benefício fiscal oriundo da menor tributação incorrida pela empresa em função de seu endividamento. Ao se proceder à operação de desalavancagem, elimina-se o risco financeiro do beta. Essa operação leva em conta o endividamento da empresa em análise, assim como o nível de impostos sobre a renda a que é submetida.

$$\beta_E = \beta_{\alpha} \left( \frac{E}{1-D*T} \right) \quad (4)$$

onde:

$\beta_E$ : beta “Equity”, desalavancado

$\beta_{\alpha}$ : beta do ativo (alavancado)

$E$ : % de capital próprio;

$D$ : % de capital de terceiros; e

$T$ : Alíquota tributária.

23. O prêmio de risco de mercado (PRM) refere-se ao ganho adicional obtido pelo investidor que prefere incorrer no risco do mercado de ações a obter apenas o retorno garantido por um título de governo, considerado como livre de risco. Em outras palavras, é o retorno exigido pelo investidor para aplicar no mercado de ações. Esse prêmio decorre da noção de que investimentos mais arriscados devem ter retornos esperados maiores que investimentos seguros, um princípio fundamental da Moderna Teoria de Finanças que se aplica à análise de qualquer investimento. O PRM é importante, pois os investidores avessos ao risco pagam um preço mais baixo por fluxos de caixa mais arriscados, se ele tiver mesmo retorno de outro menos arriscado.

24. O PRM também é um parâmetro-chave de modelos concorrentes do CAPM que relacionam risco e retorno, nos quais o risco é medido pela volatilidade dos retornos reais em relação ao retorno esperado e diz respeito a um investimento marginal de um investidor bem diversificado.



P. 13 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

25. Normalmente, o PRM é medido pelo excesso de retorno de um índice de mercado sobre um ativo livre de risco, sendo usualmente utilizada a maior janela temporal possível, de forma a minimizar o efeito de rupturas de ciclos econômicos. Embora a diferença entre retorno esperado e retorno realizado médios dos investimentos em ativos de risco possam divergir significativamente em pequenos intervalos de tempo, é esperado que essas divergências não tenham um viés sistemático de erro no longo prazo.

### 6.ii Custo do Capital de Terceiros

26. O custo de capital de terceiros representa o valor que as empresas pagam aos seus credores para que possam ter acesso aos recursos que necessitam, de forma a manter suas atividades e fazer investimentos. De acordo com as teorias sobre a estrutura de capital (detalhado no item 6.i.i.i - Estrutura de Capital), por ter prioridade no fluxo de caixa da empresa em relação ao valor final destinado ao acionista, o custo de dívida é mais barato que o custo de capital próprio. Entretanto, à medida que mais dívida é introduzida na estrutura de capital, o capital de terceiros exerce mais pressão sobre o fluxo de caixa das empresas, podendo resultar em falência, caso não honrem contratos. O incremento desse risco encarece também o custo de capital próprio. A fim de mitigar o risco de inadimplência, é praxe no mercado a inclusão de cláusulas de segurança nos contratos de crédito, as quais podem engessar o fluxo de caixa das empresas, mas, ao mesmo tempo, quanto maior a segurança para o credor, menor o custo da captação para a empresa.

27. Enquanto o custo de capital próprio não é observável, o custo da dívida pode ser facilmente consultado, estimado ou derivado de informações públicas disponíveis. É possível verificar o custo de dívida utilizando dados específicos das empresas por meio de, por exemplo, demonstrações financeiras societárias ou regulatórias publicadas, bem como informações sobre as emissões de dívida, sendo, neste caso, a forma de cálculo do custo já conhecida no momento da captação.

28. Ao definir o custo regulatório do capital de terceiros, reguladores de outros países escolhem, normalmente, entre duas formas de repassar às empresas os custos advindos de seus empréstimos ou financiamentos: a) repassar os custos reais da dívida; ou b) repassar o custo esperado da dívida, conforme os custos verificados no mercado de acordo com os retornos pagos por obrigações emitidas por empresas similares, que podem ser tanto em termos de segmento de atuação quanto em termos de risco de crédito similar.

### 6.iii Estrutura de Capital

29. A estrutura de capital diz respeito à distribuição de capital próprio e de terceiros de uma empresa. Existem diversas teorias sobre a estrutura ótima de capital<sup>11</sup>, como a teoria convencional, as

<sup>11</sup> Akinlo O. *Determinants of capital structure: evidence from Nigerian panel data*. African Economic and Business Review, v. 9, n. 1, 2011 Economic and Business Review 2011; 9(1): 1-16.

BRADLEY, Michael; JARRELL, Gregg A.; KIM, E. Han. On the existence of an optimal capital structure: Theory and evidence. *The Journal of Finance*, v. 39, n. 3, p. 857-878, 1984.

FAMÁ, Rubens; BARROS, Lucas; SILVEIRA, Alexandre. *A Estrutura de Capital é Relevante? Novas Evidências a partir de dados norte-americanos e latino-americanos*. *Caderno de Pesquisas em Administração*, São Paulo, v. 8, n. 2, p. 71-84, 2001.

P. 14 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

teorias de Modigliani e Miller (1958; 1963), a teoria da agência (Jensen e Meckling, 1986), a teoria *Pecking Order* (Myers e Majaluf, 1984; Myers, 1984) e a teoria *Static Trade-off* (Bradley et al., 1984). A teoria convencional defende a existência de uma estrutura de capital ótima, ou seja, aquela que apresenta participações de capital próprio e de terceiros que minimizam o custo de capital, representando, assim, uma alocação de capital eficiente no capital total investido por uma empresa. Esta estrutura considera também o grau de risco envolvido no negócio e a existência de proteções fiscais para pagamentos de juros incidentes sobre a dívida.

30. Assim como no caso do custo de capital de terceiros, a definição da estrutura de capital regulatória pode ser feita de várias maneiras. A opção regulatória dos critérios para a mensuração desse parâmetro dentro da metodologia tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não se confunde com o nível de endividamento efetivamente realizado pela empresa regulada, que pode estar imbuído de ineficiências.

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 estariam 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.

### 6.1 Alternativas quanto à metodologia

32. A questão fundamental da Consulta Pública nº 15/2018 era conhecer a visão da sociedade sobre a adequabilidade de continuar embasando o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital nas premissas do binômio WACC/CAPM. A partir dessa questão principal foram construídas três alternativas de metodologia demonstradas em termos teóricos, a saber:

- a. Manter a metodologia WACC/CAPM vigente, com aprimoramentos;
- b. Manter a metodologia WACC/CAPM com possibilidade de alteração substancial na forma de estimação dos parâmetros; e
- c. Substituir a metodologia WACC/CAPM por outra opção metodológica.

### CONTRIBUIÇÕES DOS AGENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 15/2018

JENSEN, Michael C.; MECKLING, William H. *Theory of the firm: Managerial behavior, agency costs and ownership structure. Journal of financial economics*, v. 3, n. 4, p. 305-360, 1976.

JENSEN, Michael C. Agency costs of free cash flow, corporate finance, and takeovers. *The American economic review*, v. 76, n. 2, p. 323-329, 1986.

NETO, Alexandre Assaf. *Finanças corporativas e valor*. Atlas, 6ª ed., 2012.

ROSS, Stephen A. et al. Tradução Antonio Zoratto Sanvicente. *Administração Financeira*, v. 2, 2002.

P. 15 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

33. O método WACC/CAPM foi considerado adequado pela ampla maioria dos agentes (ABDIB, Abradee, Abrage, Abrate, CEB D, CEEE, Cemig, Copel, CPFL Energia, EDP, Equatorial, Neoenergia, Conselho de Consumidores da Coelba, da CPFL Piratininga e Paulista e da Eletropaulo), ainda que Copel e Eletrobras frisem que tal adequabilidade dependa da utilização das melhores estimativas possíveis para os parâmetros e maior flexibilidade pelo regulador.

34. Embora a necessidade de aprimoramentos seja enfatizada e não seja descartada a utilização de outra metodologia no futuro, a maioria dos agentes considera que manter WACC/CAPM é mais adequado no momento por ser referência de mercado e de investidores estrangeiros, fundamentada na literatura mundial de finanças corporativas, amplamente utilizada por reguladores em âmbito mundial e nacional. Ainda assim, foram citados outros modelos de precificação, tais como *Decoupled NPV*, *Value at Risk*, três fatores e cinco fatores de Fama e French, quatro fatores de Carhart, quatro fatores de Noda, APT, DGM, cujos estudos, na visão dos agentes, deveriam ser aprofundados.

35. Na opinião dos Conselhos de Consumidores (Cocen) da CPFL Piratininga e Paulista, essa metodologia garante estabilidade regulatória, sendo referência entre investidores estrangeiros. O Concel também concorda, mas solicita linguajar mais adequado para o entendimento do consumidor comum. O Conselipa pondera que a modelagem empresta certo grau de segurança e defende que seja mantida. O Conselho de Consumidores da Coelba frisa que tal metodologia é a mais utilizada mundialmente e agrega parâmetros que geram confiança no resultado assim como permite que a dinâmica macroeconômica seja incorporada. Por outro lado, o Concel e o ConEDP-SP não são favoráveis à manutenção do WACC, mas concordam com o CAPM, o que também é defendido pela Isa Cteep (cuja contribuição é endossada pela Taesa).

## ANÁLISE

36. O entendimento da maioria dos agentes sobre a adequabilidade da adoção do binômio WACC/CAPM para fundamentar a taxa regulatória de remuneração do capital corrobora a prática da ANEEL, que sempre optou por basear suas decisões nesses modelos, assim como o fazem a maioria dos reguladores. Sobre os modelos alternativos apresentados, todos também envolvem escolhas discricionárias, podem agregar complexidade e enfrentar até com maior dificuldade as conhecidas limitações do mercado financeiro e de capitais brasileiro (tamanho, liquidez, volume, maturidade, entre outros).

37. Em relação à solicitação de consumidores de linguajar mais acessível, esse será utilizado na medida do possível, incluindo-se explicações conceituais, quando necessário, para nivelar o grau de conhecimento e aumentar a participação pública.

38. A adoção somente do CAPM, mas não do WACC, como defendido pelo Concel, ConEDP-SP, Cteep e Taesa poderia onerar o consumidor, tendo em vista que tal abordagem não considera o custo de capital de terceiros, que é conceitualmente mais barato. Assim, utilizar o WACC permite equilibrar os custos entre capital próprio e de terceiros conforme a estrutura de capital regulatória e reduzir a remuneração total a ser paga pelo consumidor.



P. 16 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

39. Neste ponto, em função da similaridade do assunto, torna-se oportuno antecipar a discussão e as manifestações dos agentes quanto à Alternativa C, que trata de sugestão análoga: substituir WACC/CAPM por outra metodologia.

#### **Alternativa C: Substituição da metodologia WACC/CAPM**

40. A CP 15/2018 apresentou uma alternativa que propunha substituir completamente a metodologia baseada em WACC/CAPM. Foi explicado que, a despeito de sua ampla utilização, eles são alvos de diversas críticas relativas ao fato de possuírem muitos parâmetros, sobre os quais são necessárias decisões discricionárias. Por exemplo, torna-se necessário escolher qual série, amostra, período, mercado de referência, entre outros, que melhor representa a função do parâmetro, segundo o que diz a teoria CAPM e, ainda que se observe as práticas mais utilizadas e aceitas no mundo, essas questões acabam por representar dificuldade operacional.

41. Assim, a Alternativa C propôs que a taxa regulatória de remuneração do capital fosse definida com base no retorno prefixado real do título público brasileiro, no caso a NTN-B, adicionado a um prêmio de risco. Tal prêmio de risco seria fruto de simplificação do próprio cálculo do WACC, ou seja, refletiria o custo do capital próprio e de terceiros, além da estrutura de capital. Opcionalmente, o prêmio de risco poderia ser estabelecido como um valor notional de risco, como fazem Espanha, Dinamarca e Panamá (para a taxa de referência), por exemplo. Esse percentual seria mantido fixo em atualizações posteriores da taxa de remuneração, que variaria apenas em função da evolução do retorno da NTN-B.

#### **CONTRIBUIÇÕES DOS AGENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 15/2018**

42. Sobre eventual substituição do WACC/CAPM por uma taxa composta por título público brasileiro mais *spread*, Abradee, Abrage e Abrate destacam que é preciso maior aprofundamento, testes e avaliações. Fica claro que a maior dificuldade da Alternativa C é quantificar o prêmio de risco adicional, o qual, segundo alguns agentes (EDP, Energisa) poderia se desdobrar em riscos adicionais podendo agregar incerteza. Por conta de possível discricionariedade nessa escolha dos riscos, a Copel considera que essa alternativa é a menos viável, visão compartilhada pela CPFL, frisando que, apesar de interessante e tentadora opção pela simplicidade e estabilidade, permanece a subjetividade e arbitrariedade em relação ao prêmio de risco. Essa também foi a preocupação da CEEE, motivo pelo qual a concessionária não vê aprimoramento em relação à Alternativa A. Enquanto isso, Abrage e Neoenergia enfatizam que, embora essa alternativa seja um avanço em relação à da ANAC (por utilizar NTN-B em vez de Selic), ela não supera a dificuldade na definição do prêmio de risco, pois essa é inerente a qualquer modelagem de apreamento de ativos e destacam que qualquer mudança deve ter fundamentação na teoria econômica.

43. Para a ABDIB, a Alternativa C pode trazer alguns ganhos, pois considera que os investimentos em ampliações não estão sendo remunerados de forma adequada pela metodologia vigente. Apesar disso, destaca que a definição do *spread* inserido nesse modelo é subjetiva e sujeita a discussão, uma vez que eventual determinação de forma unilateral poderia criar sensação de falta de transparência e volatilidade das taxas. Além disso, segundo a associação, existe a questão da



P. 17 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

diferenciação entre os segmentos que resultará em metodologia distinta, bem como não seria possível capturar o custo de financiamento, se a concessionária se alavancar para fazer investimentos em reforços. Como vantagens, a associação cita o uso da NTN-B, como principal ativo livre de risco brasileiro e que já captura o risco-país, sendo que parte do *spread* poderia estar vinculado ao retorno de debêntures e risco ao investidor de *equity*, o que acabaria por retornar à metodologia CAPM.

44. A Equatorial se posicionou contrária à aplicação da Alternativa C por considerar que o título brasileiro não possui maturidade e liquidez suficientes e pela subjetividade do *spread* fixo “sem base metodológica”, que traria riscos adicionais aos agentes.

45. De maneira oposta, o Concel defende que é preciso uma relação clara entre metodologia e resultado, o que somente aconteceria se esta fosse apoiada em indicadores do mercado nacional dentro de uma simplicidade razoável, o que seria possível com a Alternativa C. Para o ConEDP/SP, essa é a alternativa mais adequada, pois os consumidores querem participar de forma mais ativa das discussões, sendo que, para isso, é necessário que as informações sejam de mais fácil acesso, transparentes e se relacionem com a realidade econômica do país.

## ANÁLISE

46. Quanto à substituição do modelo vigente por um percentual adicional ao título público brasileiro, verifica-se que os concessionários convergem em sua percepção ao destacarem que a dificuldade se concentrará na definição de um *spread* que reflita os custos de capital que deverão ser remunerados. Assim, a solução pode não ser simples e capaz de afastar discricionariedades e outros problemas existentes no modelo atual.

47. Em relação aos comentários dos consumidores, percebe-se que o objetivo de simplificação a partir da utilização de parâmetros preferencialmente locais pode ser atingido, ainda que se utilizando a metodologia WACC/CAPM.

48. Assim, considerando a experiência da ANEEL, todo o levantamento realizado sobre as metodologias aplicadas por diferentes países e, no Brasil, por outros órgãos reguladores, bem como as contribuições colhidas por meio da CP 15/2018, a proposta colocada em Audiência Pública foi fundamentada no método WACC em combinação com o CAPM.

49. A seguir são apresentadas as discussões sobre as Alternativas A e B que se baseiam nesse modelo.

**Alternativa A: Manutenção da metodologia vigente com aprimoramentos e nova referência para a remuneração do capital de terceiros.**



P. 18 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

## a.1 Custo do Capital Próprio

### a.1.1 Taxa Livre de Risco e Prêmio de Risco País

50. Para o cálculo da taxa livre de risco, a proposta era utilizar a média do retorno dos títulos do governo americano com maturidade de 10 anos como forma de compatibilizar a maturidade do ativo livre de risco com a maturidade do ativo em avaliação, a fim de neutralizar risco de reinvestimento. A opção se fundamenta no fato de os títulos americanos serem considerados como *proxy* adequada de ativos livres de risco (pelo baixo risco de inadimplência do emissor). Damodaran (2008) explica que o título do tesouro americano com maturidade de 10 anos serve como ativo livre de risco para o fluxo de caixa da maioria das empresas maduras. No caso de empresas em crescimento, a maturidade mais apropriada seria de 20 a 25 anos.

51. Por usar o mercado dos Estados Unidos como referência para parâmetros como taxa livre de risco, beta e prêmio de risco de mercado, o modelo foi adaptado pela inclusão do risco-país, mensurado pelo *Emerging Market Bond Index plus Br* (EMBI+ Br), índice calculado pelo banco J.P. Morgan para o Brasil. O índice mede o desempenho dos títulos da dívida do Brasil em dólar em relação aos retornos de títulos do Tesouro dos Estados Unidos e é utilizado como “termômetro” de confiança do mercado financeiro em relação à economia e à capacidade de cumprimento de obrigações fiscais do Brasil. Dada a volatilidade desse indicador, a ANEEL decidiu adotar, a partir de 2011, a mediana como medida de tendência central, a fim de amenizar o efeito no custo de capital regulatório dos valores considerados como anômalos (*outliers*).

### a.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro

52. O beta regulatório é referenciado no mercado americano, representado pelo índice S&P 500, que é composto pelas 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York e Nasdaq, e na sensibilidade das empresas do setor elétrico a esse mercado. Para compor a amostra, baseada nas empresas associadas ao *Edison Electric Institute* – EEI, organização que agrega a maior parte das empresas do setor elétrico estadunidense, ao menos 50% dos ativos da empresa deve ser dedicado às atividades de distribuição e transmissão.

53. Apesar das dificuldades encontradas<sup>12</sup> nessa metodologia, ela pode ser considerada segura, pois, ainda que a amostra final se restrinja a poucas empresas que são simultaneamente transmissoras e distribuidoras, a investigação da proporção dessas atividades sobre o total baseia-se nas demonstrações financeiras publicadas. Adicionalmente, o mercado americano, por suas características compatíveis com as teorias de finanças, fornece sustentação para a aplicação dessa metodologia.

54. A utilização do mercado norte-americano como referência para o prêmio de risco de mercado também é justificável, pois se trata do maior mercado do mundo. A Bolsa de Valores de Nova

<sup>12</sup> Existência de empresas verticalizadas ou com outros negócios além de serviço de eletricidade e dificuldade na separação do risco do negócio da atividade para a qual se estava definindo a remuneração de capital.

P. 19 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

York possui o maior valor de capitalização de mercado (cerca de 20 trilhões de dólares em 2017), sendo o índice S&P 500 uma boa amostra das 2.400 empresas negociadas naquele ambiente de negócios<sup>13</sup>. 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, em especial para países que ainda contam com mercado de capitais em desenvolvimento.

### a.2 Custo do Capital de Terceiros

55. A proposta da Alternativa A para o custo de capital de terceiros foi a mesma da Alternativa B: mensuração por meio do retorno das debêntures no mercado secundário, adicionando o custo de emissão desse tipo de dívida para as empresas. Apenas para fins de facilitação da leitura, toda a argumentação sobre esse parâmetro foi concentrada no item b.2 Custo do Capital de Terceiros, da Alternativa B.

### a.3 Estrutura de Capital

56. Nas últimas definições de metodologia, a ANEEL optou por considerar dados da contabilidade regulatória para estabelecer a estrutura de capital, incluindo ajustes na amostra para excluir distorções. Entretanto, nas últimas audiências públicas sobre o assunto, houve críticas em relação aos valores obtidos e aos filtros utilizados, que poderiam não estar perfeitamente equilibrados, provocando resultados considerados inadequados.

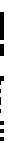
57. A proposta da Alternativa A é adotar melhorias no tratamento dos dados para a determinação da estrutura de capital regulatória, mantendo o cerne da metodologia atual, qual seja, utilização de dados contábeis e aplicação de filtros para selecionar a amostra. A estrutura de capital, calculada dessa forma, deve refletir adequadamente o nível de endividamento médio das empresas.

## CONTRIBUIÇÕES DOS AGENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 15/2018

58. De maneira geral, os argumentos favoráveis à Alternativa A destacaram que essa opção regulatória:

- a) maximiza o critério da estabilidade regulatória e da segurança jurídica (Conselho de Consumidores da EMT, CPFL);
- b) é de conhecimento amplo, referenciada na literatura especializada de Finanças Corporativas (Neoenergia);
- c) é comumente utilizada por outros *stakeholders*, como analistas de mercado (Neoenergia);
- d) é aplicada por reguladores ao redor do mundo, dada a ampla bibliografia existente (CPFL); e

<sup>13</sup> Fonte: <https://exame.abril.com.br/mercados/as-20-maiores-bolsas-do-mundo/>.



P. 20 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

- e) fornece maior conforto metodológico, na medida em que vem sendo amplamente discutida e aprimorada ao longo de todos os ciclos tarifários e em todos os setores sob análise (CPFL).

59. A alternativa também é preferida por alguns agentes em função de incertezas sobre os efeitos que mudanças metodológicas podem ocasionar por:

- a) dúvidas quanto ao uso de referências nacionais, tidas como ainda incipientes, pouco abrangentes e com margem de erro muito elevada (Neoenergia, Equatorial);
- b) incertezas diante de cenário de crise no setor elétrico, na conjuntura política e economia brasileira (CEB, Conselho de Consumidores da Eletropaulo); e
- c) não terem conseguido formular análises, estudos e simulações que comprovem benefícios de possíveis alterações de metodologia para o segmento (CEB).

60. Como ponto negativo, os agentes corroboraram com o diagnóstico da ANEEL quanto à excessiva quantidade de parâmetros, obrigando o regulador a tomar decisões discricionárias, as quais, embora devidamente fundamentadas, guardam grau de subjetividade, bem como dificultam a operacionalização e o processo de discussão com os envolvidos (CPFL), destacando a necessidade de ajustes nos dados (Abrage, Equatorial, Neoenergia, CPFL), como já havia sido proposto na CP 15/2018.

61. Em relação à taxa livre de risco, Abrage, Abradee, CEB, Cemig, Copel, Neoenergia, CPFL, Eletrobras, EDP e Conselho de Consumidores da CPFL Paulista e Piratininga consideram que utilizar os títulos do Tesouro Americano é adequado. Argumentam que tais títulos são a melhor referência global em termos de rentabilidade livre de risco e possuem ampla liquidez. Além disso, apresentam *duration* compatível com o prazo de concessão, com o horizonte de operação e com a vida útil dos ativos, de forma a se alinharem aos preceitos de liquidez e oportunidade de reinvestimento verificados junto aos investidores do setor de energia elétrica, que aportam em ativos ilíquidos e por longo período. Nesse caso, seria necessária utilização de prêmio de risco-país, como já explicitado no Relatório AIR nº3/2018.

62. Abrate, Abradee, CEEE, Neoenergia, Equatorial e Cteep preferem a utilização do título americano com maturidade de 30 anos (USTB30Y), mas, em seu ponto de vista, seria necessário incluir prêmio pela exposição das concessionárias ao risco-país, por ser efetivamente maior que em outros segmentos no quesito “decisões de governo”. Quanto à maturidade do título, as associações julgam ser adequado manter aderência com o período médio da concessão ou com a maturidade do título livre de risco considerado no cálculo do prêmio de risco de mercado.

63. A Cteep considera desfavorável o fato de ser necessário incluir o prêmio de risco Brasil, parâmetro que possui elevada dispersão e volatilidade, que aumenta a instabilidade e insegurança regulatória, bem como pelo fato de a metodologia da ANEEL pressupor que a taxa cambial é constante, o que julga não ser verdadeiro.

64. Quanto ao fator Beta, CEB, EDP, Abrage e Conselho de Consumidores da CPFL são favoráveis à referência do mercado estadunidense, por suas características (grande número de



P. 21 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

companhias, diversificação elevada e representatividade de todos os setores da economia) serem mais próximas do mercado teórico que embasa o modelo CAPM. Ademais, são favoráveis à adoção do referencial estadunidense pela vantagem da elevada quantidade de empresas com pouca participação no índice S&P 500, garantindo que o “mercado” impacta a companhia individual, e não o contrário (Neoenergia).

65. Alguns agentes questionam o reduzido tamanho da amostra, a ausência de análises de validade estatística e de liquidez das empresas selecionadas (Abrage, Neoenergia) e o fato de o cálculo retornar betas menores que os do Reino Unido (Eletrobras). Além disso, questionam a representatividade da amostra em função dos diferenciados regimes regulatórios (Enel, Neoenergia, Abrate, Cteep), considerando que o modelo careceria de valor adicional de beta (CPFL) ou de prêmios de riscos adicionais (Neoenergia, Copel).

66. No quesito Prêmio de Risco de Mercado, houve convergência dos agentes de que o mercado americano é a melhor referência (Abradee, Abrage, Abrate, Conselho de Consumidores da CPFL e Eletropaulo, Copel, Cteep, EDP, Eletrobras, Equatorial, CEB, Neoenergia e CPFL). A necessidade de manter a coerência entre o mercado de referência do beta e do PRM (por serem indissociáveis) e a consistência da maturidade da taxa livre de risco fora e dentro do PRM, assim como a de estabelecer o mesmo PRM para os três segmentos foram destacadas pelos agentes.

67. Sobre a estrutura de capital, Abrage, CEB, Conselho de Consumidores da Eletropaulo e da CPFL Piratininga e Paulista, Neoenergia, CPFL e Energisa aprovam a utilização de dados contábeis, desde que se adotem melhorias no tratamento dos dados, para refletir adequadamente a diferenciação do nível de endividamento dos segmentos e permitir extrair “fotografias” mais precisas da estrutura de capital efetiva das empresas do setor, captando especificidades do mercado de capitais nacional. Os agentes consideram que, apesar das imperfeições, a metodologia é conhecida, sendo mais fácil corrigir o que originou críticas em relação aos valores obtidos e aos filtros utilizados. Além disso, foram apresentadas sugestões de melhorias, como a do Grupo Energisa, que propõe a elaboração de faixas limítrofes para a estrutura de capital que levem em consideração os critérios de sustentabilidade econômico-financeira dos novos contratos de concessão ou as relações usuais de mercado para a definição de *covenants* em sua formulação. Por outro lado, Abradee, Vinci e CEEE não consideram apropriado utilizar dados contábeis para definir a estrutura de capital regulatória.

## ANÁLISE

68. Concorde-se com os argumentos favoráveis à Alternativa A, assim a análise se detém, mais especificamente, sobre as dificuldades existentes na metodologia e aos argumentos desfavoráveis. Não parece ser consenso que o uso de referências nacionais possa trazer incertezas, pois alguns representantes empresariais e conselhos de consumidores defendem essa utilização. No entanto, esse tema será aprofundado na análise da Alternativa B, a ser apresentada na próxima seção. O fato de a metodologia ter sido amplamente debatida ao longo do tempo no âmbito das revisões realizadas pela ANEEL não tem sido suficiente evitar que a sua adequabilidade fosse questionada. Em vista de todos os



P. 22 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

questionamentos, é possível que apenas ajustes pontuais não sejam suficientes para preservar, com razoável conforto, a metodologia atual.

69. A dificuldade advinda da quantidade de parâmetros e das diversas discussões relativas às suas dimensões (período, medida de tendência central, referências, séries mais adequadas, entre outras) foi apontada no Relatório AIR nº3/2018 e corroborada por alguns agentes, o que indicaria necessidade de maiores alterações. Entretanto essas questões não afastaram a opinião favorável (de alguns agentes) pela manutenção do WACC/CAPM, como visto nas seções anteriores.

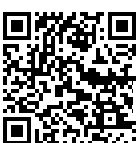
70. Em relação à taxa livre de risco americana, já foram expostas todas as vantagens as quais justificaram a opção da ANEEL até então. Entretanto, em um contexto de questionamento da metodologia, a sua utilização possui também desvantagens: demandar necessariamente a incorporação de outro parâmetro (o risco-país), basear-se em outra economia e outra moeda, enquanto os investimentos são realizados no Brasil e em moeda local. Na abordagem anterior, para fazer a comparação adequada do mercado estadunidense com o mercado brasileiro, era necessário pressupor alguma projeção de câmbio com paridade de poder de compra constante, o que dificultava a análise. Essa dificuldade parece ser superada pela utilização de um título público nacional que, em última análise, incorpora o ativo livre de risco da economia considerada mais segura no mundo. Ao mesmo tempo, a adoção do título nacional incorpora o risco soberano brasileiro, atrelado à moeda local, o que facilita a sua compreensão.

71. No que tange à utilização do mercado americano como referência para o cálculo do beta nenhuma empresa proveu soluções alternativas capazes de superar suas limitações. Por exemplo, um dos pontos negativos mais citados, o tamanho da amostra final, não chega a inviabilizar a sua utilização, pois alguns países se baseiam em amostras até menores (por exemplo a Finlândia, com cinco empresas). Por outro lado, sugestões de testes de validade estatística podem ser implementadas para aprimorar as propostas, quando cabíveis.

72. Sobre os betas das empresas do Reino Unido serem maiores que os dos Estados Unidos, como argumentado pela Eletrobras, não está claro que esta diferença se deve ao regime regulatório. A diferenciação da amostra de acordo com os regimes regulatórios não necessariamente retorna resultados esperados pelos agentes, com uma evidenciação de maior risco para determinado segmento em relação a outros. Nesse ponto, enfatize-se que a utilização de outros mercados de referência não garante que regimes regulatórios diferenciados possam ser refletidos nos cálculos dos betas, pois dificilmente se encontrará regimes “puros” ou idênticos aos que são adotados no Brasil.

73. A análise das alternativas para o prêmio de risco de mercado referenciado nos Estados Unidos revelou que as alternativas não são viáveis, como será apresentado adiante, na discussão da Alternativa B. Assim, entende-se que o mercado americano permanece sendo o mais adequado.

74. Por fim, utilizar as informações contábeis para definir a estrutura de capital regulatória tem suas vantagens em termos de metodologia, como aquelas apresentadas pelos agentes: ser conhecida e de fácil entendimento, além de ter ampla disponibilidade de dados, os quais com correções, conseguem



P. 23 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

refletir a estrutura de capital realizada pelas empresas. Entretanto, é salutar avaliar outras opções com o intuito de aprimorar o processo operacional. Nesse sentido, vislumbra-se a oportunidade de simplificação do cálculo que dispense a discussão de cada etapa de construção da estrutura de capital com base em dados contábeis: seleção de contas contábeis e equação (fórmula), exclusão de fontes de inconsistências, seleção da amostra, escolha da janela, possibilidade de afastamento dos dados realizados que podem não representar dados de empresas eficientes (que são o objetivo da regulação). Sendo assim, propõe-se estimar a estrutura de capital regulatória com base na relação dívida líquida sobre o EBITDA regulatório, sendo que as justificativas, além dessas que se referem às desvantagens da utilização de dados contábeis, são apresentadas no tópico específico da Alternativa B, onde também é apresentada a análise acerca do custo de capital de terceiros.

### **Alternativa B: Manutenção do WACC/CAPM, com alterações substanciais nos parâmetros**

75. As últimas deliberações da Diretoria da ANEEL acerca da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital explicitaram a necessidade de se reavaliar completamente a metodologia utilizada pela ANEEL. Diante dos estudos realizados, vislumbrou-se pertinente explorar, dentro da metodologia WACC/CAPM, outras possibilidades para definição dos parâmetros, conforme observado em outras agências reguladoras pelo mundo. A CP nº 15/2018 explorou alternativas para cada parâmetro, cujo resumo é apresentado a seguir, bem como as contribuições recebidas, a análise e a proposta colocada na Audiência Pública 9/2019.

#### **b.1 Custo do Capital Próprio**

##### **b.1.1 Taxa Livre de Risco**

76. Na Alternativa B, foi proposta a substituição do título de 10 anos dos Estados Unidos por títulos públicos brasileiros que pagam juros reais e são indexados à inflação (NTN-B). Como justificativa, foram apresentados os seguintes argumentos:

- a. A NTN-B possui maior representatividade no estoque de dívida pública federal do que os títulos brasileiros denominados em moeda estrangeira utilizados como referência para o cálculo do risco país. Dados do Tesouro Nacional<sup>14</sup> revelam que em maio de 2018, o estoque de NTN-B representava 26,5% da dívida pública federal (R\$ 985 bilhões), enquanto os títulos denominados em dólares eram 3,06% (R\$ 114 bilhões). O volume financeiro médio diário negociado das NTN-B no mercado secundário em maio/2018 foi de R\$ 13 bilhões, contra a média diária de R\$ 10 bilhões dos últimos doze meses, ficando atrás apenas das Letras do Tesouro Nacional (LTN), com R\$ 15 bilhões em maio/2018 e média diária de R\$ 12 bilhões nos últimos doze meses;
- b. Conceitualmente, o retorno da NTN-B é próximo à soma da taxa livre de risco

<sup>14</sup> Secretaria do Tesouro Nacional. Relatório Mensal da Dívida. Disponível em: <http://www.tesouro.fazenda.gov.br/web/stn/-/relatorio-mensal-da-divida>



P. 24 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

americana com o risco-país, deduzindo-se a inflação (em dólares), sendo que a diferença fundamental é que a NTN-B expressa fluxo em reais;

- c. A rentabilidade da NTN-B é composta de duas parcelas: uma taxa de juros prefixada e a variação de inflação, neste caso, o IPCA. Portanto, trata-se de uma rentabilidade real, que não precisa ser estimada com base na inflação futura;
- d. Os títulos emitidos pelo governo brasileiro incorporam em sua rentabilidade uma “taxa livre de risco”, conforme o conceito original, bem como o risco-país, ou seja, a possibilidade de deterioração das condições econômicas de um país que podem resultar em aumento do risco de inadimplência. Portanto, ao se utilizar a NTN-B como a taxa livre de risco do modelo, não há necessidade de estimação da taxa livre de risco e do risco-país, que estão implícitos nos juros reais observados;
- e. Ao utilizar a NTN-B como taxa livre de risco, também se torna desnecessário estimar a inflação americana, o que traz como benefícios a redução de parâmetros estimados do modelo, maior simplicidade e menor possibilidade de imprecisões e discrepâncias;
- f. A utilização da NTN-B, e não de títulos americanos, fornece possibilidade de comparação mais intuitiva, portanto de mais fácil compreensão, entre as alternativas de investimento e o mercado de títulos públicos brasileiro. Lembra-se que uma das críticas ao modelo atual é o fato de utilizar parâmetros distantes da realidade local, o que a utilização da NTN-B ajuda a equacionar; e
- g. A característica da rentabilidade real e prefixada da NTN-B faz que o título seja referência para segmentos importantes do mercado de capitais, por exemplo, fundos de pensão, devido à facilidade de comparação com suas metas atuariais, expressas em notações similares.

### **b.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro**

77. A Alternativa B trouxe a oportunidade de discutir opções para o mercado de referência em função das dificuldades apresentadas quando se utiliza o mercado americano. Assim, as opções de cálculo do beta eram: utilizar empresas e índice de referência do mercado brasileiro; utilizar empresas e índice de referência de vários mercados em âmbito global; ou, caso as opções não sejam avaliadas como melhores, manter empresas e índice de referência do mercado dos Estados Unidos. Já para o prêmio de risco de mercado, as opções a serem avaliadas eram utilizar o mercado global ou manter o americano.

78. Reguladores de muitos países<sup>15</sup> não utilizam apenas um país como referência para a determinação do beta, valendo-se de uma diversidade de critérios para filtrar a amostra. Mesmo assim,

<sup>15</sup> Áustria, Bélgica, República Tcheca, Bélgica, Estônia, Finlândia, Grã-Bretanha, Grécia, Irlanda, Itália, Lituânia, Países Baixos, Noruega, Polônia, Portugal, Eslovênia e Singapura



P. 25 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

o objetivo comum desses reguladores é encontrar empresas com risco idiossincrático semelhante para formar um grupo de pares (*peer group*) que será a base para o cálculo do beta. Entretanto, essa opção é operacionalmente mais complexa por agregar diferentes empresas, índices de referência de mercado, cargas tributárias, entre outros fatores. Embora haja ampliação do leque de possibilidades para o cálculo, não se limitando às empresas americanas negociadas na bolsa de Nova Iorque, a aplicação de diferentes critérios de seleção da amostra pode adicionar mais discussão para o cálculo e vai de encontro à possibilidade de simplificação metodológica. Uma observação é que a amostra utilizada por alguns países não necessariamente é extensa: a Áustria utiliza quatro empresas de distribuição (duas italianas e duas espanholas) e a Finlândia, cinco empresas de transmissão e nove de distribuição. Mas esse fato tende a contrapor um dos argumentos mais comuns à adoção do beta americano: a pequena quantidade de empresas na amostra.

79. Por outro lado, utilizar uma amostra local é sempre desejável, sendo que os impedimentos para que essa opção fosse aplicada anteriormente se referem a questões próprias do mercado acionário brasileiro, tais como:

- i. a problemática de autorreferenciação: utilização de dados das empresas como entrada para definição de modelo regulatório, o qual, por sua vez, é utilizado na precificação do mesmo mercado;
- ii. a insuficiência de dados com a qualidade desejada;
- iii. o fato de o mercado de ações brasileiro não ser considerado maduro e ter pouca representatividade no mercado global; e
- iv. a relevante concentração dos índices de mercado locais em poucas empresas.

80. Em relação ao prêmio de risco de mercado, considera-se que o mercado brasileiro não reúne as condições necessárias para que seja referência, neste momento, pelos motivos mencionados no parágrafo anterior. Por sua vez, segundo estudo de Elson Dimson, Paul Marsh e Mike Stauton (DMS), da London Business School, publicado pelo Credit Suisse, o mercado americano é o mais bem documentado mercado de capitais, refletindo desempenho superior da economia e do retorno das ações e grande volume de oferta inicial de ações. De acordo com os autores, esses fatores fazem com que os Estados Unidos possuam “viés de sucesso”, motivo pelo qual eles defendem a utilização de retorno baseado em 23 países, que representam 91% do mercado global, caso não se utilize o mercado americano como referência ou o próprio mercado local. Assim, diversos países europeus, tais como Áustria, Bélgica, Alemanha, Grã-Bretanha, Irlanda, Luxemburgo, Países Baixos e Eslovênia, utilizam a estimativa de PRM global calculada por DMS.

81. Entretanto, em vista das possíveis fragilidades e desvantagens das demais opções, é possível continuar adotando o mercado de referência dos Estados Unidos no cálculo do risco do negócio.

## **b.2 Custo do Capital de Terceiros**

82. Para o custo relacionado às dívidas, a proposta desta Alternativa B é a mesma da



P. 26 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Alternativa A. Em função das dificuldades inerentes à metodologia vigente<sup>16</sup>, foi proposta a utilização de dados do mercado de debêntures, que tem evoluído significativamente nos períodos recentes.

83. Essa metodologia tem a vantagem de utilizar dados públicos e ser de fácil coleta e tratamento por qualquer agente interessado. Adicionalmente, a utilização das debêntures possibilita investigar o risco de crédito das empresas, considerando que existe amostra suficiente. Outra vantagem dessa opção é a disponibilização de precificação diária dessas debêntures no mercado secundário pela ANBIMA em função de atendimento a critérios de seleção e demanda de mercado. Dessa forma, é possível acompanhar a evolução dos retornos das debêntures de empresas do setor elétrico e comparar com o retorno pago por títulos públicos. Além disso, o aumento da quantidade de debêntures do setor elétrico negociadas, cuja precificação diária é disponibilizada pela ANBIMA, permite uma maior confiabilidade da amostra.

84. Além disso, a proposta é adicionar ao rendimento das debêntures o custo da emissão desses papéis para as empresas. Na perspectiva do emissor do instrumento de dívida, existem outros custos relacionados à emissão, tais como comissões pagas aos bancos coordenadores (serviços de estruturação, colocação, garantia firme, distribuição, entre outros), taxas diversas (ANBIMA, CVM, BMF&BOVESPA, CETIP), dispêndios relacionados a assessoria jurídica, auditores independentes, agências de classificação de riscos, agente fiduciário, entre outros. Esses custos são divulgados nos prospectos das debêntures (apenas as que são emitidas conforme a Instrução CVM nº 400), de forma que é possível obter uma estimativa em termos de valor médio anual, a qual deve ser adicionado ao retorno obtido pelas debêntures.

### **b.3 Estrutura de Capital**

85. Reguladores do setor elétrico de países como Grã-Bretanha, Portugal, Irlanda e Estônia estabelecem a estrutura de capital com base em uma proporção nocial, teórica ou esperada para empresas consideradas eficientes, definindo-a com base em condições de financiamento, retorno de capital próprio regulatório, nível de risco de crédito considerado adequado para empresas com grau de investimento conferido por agências de classificação de risco, entre outros.

86. Esse tipo de abordagem afasta a necessidade de se definir uma estrutura de capital regulatória a partir da estrutura de capital das próprias empresas reguladas que, por diversos motivos, apresentem níveis de alavancagem inconsistentes do ponto de vista teórico, como mais de 100%, 0% ou dívida negativa, patrimônio líquido negativo, ou ativos vinculados a outras atividades, entre outros, o que prejudica a qualidade da amostra. Diante disso, uma alternativa seria calcular uma de estrutura de capital regulatória com base em valores teóricos ou esperados pelo mercado.

---

<sup>16</sup> Tais como replicar a série de dados referente ao *spread* de risco de crédito da agência de classificação de risco Moody's, dar publicidade e transparência à série utilizada, além das recorrentes manifestações de agentes questionando a utilização de mercado referência diferente do brasileiro.

P. 27 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

87. Uma forma de fazê-lo seria, primeiramente, definir um indicador Dívida Líquida/EBITDA<sup>17</sup> esperado pelo mercado, que idealmente se situaria dentro de um intervalo entre 2x e 4x, patamar próximo ao considerado razoável por agências de avaliação de risco de crédito. Tal intervalo deve refletir níveis de endividamento que não sejam tão elevados, a ponto de se definir uma estrutura de capital regulatória próxima de uma empresa desequilibrada, ou níveis de endividamento tão baixos, a ponto de se tornar uma estrutura de capital regulatória conservadora e que não aproveita os benefícios da alavancagem na redução do custo de capital total.

88. Assim, a partir do indicador Dívida Líquida/EBITDA em conjunto com os demais parâmetros já calculados, tais como, beta desalavancado, taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado, custo do capital de terceiros, entre outros, seria possível chegar à estrutura de capital regulatória.

89. Na prática, o percentual da estrutura de capital será aquele valor que resolve simultaneamente duas equações. A primeira equação (% Estrutura de Capital=Dívida Líquida/Ativo Imobilizado em Serviço) dependerá da relação (de 2x a 4x) do EBITDA definido pelo indicador regulatório Dívida Líquida/EBITDA, que, por sua vez, dependerá da taxa de remuneração e depreciação regulatórias para a construção do EBITDA. A taxa de remuneração será aquela da segunda equação, calculada com base nos demais parâmetros e no percentual da estrutura de capital que garante a igualdade da primeira equação.

90. A ideia intuitiva é a de que o regulador calcule uma estrutura de capital em linha com a geração de caixa regulatória esperada, ou seja, um nível de endividamento equivalente à relação (de 2x a 4x) do EBITDA. Além de agregar simplicidade operacional ao processo, torna a estrutura coerente com as demais premissas adotadas no custo de capital. Principalmente, torna-se desnecessário utilizar dados de endividamento realizado das empresas, sendo possível minimizar discussões sobre consistência dos dados contábeis, critérios de seleção de amostra, janelas, entre outros.

### **CONTRIBUIÇÕES DOS AGENTES À CONSULTA PÚBLICA Nº 15/2018**

91. Quanto à possibilidade de utilização de título público nacional, mais especificamente a NTN-B, pelas contribuições de Abradee, Abrage, Abrate, Conselhos de Consumidores (DME e Eletropaulo), CEEE, Cemig, Copel, CPFL, Cteep, EDP, Equatorial, Neoenergia e Vinci, percebe-se que os agentes apontam vantagens. Os benefícios da simplificação do cálculo decorrem do fato de uma taxa local de referência de longo prazo refletir o risco de investimento no Brasil e representar o mínimo que investidores estão dispostos a aceitar em função das influências das oscilações macroeconômicas estarem embutidas nessa taxa. Em relação às críticas, há menção ao fato de os títulos brasileiros não terem classificação de risco de “grau de investimento” e, por isso, não serem livres de risco, pela sua falta de maturidade, liquidez, alta volatilidade, além da possível inconsistência com o cálculo do beta e prêmio de risco de mercado que continuariam fazendo uso de dados dos Estados Unidos, podendo provocar distorções. Além disso, os agentes sugeriram à ANEEL que atentasse para aspectos relativos à maturidade, janela e nível de liquidez

<sup>17</sup> Do inglês, *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*. Em português: lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização (ou LAJIDA).



P. 28 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

do título a ser utilizado. A Enel alerta que é preciso avaliar a convexidade, e não somente a maturidade da taxa livre de risco.

92. Sobre o cálculo de um beta global, Copel, EDP, Neoenergia e Vinci consideram que não é adequado, pois tal procedimento carece de melhor detalhamento, adiciona complexidade desnecessária ao agregar diferentes países, empresas, índices de mercado e cargas tributárias. A CPFL considera essa alternativa um desafio de difícil transposição, assim, embora seja possível aumentar a amostra, existiria fragilidade na proposta. Outros agentes (Abradee, Abrate, CEEE e Equatorial) concordam com a adoção de beta global, mas em modelo diferente do proposto na abertura da CP 15/2018. De acordo com esses agentes, seria mais adequado utilizar na amostra, países em desenvolvimento (emergentes) com modelo regulatório similar ao brasileiro, como forma de aumentar o número de empresas

93. Quanto à utilização de beta referenciado no mercado brasileiro, há manifestação favorável (Vinci, Cteep) que é explicada pela possibilidade de representar melhor o ambiente e a regulação nos quais as empresas estão inseridas, pois na metodologia atual já são enfrentados os problemas de pequena amostra e não possibilidade de diferenciação entre os segmentos. A Eletrobras acredita que esse beta, quando calculado, poderia estar subestimado, mas serviria de piso para a ANEEL.

94. Além disso, a Cteep não considera que haja autorreferenciação na modelagem brasileira, assim como entende que a insuficiência de qualidade e quantidade de dados não seja motivo para não usar essa amostra, defendendo que um beta local pode aumentar a consistência metodológica por ser mais representativo do risco das empresas reguladas. A Cteep sugere utilizar a carteira de empresas que compõem o Índice de Energia Elétrica – IEE da IBOVESPA, argumentando que é melhor utilizar um beta único, já que não é possível diferenciar os segmentos de geração, transmissão e distribuição. Posicionamento diferente foi apresentado por Abradee, Copel, EDP e Neoenergia, para as quais o mercado brasileiro é incipiente e caracterizado por insuficiência de dados, pouca maturidade, concentração dos índices, esbarrando em questões de amostragem, o que o torna inviável pela concentração e distorção dos resultados.

95. A Enel sugere calcular o beta com os *American Depositary Receipts - ADRs*<sup>18</sup> de empresas brasileiras em relação ao índice de mercado americano, o S&P 500. Equatorial, Abrate e EDP sugerem que seja utilizado o beta ajustado pelo método de Blume, segundo o qual, no longo prazo o beta seria igual a 1 (um). A justificativa é a de que sua utilização seria uma prática no mercado. Novamente, foram apresentadas recomendações para que sejam efetuados ajustes ou adicionados prêmios de risco em função dos diferentes regimes de regulação e em função de riscos que não estariam sendo capturados pelo cálculo do beta (Abrage, Equatorial e Cemig), assim como que sejam realizados testes estatísticos adicionais para robustecer os resultados (Abrage, Abrate e Eletrobras).

96. A utilização de um prêmio de risco global obteve avaliação negativa da Abrate, Abrage, Abradee, Equatorial, CPFL e Neoenergia. Os agentes ponderam que as bases de dados do estudo de Elson

<sup>18</sup> Denota recibos de ações emitidos nos Estados Unidos para negociar ações de empresas de fora do país no mercado estadunidense.

P. 29 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Dimson, Paul Marsh e Mike Stauton (DMS), publicado pelo banco Credit Suisse, não são públicas, que a vasta gama de países considerados reduz a confiabilidade e aumenta a complexidade da análise, além de considerarem que o estudo não é utilizado no mercado (embora, como foi demonstrado no Relatório AIR nº 3/2018, seja, de fato, utilizado por reguladores). Outra questão apontada é que o cálculo do PRM global é feito por média geométrica, o que não seria recomendado, bem como é referenciado em dólar, sendo incompatível com eventual utilização de título brasileiro como taxa livre de risco. Alerta-se ainda para a necessidade de consistência entre o mercado de referência do cálculo do beta e do PRM, pois utilizar amostra global esbarra em questões de liquidez em relação ao mercado americano.

97. Em relação ao custo de capital de terceiros, as alternativas A e B propõem utilizar debêntures do setor elétrico brasileiro negociadas no mercado secundário em lugar do prêmio de risco de crédito de títulos corporativos com avaliação de crédito da agência Moody's, que era adicionado ao risco-país e à taxa livre de risco na metodologia anterior. Sobre esse ponto, foram recebidas manifestações da Abradee, Abrage, Abrate, Conselhos de Consumidores (CPFL e Eletropaulo), CEB, CEEE, Cemig, Copel, CPFL, Cteep, Taesa, Eletrobras, Enel, Energisa, Equatorial, Neoenergia e Vinci, cujas críticas podem ser resumidas quanto:

- i. à representatividade das debêntures;
- ii. à incipiência do mercado de debêntures/capitais da economia brasileira;
- iii. a possíveis inconsistências com demais parâmetros do WACC/CAPM (maturidade, relação com estrutura de capital, tamanho das janelas);
- iv. ao acesso à informação (sobre o porquê de não se utilizar Moody's e disponibilização de informações mais fácil das debêntures); e
- v. aos custos para o emissor, argumentando que não é possível extraí-lo do mercado secundário.

98. Além disso, para o custo de capital de terceiros, foram apresentadas sugestões tais como: considerar o mix de dívida, usar dados contábeis, fazer testes de robustez, utilizar retorno de debêntures por meio de metodologia *build-up*<sup>19</sup>, entre outras.

99. Em relação à proposta da Estrutura de Capital Regulatória, baseada em sistema de equações simultâneas em função da determinação da relação Dívida Líquida sobre EBITDA, foram recebidas contribuições da Abradee, Abrage, Abrate, CEEE, Copel, CPFL, Cteep, EDP, Eletrobras, Equatorial, Neoenergia e Vinci, sendo que as críticas podem ser assim resumidas:

- i. o intervalo estabelecido para a relação Dívida Líquida/EBITDA entre 2x e 4x impõe "benchmarks" irrealistas e difíceis de serem atingidos para muitas companhias;
- ii. a definição da alavancagem regulatória decorrente da relação Dívida Líquida / EBITDA, apesar de aparentemente mais simples, pode ser subjetiva;
- iii. existência de possíveis inconsistências na fórmula, por assumir que o Ativo

<sup>19</sup> Trata-se construir o custo de capital de terceiros a partir de três partes: o retorno da NTN-B + *spread* das debêntures sobre a NTN-B + custo de emissão de debêntures.

P. 30 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

- Operacional seria igual à sua capitalização de mercado;
- iv. o custo do capital de terceiros não se altera com a variação do nível de alavancagem;
  - v. a referência circular existente no cálculo; e
  - vi. a difícil segregação de segmentos por meio desta metodologia.

100. De modo contrário, a Vinci considera que utilizar esse formula para a estrutura de capital pode ser justificável, mas precisa ser atingível de forma eficiente e compatível com o custo de capital de terceiros.

101. Alguns agentes (Abradee, Abrate, CEEE, Copel, Cteep, EDP e Conselho de Consumidores da Coelba) defendem que seja utilizada a precificação do capital próprio no mercado acionário para a definição da proporção dos capitais próprio e de terceiros, pois teria melhor qualidade de informação, maior segurança e melhor fundamentação da literatura de finanças.

102. Além da proposta de estrutura de capital baseada naquela observada em empresas listadas, a Cteep também propôs que fosse utilizada a estrutura de capital verificada nos leilões de transmissão ou estimada a partir do *rating* de crédito publicados pelos Prof. Aswath Damodaran. Já a Eletrobras propôs a criação de faixas de oscilação, dentro das quais uma estrutura de capital “saudável” deveria se situar, sendo esse limite definido como aquele que não gere riscos elevados de liquidez que possam comprometer a qualidade dos serviços prestados.

103. Algumas contribuições destacaram a necessidade de tratamento diferenciado para a estrutura de capital de ampliações, reforços e melhorias, solicitando que para esses casos fosse aplicada a mesma metodologia dos leilões de transmissão.

#### **b.4 Diretrizes, análise das contribuições e proposta para o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital**

104. Para definição da proposta para o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital, algumas diretrizes foram consideradas:

- A. **Estabilidade regulatória:** entre dois parâmetros igualmente possíveis, optou-se por aquele que já vinha sendo aplicado anteriormente ou por proximidade metodológica. Isso não se deve à não avaliação de alternativas, mas à ausência de uma avaliação claramente favorável em termos de custos e benefícios;
- B. **Uso de parâmetros locais, quando possível:** os parâmetros considerados relevantes para a definição do custo de capital, tradicionalmente, trazem valores distantes da realidade dos interessados em entender a regulação, apesar de comuns na literatura. O princípio de se utilizar parâmetros que guardam uma relação adequada de equivalência sem comprometer a fundamentação teórica da modelagem foi objetivado;



P. 31 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

- C. **Simplificação:** entre dois parâmetros igualmente possíveis, optou-se por aquele com cálculo mais simples, o que também não significa que alternativas não foram avaliadas, mas que, no cômputo geral de custos e benefícios, não se mostraram mais atrativas;
- D. **Uso de dados públicos** confirmados por outras partes, na escolha de variável: essa premissa foi utilizada por exemplo, na extração de dados de título público diretamente na origem, com acesso público, e o uso de informações do mercado de debêntures para a definição do custo de referência regulatório. Adicionalmente, é desejável a minimização do uso de dados que necessitam de fiscalização;
- E. **Padronização de janelas para parâmetros iguais em diferentes segmentos regulados;**
- F. **Cenário de referência mais próximo do período de revisão:** anteriormente, eram utilizados períodos longos na definição de diversos parâmetros. No entanto, avalia-se que, na busca pelo equilíbrio econômico-financeiro de empresas eficientes, diante de variáveis macroeconômicas muito divergentes, o uso de média longas pode gerar um ponto de equilíbrio descompassado em relação à situação atual do mercado.

105. Essas são diretrizes para o estabelecimento de parâmetros e procedimentos de cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital. Não obstante, em casos concretos, uma diretriz pode conflitar com outra. Por vezes, parâmetros mais simples de cálculo (diretriz C) podem romper com os procedimentos realizados anteriormente (diretriz A); do mesmo modo, usar dados públicos (diretriz D) podem levar a procedimentos diferentes do que antes era implementado (diretriz A). O importante para a sociedade saber que isso é natural, pois nenhuma metodologia será capaz de conjugar perfeitamente todas essas diretrizes. Todos os reguladores do mundo, não só do setor de energia elétrica, se deparam com custos de oportunidade (*trade-offs*), na medida em que, ao tomar uma decisão, precisam equilibrar diferentes objetivos e interesses.

106. Mesmo assim, ao revelar as diretrizes que baseiam sua tomada de decisão, o regulador garante maior clareza à sociedade quanto aos critérios julgados importantes para ponderar as diferentes alternativas metodológicas. Caso uma opção regulatória não atenda a nenhuma das diretrizes reveladas, essa opção deve ser apartada. Caso, entre duas opções regulatórias, uma seja mais aderente aos critérios revelados, essa opção deve ser adotada. Em suma, como regra geral, se não existir *trade-off*, aplica-se a opção regulatória conforme diretriz; se existir *trade-off*, ponderam-se as opções, escolhendo aquela que melhor preserva o conjunto de diretrizes.

#### b.4.1 – Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2018 e proposta para Audiência Pública nº 9/2019

107. Após análise da contextualização, das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2018 e considerando as diretrizes, na Audiência Pública nº 9/2019, destinada aos segmentos de transmissão e geração, foi proposto que a metodologia de cálculo da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital fosse calcada nas premissas da Alternativa B, mantendo-se, portanto, WACC/CAPM e



P. 32 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

implementando alterações substanciais na forma de estimação dos parâmetros. A seguir apresenta-se detalhadamente a proposta da AP 9/2019.

108. No que se refere à **taxa livre de risco e risco país**, a proposta da AP 9/2019 foi utilizar a média das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA), com vencimento acima de cinco anos.

109. Tendo em vista várias opiniões favoráveis de agentes, bem como toda a exposição sobre as vantagens de sua adoção já descritas, a análise se concentrou nas principais críticas apontadas. Sobre os títulos brasileiros não serem livres de risco e não possuindo classificação de risco equivalente a grau de investimento, explica-se que sua precificação incorpora uma taxa livre de risco e o risco-país, bem como o risco adicional existente em consequência da ausência de nota qualificada por parte de agências de *rating*. Sobre a falta de maturidade, liquidez e alta volatilidade desses títulos, o fato de a metodologia vigente considerar o risco-país já significa a inclusão de todas essas questões, pois a mensuração desse risco é resultado do cálculo da diferença entre a taxa de retorno dos títulos do país emergente em questão e aquela oferecida pelos títulos emitidos pelo Tesouro americano, conhecida como *spread* soberano. Por esse mesmo motivo, não se considera que exista inconsistência entre a utilização de um título do governo brasileiro e um beta e prêmio de risco de mercado norte-americanos, porque entende-se que ativo livre de risco americano está incorporado no retorno de uma NTN-B, por exemplo.

110. Em relação à alternativa vigente, a liquidez dos títulos do tesouro americano obviamente supera a da NTN-B, mas não quer dizer que esta última não seja suficientemente adequada. Além disso, esta não pode ser a única questão analisada. Ao se utilizar taxa livre de risco e risco-país, outro item limitante é a representatividade dos títulos brasileiros em dólar, sendo seus prêmios, por vezes, afetados por expectativas de recompra pelo Tesouro, fazendo com que sua participação relativa na dívida pública federal tenha se reduzido ao longo do tempo. Portanto, esses fatores fortalecem a utilização das NTN-B em função de adequada liquidez e representatividade no estoque da dívida pública, especialmente quando comparadas aos títulos em dólares, base de cálculo do EMBI+ Brasil.

111. A metodologia anterior, a partir das taxas nominais em dólar, deduzia a inflação em dólares, sendo adotada a premissa de que os juros reais entre países eram iguais, uma vez ajustado o risco de crédito. Os investimentos, bem como a receita dos agentes regulados, são expressos em reais, portanto a NTN-B é mais aderente neste aspecto, enquanto o conjunto anterior é denominado em dólares. Adicionalmente aos dois riscos associados, o fato de existirem diferenças de taxas esperadas revela a precificação dos agentes para ao menos três riscos:

a. Risco inferior dos títulos indexados à inflação em relação a títulos prefixados, associado ao risco de presumir determinada inflação para um período futuro, sendo que, para essa variável, espera-se comportamento de risco assimétrico;

b. Risco cambial ao longo da maturidade dos títulos, já que, existindo dois mercados de juros reais (TIPS<sup>20</sup> em USD e NTN-B em R\$) e mercados de risco de crédito

<sup>20</sup> TIPS: Treasury Inflation-Protected Securities.





P. 33 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

(*spread* EMBI+ e mercado de CDS<sup>21</sup>), a existência de prêmio de risco acima do risco cambial levaria os investidores a executarem operações de arbitragem nos dois mercados; e

c. Eventuais incertezas com relação à capacidade de o índice de inflação (IPCA calculado pelo governo) realmente representar a perda de poder de compra ao longo do tempo em reais, também são precificadas nesse mercado.

112. Observa-se que os três riscos adicionais elencados, além daqueles que são incorporados na NTN-B, apresentam forma de risco análoga à presente em contratos de concessão: a proteção dos contratos com reajustes anuais entre as revisões, recebíveis em reais e perda de poder de compra mensurado pelo IPCA. Felizmente, esses riscos identificados não necessitam ser mensurados individualmente. O resultado é uma melhor representação de um risco análogo ao contrato de concessão em termos financeiros, com redução do número de variáveis empregadas, além de trazer para um parâmetro mais próximo da realidade local.

113. Sendo assim, opta-se por utilizar a NTN-B em substituição aos parâmetros taxa livre de risco e risco-país da metodologia anterior. Como já descrito na CP 15/2018, a título de exemplo, a prática de utilizar títulos locais no cálculo do custo de capital próprio pelo CAPM também é adotada por países como Áustria, Alemanha, República Tcheca, Finlândia, Lituânia, Polônia e Noruega.

114. As preocupações manifestadas pelos agentes quanto à maturidade/convexidade, janela e nível de liquidez do título a ser utilizado foram objeto de análise. Não há, no Brasil, uma série de maturidade constante, como há nos Estados Unidos. Dessa forma, as maturidades alteram-se ao longo da janela utilizada no cálculo. Apesar disso, observou-se inicialmente o título com vencimento em dez anos, verificando-se que era a série com menor estoque, ou seja, menor liquidez. Assim, a opção considerada mais viável foi não se limitar a uma única série de títulos, mas a uma carteira formada por papéis com vencimento superior a cinco anos, que representam um estoque de R\$ 504 bilhões. Ressalta-se que a utilização de uma carteira de títulos não é uma inovação, pois já é utilizada na Alemanha, por exemplo. Com vistas à simplicidade do cálculo, não foram incluídas questões de convexidade, pois o refinamento adicional ocasionaria complexidade ao cálculo.

**Tabela 1 - Estoque de NTN-B por ano de vencimento - R\$ Bilhões**

Ano	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2026	2028	2030	2035	2040	2045	2050	2055
R\$ Bi	72	61	70	142	84	52	46	6	34	64	48	75	147	33

Fonte: Relatório Mensal da Dívida. Novembro/2018. Disponível em: <http://www.tesouro.fazenda.gov.br/web/stn/-/relatorio-mensal-da-divida>

115. No caso do **beta**, a proposta foi utilizar a média das empresas americanas membros do *Edison Electric Institute* - com ao menos 50% dos ativos em transmissão ou distribuição - em relação ao retorno de mercado medido pelo índice S&P500.

<sup>21</sup> CDS: Credit Default Swap.



P. 34 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

116. A complexidade adicional relativa à possível adoção de um beta global e à incerteza dos ganhos em termos de robustez de metodologia mostrou-se um entrave para a escolha dessa opção, especialmente pela dificuldade de encontrar modelo regulatório exatamente igual aos brasileiros, dado que não existem modelos “puros”. A sugestão de utilização de países emergentes não se mostrou mais viável, mantendo os problemas verificados na opção global, com o agravamento de possibilidade de inclusão de países com riscos maiores do que os do Brasil na amostra.

117. Embora alguns agentes considerem que o beta brasileiro tenha vantagens, sendo a principal o fato de representar melhor o ambiente de regulação, as dificuldades inerentes ao mercado brasileiro em termos de concentração, volume, número de empresas, liquidez, entre outras, representam óbices para a sua utilização. A opção de utilizar o Índice de Energia Elétrica da BM&FBovespa não é viável no momento, pois inclui empresas majoritariamente de geração (cujo tipo de geração e regulação não se assemelha às usinas cotistas, objeto deste estudo) e *holdings*.

118. Além disso, a elevada concentração em poucas empresas do principal índice da bolsa de valores brasileira também é um fator de risco dessa metodologia. Nesse sentido, consideram-se mais pertinentes os argumentos apresentados por Abradee, Copel, EDP e Neenergia sobre as características do mercado brasileiro (incipiência, dados insuficientes, pouca maturidade, concentração dos índices, questões de amostragem), o que o torna inviável, neste momento, pela potencial distorção dos resultados.

119. Foram recebidas diversas contribuições descrevendo todos os tipos de riscos enfrentados pela operação dos segmentos regulados. A maior dificuldade consiste em mensurá-los, sabendo que, entre ganhos e perdas, alguns podem se anular ou serem mais ou menos importantes no cômputo geral. A maior vantagem advinda da utilização dos dados do mercado brasileiro para o cálculo do beta, além da preferência por dados locais manifestada por alguns agentes, seria a possibilidade de diferenciação de riscos entre segmentos. No entanto, esta possibilidade não se mostra viável em função da baixa qualidade do mercado brasileiro em termos de confiabilidade, quantidade de observações e de empresas estritamente dedicadas a determinada atividade, da baixa liquidez, entre outros aspectos que inviabilizam a sua utilização. Adicionalmente, a sugestão de utilização de ADR's de apenas três empresas brasileiras, como sugerido pela Enel, não confere a segurança necessária para o processo.

120. Sobre a adoção de beta ajustado pelo método Blume, é preciso ressaltar que existem na literatura outras formas de ajuste e de cálculo de betas, uma vez que sobre esse parâmetro original do CAPM existem diversas críticas. Sair do modelo original conferirá mais discricionariedade ao processo. Ademais, entende-se que o cálculo atual reflete, na medida do possível, os riscos do setor elétrico. Todas as desvantagens já citadas na CP 15/2018 se mostraram menores quando se compara as alternativas existentes.

121. Tendo em vista que as opções de beta global e brasileiro não se mostram mais vantajosas em termos de robustez e confiabilidade da metodologia, optou-se pela adoção de um beta único, como defendido pela Cteep, porém não referenciado ao mercado local, considerando que há elementos



P. 35 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

suficientes para a manutenção do beta norte-americano, conforme a metodologia vigente. A atualização dos dados permitiu a inclusão de 15 empresas na amostra final a ser utilizada na taxa aplicável ao ano de 2018.

122. Para o **prêmio de risco de mercado** propôs-se adotar a média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro americano de dez anos.

123. A maior convergência de opiniões dos agentes se deu em relação à utilização do prêmio de risco de mercado com referência no mercado de ações e títulos do governo dos Estados Unidos. Além de todas as vantagens já explicitadas ao longo deste trabalho, embora existam também críticas, a outra opção (prêmio de risco global) não se mostrou mais robusta, transparente, simples, reproduzível e, portanto, adequada. Assim, os agentes corroboram a prática sempre adotada pela ANEEL.

124. Sendo assim, a proposta para Audiência Pública é mantê-la, aprimorando a questão do tamanho da janela, pois, segundo Dimson, Marsh e Staunton (2018)<sup>22</sup>, para fazer inferências sensatas sobre o prêmio de risco histórico é preciso considerar períodos muito longos, pois assim pode-se considerar que períodos bons e ruins se cancelem. Os autores advertem que as janelas precisam ser longas de fato, pois mesmo intervalos de uma década ou mais podem apresentar grandes surpresas em termos de desempenho. Com base no mercado dos Estados Unidos, os autores citam vários exemplos e demonstram períodos de maiores ganhos e perdas ocorridos na história, incluindo os anos iniciais do século XXI e intervalos nas décadas de 1970 e 1980, quando o PRM daquele país se apresentou negativo. Assim, a proposta é adotar a janela mais longa possível para o PRM.

125. Para a **remuneração do capital de terceiros**, foi apresentada a proposta de adotar a mediana da rentabilidade das debêntures emitidas por empresas de transmissão atreladas ao CDI adicionada ao custo médio de emissão, sendo que as taxas do CDI e inflação seriam projetadas, conforme Boletim Focus (mediana das expectativas de mercado).

126. Diferentemente do PRM, a proposta de utilização de debêntures para o custo de capital de terceiros recebeu críticas de vários agentes. Entretanto, a avaliação de possíveis alternativas não identificou possibilidade de ganhos em termos de robustez, simplicidade, utilização de parâmetros locais e reproduzibilidade. O aprofundamento da análise das características do estoque de dívida das empresas, bem como das debêntures, permitiu o esclarecimento de vários dos pontos levantados pelos agentes.

127. Sobre a representatividade das debêntures, ao se observar o estoque de dívida bancária das concessionárias em amostra de dados contábeis regulatórios verifica-se crescente participação das debêntures, sobretudo quando se considera somente a dívida em moeda nacional e as captações realizadas nos últimos cinco anos.

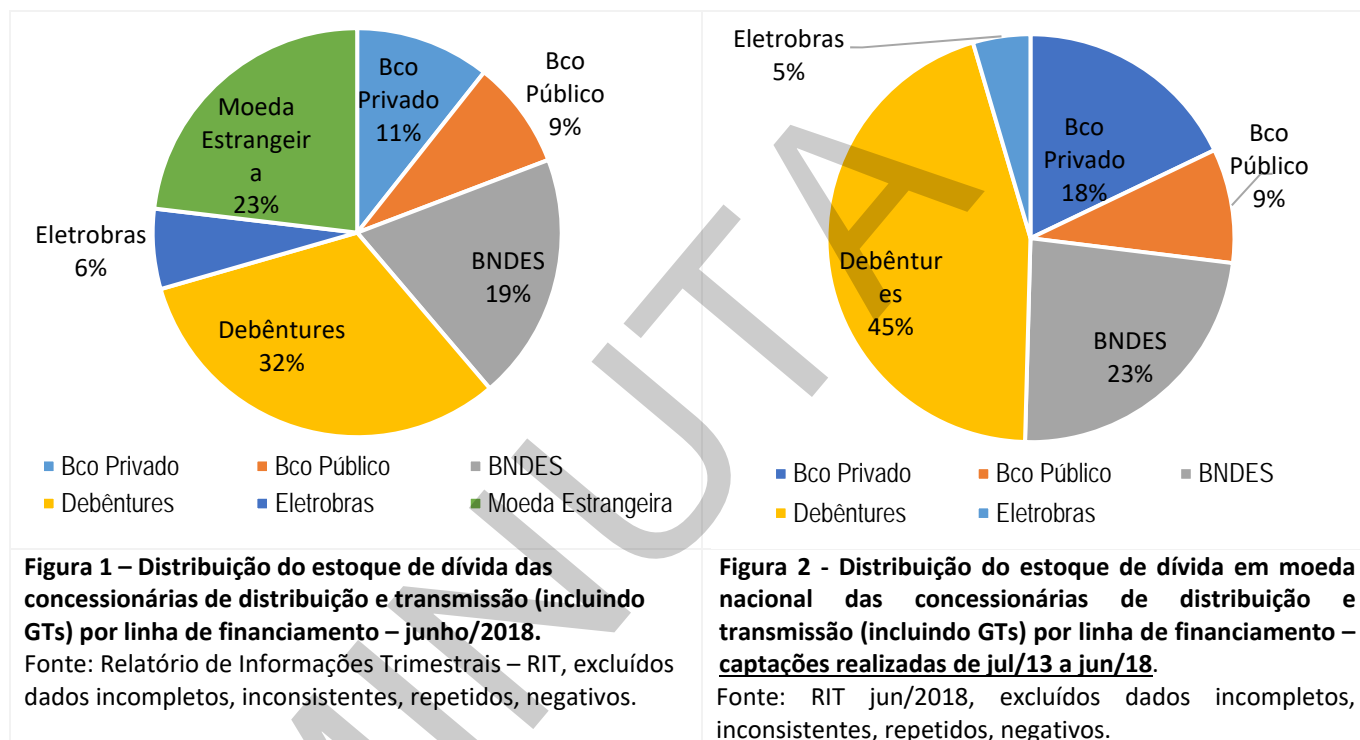
128. A participação das debêntures no *funding* das empresas permite inferir que podem representar com segurança o custo de captação, ainda que existam diferentes fontes. Importante é o

<sup>22</sup> The Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook 2018



P. 36 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

esclarecimento sobre a maior representatividade das debêntures em relação aos financiamentos via BNDES, que tem perdido participação no volume de dívidas das concessionárias ao longo dos anos. Além disso, os argumentos referentes à dificuldade de captação desse instrumento, por motivo de escassez de liquidez, elevados custos de captação e prazos extensos para a efetivação da operação parecem estar superados, haja vista a representatividade desses instrumentos no estoque total.



129. Nesse sentido, a inclusão de diferentes linhas de crédito aumentaria consideravelmente a complexidade sem, contudo, representar ganho significativos em termos de qualidade da metodologia, além de gerar risco de aproximação ao regime de regulação pelo custo, o que não é desejável. Esses fatos corroboram a utilização de debêntures como *proxy* do custo de capital de terceiros.

130. Frente à alegação de não representatividade das debêntures incentivadas, uma investigação sobre a fonte mais utilizada pelas empresas permitiu verificar que, de fato, as debêntures atreladas ao CDI possuem maior participação, razão pela qual opta-se por não utilizar as debêntures de infraestrutura (incentivadas pela Lei 12.431/2011), mas sim as atreladas ao CDI (não incentivadas).

131. A utilização dos rendimentos até o vencimento verificados no mercado secundário das debêntures de infraestrutura foi criticada por diversos agentes que citaram a incipiência desse mercado, podendo gerar problemas na precificação dos papéis, além de prejudicar o tamanho da janela temporal, tendo em vista que relevante desenvolvimento desse mercado foi verificado a partir de 2016, bem como incertezas sobre o desempenho futuro dos negócios em termos de volume e liquidez. Apesar de considerar que as debêntures de infraestrutura têm se mostrado promissoras com fonte de financiamento e serem elegíveis para utilização como *proxy* do custo de capital de terceiros, foi realizada

P. 37 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

pesquisa sobre o mercado primário e, como explicado anteriormente, daquelas não incentivadas e atreladas ao CDI.

132. A partir do banco de dados da ANBIMA, uma fonte de dados com acesso público e externa, foi possível mensurar a rentabilidade das debêntures no momento da emissão, em relação ao CDI. Sendo assim, torna-se necessário utilizar uma métrica para esse indicador e a inflação, de maneira a tornar o parâmetro expresso em termos reais e não nominais. Os componentes Selic (uma proxy para o CDI) e inflação, são parâmetros macroeconômicos que grande número de participantes do mercado busca estimar. Visando a adoção de uma taxa de juros mais prospectiva que histórica, propõe-se o uso de projeções. Para isso, adotou-se a mediana das expectativas de mercado para a taxa Selic e IPCA, segundo o Boletim Focus do Banco Central do Brasil, relativas ao ano<sub>t+3</sub>, o mais longínquo para o qual existem projeções. Tanto projeções quanto valores históricos podem diferir do que será efetivamente realizado, mas considera-se que a projeção, nesse caso, tem melhor capacidade de predição, haja vista serem baseadas em instituições que balizam fortemente as expectativas econômicas dos agentes.

133. 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 expurgar eventuais *outliers*, entendeu-se necessário tratar os dados estatisticamente e, para isso, propôs-se a adoção da mediana.

134. A utilização de debêntures garante que a quantidade e as características desses papéis sejam seguras para representar o custo do capital de terceiros, além de garantir a transparência, reprodutibilidade, simplicidade e utilização de variáveis locais para representar o parâmetro. No limite, qualquer agente ou interessado pode checar as informações da ANBIMA com as demonstrações financeiras publicadas pelas empresas.

135. **O custo de emissão de debêntures** foi estimado por meio dos prospectos daquelas emitidas sob a Instrução CVM nº 400/03, restringindo a amostra às empresas do setor elétrico de qualquer segmento, considerando que esse custo não deve ser diferenciado em função desse fator. Para fins de simplificação do cálculo, foram selecionadas as emissões em IPCA. O cálculo levou em conta o percentual médio pago pela distribuição dos papéis em relação ao total da emissão, o prazo e a remuneração da debênture.

136. No caso da **estrutura de capital regulatória**, a proposta era utilizar a proporção de capital de terceiros resultante da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA equivalente a 2,5x

137. A proposta inicial de definição da estrutura de capital regulatória a partir da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA considerava um intervalo entre 2x e 4x, o qual foi considerado irreal e difícil de ser atingido por muitas companhias. Observa-se, porém, que tais limites já existem como obrigação imposta por credores às empresas em função de seu endividamento. Normalmente, as emissões de dívida possuem cláusulas de vencimento antecipado que podem ocorrer em consequência do descumprimento pela emissora de índices financeiros, entre eles o Dívida Líquida / EBITDA, apurados com base em suas demonstrações financeiras auditadas.



P. 38 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

138. Sendo assim, foi realizada pesquisa sobre os *covenants* financeiros exigidos das empresas por credores. Uma amostra de empresas apresentava essas restrições variando entre 2,5x e 4x, portanto, próximo do intervalo proposto na CP 15/18. Dessa forma, dado que os limites são valores máximos tolerados pelos credores, não podem ser caracterizados como irrealistas e difíceis de serem atingidos por empresas consideradas aptas à captação de recursos no mercado de crédito, embora possam existir algumas empresas que não conseguem atingi-los por questões que podem estar relacionadas à alguma ineficiência.

139. Como explicado anteriormente, a metodologia tem por objetivo estabelecer uma estrutura de capital consistente com os fins da regulação econômica por incentivos e não se confunde com o nível de endividamento efetivamente realizado pela empresa regulada, que pode estar imbuído de ineficiências. Em mercados desenvolvidos, a estrutura de capital é calculada considerando uma amostra de empresas eficientes e sem problemas financeiros, de liquidez ou de acesso a crédito e, por isso, é possível considerar o valor de mercado do PL para compor a estrutura de capital. Espera-se que tais empresas estejam apresentando a melhor estrutura de capital possível. Sendo assim, considerar a amostra com base em relações de Dívida Líquida / EBITDA, definidas nas cláusulas financeiras impostas nos contratos de crédito, é razoável.

140. Sobre contribuições de que a fórmula da estrutura de capital toma como base que o Ativo Operacional seria igual à sua capitalização de mercado, o que é uma inconsistência metodológica, isso não procede, pois, em tal fórmula, o ativo operacional equivale à soma de capital próprio e de terceiros.

141. Em relação à **janela a ser considerada para os parâmetros**, sugeriu-se a padronização em cinco anos, exceto para o prêmio de risco de mercado, para a estrutura de capital e para os dados projetados de CDI e inflação (Boletim Focus).

142. Como descrito na CP 15/2015, a grande problemática é que a escolha deve ser feita entre atualidade e estabilidade da regra. Assim, séries demasiadamente curtas podem imputar risco/retorno não vinculados exatamente ao tipo do negócio, que é intensivo em capital, com necessidade de investimentos adicionais e com longo período para recuperação do investimento. Por outro lado, séries muito longas podem trazer riscos/retornos de um outro ambiente econômico e tecnológico não mais verificado, períodos atípicos com informações que não mais se aplicam ao momento atual, mas que, de forma quase inercial, vão sendo incorporadas à taxa de remuneração atual.

143. 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.



P. 39 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

144. Considerando que a prática regulatória internacional revela que a definição das janelas pode ser subjetiva, como forma de reduzir a discricionariedade, optou-se pela padronização, a partir de um tamanho de cinco anos. Este período não seria considerado curto e nem demasiadamente longo para maioria das séries temporais, com exceção do Prêmio de Risco de Mercado, cuja teoria defende a utilização do maior período possível. Além disso, a janela está alinhada com os intervalos entre revisões tarifárias ou de receita da maior parte das empresas afetadas.

145. No caso da remuneração dos recursos advindos da Reserva Global de Reversão – RGR, a proposta foi que taxa fosse obtida a partir da soma do custo da RGR acrescido da taxa de administração média obtendo-se uma taxa nominal que será deflacionada pelo IPCA (Boletim Focus para o ano<sub>t+3</sub>), ou seja, adotar o custo real verificado.

#### **b.4.2 – Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 9/2019 e proposta para Consulta Pública nº 26/2019 nos termos da Lei nº 13.848/2019**

146. A seguir é apresentada a análise das contribuições e nova proposta a ser apresentada em Consulta Pública nos termos da Lei nº 13.848/2019. A discussão se limita à Alternativa B, que foi a opção regulatória escolhida. Entretanto, mesmo com essa limitação, existem diversos aspectos relevantes que demandam maior discussão com a sociedade, além de ser oportuna a inclusão do segmento de distribuição.

##### **b.4.2.1 Remuneração do Capital Próprio**

###### **b.4.2.1.1 Taxa livre de Risco e Risco País**

147. A maioria das contribuições apoiou integralmente ou com ajustes a utilização do título do Tesouro Nacional, citando que esta opção é adequada (Copel), coerente (FIESP), um avanço (CPFL), oportuna (Conselho de Consumidores da EDP), acertada (Cteep), entre outros. Entretanto, para a SECAP/Fazenda, do Ministério da Economia, utilizar a NTN-B mantendo os demais parâmetros referenciados no mercado norte-americano é fator de insegurança no modelo. Corroborando, a Abrace sugere manter a metodologia anterior, referenciada nos títulos do governo americano.

148. A inclusão de um risco adicional vinculado à NTN-B foi sugerida pela Celesc Geração, Cemig, Cerme UnB e Eletrobras, como sendo uma proxy do risco adicional de se investir em empresas no Brasil. A motivação seria a de que a NTN-B incorpora o risco soberano e não o risco país. A Abrace discorda da incorporação desse prêmio e atribui à utilização da NTN-B os questionamentos quanto à razoabilidade. Já a SECAP /Fazenda/ME discorda do fato da NTN-B agregar uma taxa livre de risco, risco país e inflação americana, afirmando que alguns elementos do risco país não são incorporados no risco cambial considerado na utilização da NTN-B.

149. Sobre a amostra utilizada, a EDP e a Enel sugeriram adotar a série completa de títulos disponíveis, como forma de evitar discricionariedade, enquanto a FIESP sugeriu utilizar uma carteira formada por papéis com vencimento superior a cinco anos e inferior a 15 ou 20 anos, para fins de

P. 40 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

aproximação ao tempo de investimento no ativo regulatório da concessão. Já a Abrage recomendou que os papéis tenham pesos alternativos, que podem ser encontrados como o uso de técnicas de otimização de portfólio para a determinação mais adequada e coerente da participação de cada uma das NTN-B's negociadas.

## ANÁLISE

150. Em relação às contribuições sobre a adoção da NTN-B, avalia-se que no cômputo de prós e contras, o saldo é favorável pelos motivos já explicitados anteriormente neste Relatório de AIR, que resumidamente se referem a: representatividade das NTN-B no estoque da dívida pública; o fato de sua formação incluir conceitos de taxa livre de risco, risco país e cambial; possuir rentabilidade real prefixada que possibilita comparação mais intuitiva entre alternativas de investimento arriscadas e o mercado de títulos do governo brasileiro.

151. Sobre a manutenção da metodologia anterior, como já explicado anteriormente, há convergência de opinião em relação aos argumentos favoráveis trazidos pelos agentes na CP 15/2018. Entretanto, a decisão se baseou mais nas dificuldades existentes na metodologia e nos argumentos desfavoráveis apresentados ao longo das discussões sobre a definição da taxa de remuneração dos segmentos de distribuição, transmissão e geração ocorridas a partir de 2017. Como já mencionado, o fato de a metodologia ter sido amplamente debatida ao longo do tempo no âmbito das revisões realizadas pela ANEEL não evitou o questionamento de sua adequabilidade sendo possível que apenas ajustes pontuais não sejam suficientes para preservar, com razoável conforto, a metodologia atual.

152. Quanto à insegurança manifestada pela SECAP/ Fazenda/ ME, como já explicado, entende-se que não existe inconsistência pelo fato de não se considerar que a NTN-B é uma taxa livre de risco pura, mas sim, que esse título é capaz de agregar na sua precificação diversos riscos inerentes à economia e governo brasileiros somados à noção de taxa livre de risco. Na mudança do título público brasileiro em dólar (presente no EMBI+, anteriormente utilizado na metodologia) para o título público brasileiro em reais indexados à inflação, foi incorporado o risco cambial de alguma maneira, o risco de indexação ao IPCA. Tais riscos incorporados se justificariam pelo fato de a receita da concessão ser em reais e indexada à inflação. A metodologia anterior agregava a premissa da paridade do poder de compra e a inflação (que foi incorporada ao PRM) não por falha do CAPM, mas pelo fato de o Regulador necessitar de uma taxa de retorno real para aplicação na base de remuneração. Portanto, a problemática da mudança somente se faria presente se houvesse dentro da NTN-B algum risco que não se devesse incluir, pois a medição de cada componente risco individualmente não é o que se deseja.

153. Além disso não se vislumbra necessidade de inclusão de risco adicional à NTN-B como solicitado por alguns agentes, por entender que o papel já incorpora os riscos necessários para a tomada de decisão de investimento em ativos brasileiros. Entende-se que a única alternativa possível à não utilização da NTN-B seria retornar à metodologia anterior que não incorporava os riscos citados pelos agentes, o que, pelo exposto, não é considerado no momento.

154. Questões sobre a compatibilização de maturidade dos títulos e do ativo em avaliação foram





P. 41 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

apontadas anteriormente, neste Relatórios de AIR, bem como pelos agentes em suas contribuições. Ao analisar escolhas para a metodologia, considerando os princípios norteadores, identificou-se que haviam dificuldades para a adoção do casamento de maturidades, como por exemplo: inexistência de título do governo com maturidade constante como existe nos Estados Unidos; a limitação do estoque de títulos brasileiros e seus vencimentos, vis-à-vis o ativo em tela; a complexidade inerente ao cálculo para a seleção de carteira de títulos com *duration* próxima das concessões de transmissão, em função de necessários rebalanceamentos periódicos dentro da janela adotada dado que a *duration* é variável e adotar apenas a maturidade não é suficiente para solucionar a questão. Isso sem incluir as questões relativas à convexidade dos papéis, como sugerido por agentes na CP 15/2018.

155. O critério de pesos de cada papel, como sugerido pela Abrage, faria sentido para tentar aproximar a *duration* da carteira de títulos à do ativo regulado, porém, como já exposto, agregaria demasiada complexidade e necessidade de reequilíbrio recorrente dos pesos, dado que não existe no Brasil um título com maturidade e *duration* constantes, o que ao final, poderia ocasionar o atingimento desse objetivo mas descasar com a intenção de manter a representatividade dos papéis mais líquidos.

156. A proposta de limitar a seleção a papéis com vencimento superior a cinco anos procurou aproximar, de forma simplificada, ao objetivo proposto pela FIESP, dado que a duração média do investimento nas concessões é de aproximadamente 10 anos. Contudo, entende-se que é possível aprimorar a metodologia sem adentrar nessas questões (maturidade, convexidade, *duration*), mantendo o objetivo de primar pela simplicidade. Nesse sentido, em relação às contribuições da Enel e EDP, a adoção de critérios que minimizem a discricionariedade é bem-vinda, e uma forma de fazê-lo é por meio de escolhas bem fundamentadas. Portanto, concorda-se com a avaliação de que utilizar todos os títulos disponíveis pode ser uma forma de reduzir a discricionariedade e agregar em simplicidade.

157. Sendo assim, a solução foi utilizar todas as séries disponíveis da NTN-B, sem limitação de vencimentos de forma a utilizar maturidades e retornos médios. Portanto, ao utilizar todos os títulos com pesos iguais, além de evitar a concentração em determinados papéis que podem não ser relevantes (ou deixar de ser) em termos de participação na dívida pública total, atende aos critérios de simplicidade sem deixar de lado a fundamentação econômica. Portanto, a sugestão é **acatar** as contribuições de Enel e EDP, mas **não adotar** as contribuições da Abrage e Fiesp.

158. Sendo assim, recomenda-se manter a NTN-B como variável representativa do título público e risco país e **não acatar** as contribuições que solicitam retornar à metodologia anterior ou adicionar prêmio de risco ao papel. Adicionalmente, a sugestão é utilizar todas as séries das Notas do Tesouro Nacional indexadas ao IPCA (NTN-B) disponíveis para consulta no site do Tesouro Nacional<sup>23</sup>.

**Proposta para Taxa Livre de Risco + Risco-País:** retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA).

<sup>23</sup> Disponível em: <https://sisweb.tesouro.gov.br/apex/f?p=2031:2:::>



P. 42 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

#### b.4.2.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro

159. Inicialmente, apresenta-se a análise das contribuições recebidas sobre a definição do beta. No que se refere à amostra de empresas, a Equatorial propõe fazer análise de sensibilidade para avaliar o impacto da diferença das empresas selecionadas sobre os resultados; CPFL entende ser necessária avaliação mais aprofundada sobre percepção de redução do beta, com vistas a entender melhor o seu comportamento; Cemig e Cerme UnB sugerem que se utilize a média de betas aplicados por outros reguladores; a Cteep sugere que se faça média ponderada da representatividade dos ativos de transmissão; a Energisa critica o fato de todas as empresas da amostra possuírem classificação de crédito melhor que as brasileiras e; o Conselho de Consumidores da EDP defende a utilização de um beta nacional.

160. Enel e Equatorial apontaram ajustes no cálculo do beta: utilizar dívida líquida na desalavancagem e corrigir a planilha para considerar a desalavancagem individual de cada empresa e depois proceder a média geral.

161. A ABRATE, Cemig, Copel, Cteep, EDP e Fiesp defendem que haja diferenciação por meio do beta, do regime regulatório ou atividade regulada.

162. Abrage e Energisa questionam a forma de cálculo do beta sempre utilizada pela ANEEL, ponderando que deveria ser adotado o modelo de excesso de retornos

163. A Equatorial considera que é adequado aplicar o modelo de Solnik, que multiplica o beta das empresas do mercado americano por um beta que mede o risco do mercado doméstico em relação ao mercado externo como forma de agregar ao risco sistemático do setor no mercado americano com o risco sistemático do mercado brasileiro em relação ao mercado americano.

164. Em relação ao Prêmio de Risco de Mercado (PRM), o Cerme UnB, EDP e FIESP, além da SECAP/Fazenda/ME fizeram considerações sobre a necessidade de incluir a inflação americana. Já o Instituto Acende Brasil entende que é mais correto utilizar o risco de mercado medido pelo índice global MSCI-ACWI, enquanto a FIESP considera que é adequado manter a referência americana para o cálculo do prêmio de risco de mercado.

#### ANÁLISE

165. Quanto às contribuições sobre a amostra utilizada, entende-se que o beta calculado a partir dos retornos e estrutura de capital das empresas americanas com ao menos 50% de seus ativos relacionados às atividades de distribuição e/ou transmissão, é a forma possível atualmente e mais adequada para refletir a sensibilidade do risco do negócio às flutuações do prêmio de risco de mercado americano. Tal convicção é resultado da avaliação de alternativas que se mostraram inferiores em termos de robustez e confiabilidade, como por exemplo, utilizar dados do mercado brasileiro ou mercados em âmbito global. Dessa forma, recomenda-se **não acatar** sugestões de utilização de beta nacional ou global.



P. 43 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

166. Entretanto, como proposto pela Equatorial e CPFL Energia, foi realizada análise sobre o impacto seleção de empresas na evolução do beta, sendo possível identificar que a redução percebida não tem a ver com a amostra de empresas.

167. Além disso, a ocorrência de redução por si só não pode ser entendida como fragilidade da metodologia, pois demonstra que os ganhos do setor são menos afetados pela evolução do mercado de ações como um todo, o que tende a ser um comportamento esperado de setores regulados monopolistas, além do fato de que essa relação pode se alterar de um momento para outro, mas no caso de setores tipicamente monopolistas e com receita ou tarifa regulada, não deveria se aproximar demais da carteira de mercado. Nesse sentido, simulação realizada ao longo dos anos bem como de empresa por empresa permitiu identificar que a maioria delas reduziu a sua sensibilidade às variações do mercado americano e, na média, mesmo quando se fixa a amostra em empresas que mantiveram a sua relação de ativos elétricos (T e D) sobre o total de ativos acima de 50% ao longo do tempo, verifica-se houve redução do beta, o que demonstra que isso não se deveu à modificação da amostra, mas por outros fatores. Entretanto, como já exposto, a utilização daquele mercado ainda é a melhor alternativa vislumbrada para a estimação do prêmio de risco pelo investimento no setor elétrico.

168. Utilizar a média de beta de outros reguladores, como proposto pela Cemig e Cerme UnB não é avaliado como adequado. Os agentes argumentam que a ANEEL deveria considerar os betas aplicados por reguladores e divulgados por documento da *Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia* – CNMC, da Espanha como limite inferior para o beta brasileiro. Os agentes ignoram questões importantes como nível de impostos dos países citados e estrutura de capital admitida (por exemplo) e seus impactos sobre o beta, apenas se fundamentando no valor final reportado. Recomenda-se **não acatar** a sugestão.

169. A metodologia atual tem o objetivo de alcançar uma aproximação do risco do negócio de transmissão e distribuição. Nesse sentido, não se identifica ganho de robustez com a proposta de fazer média ponderada pela representatividade dos ativos de transmissão, dada a reduzida amostra de empresas, adicionada ao fato de que a maioria das empresas possui ativos de geração e outras atividades como gás, água, etc; ou não abrem a proporção exata de cada atividade reportando os segmentos de transmissão e distribuição conjuntamente. Assim, fazer a média ponderada pelos ativos de transmissão reduziria consideravelmente a amostra e não necessariamente resultaria em um beta isolado de transmissão, tendo em vista as outras atividades exercidas pela empresa. Recomenda-se **não acatar**.

170. A crítica da Energisa é de que as empresas americanas possuem menos risco que as brasileiras, com diagnóstico fundamentado no risco de crédito das empresas americanas. O risco de crédito é também reflexo da alavancagem. Ao se desalavancar o beta pela estrutura de capital das empresas americanas, retira-se esse relevante parte desse risco para depois incorporar o risco das empresas brasileiras pela sua alavancagem. A sugestão é **não acatar** essa contribuição.

171. As contribuições da Enel e Equatorial acerca de ajustes no cálculo da dívida e da desalavancagem do beta **foram acatadas**.



P. 44 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

172. A ABRATE, Cemig, Copel, Cteep, EDP e Fiesp defendem que haja diferenciação por meio do beta, do regime regulatório ou atividade regulada. Infelizmente, não é possível fazer essa diferenciação utilizando-se os retornos das empresas de energia americanas, que ainda assim é a melhor alternativa dentre as analisadas (mercado nacional ou global) para o cálculo do beta. Além disso, já existe entendimento prévio da ANEEL sobre essa questão, exposto na Nota Técnica nº 297/2011 – SRE/ANEEL, de 26/11/2011, que é reproduzido a seguir:

106. *O enquadramento de regimes regulatórios em níveis relacionados ao risco exige uma análise mais detalhada dos mecanismos de regulação: no Brasil, o modelo de price-cap, em que se procura incentivar os gastos mais eficientes, limita-se a itens geralmente considerados gerenciáveis, como os custos operacionais, custo de capital, perdas comerciais, etc., e para os itens considerados não-gerenciáveis há mecanismos de mitigação total ou parcial do risco, por exemplo os custos com compra de energia, encargos tarifários e transmissão de energia pelas regras do componente financeiro CVA29. Quanto ao modelo regulatório nos EUA, não há que se falar em regime pelo custo do serviço, na medida em que a regulação nesse país é descentralizada nos estados federados, havendo em diversos estados (especialmente na Califórnia, Texas, New York, Pensilvânia) fortes mecanismos de incentivo relacionados a um regime de price-cap, como a definição de custos eficientes com intervalo regulatório.*

107. *Assim, para se considerar algum componente de risco de regime regulatório seria necessário calcular a exata diferença, em termos de risco provocado pelas instituições regulatórias, entre as regras regulatórias que incorrem as empresas de distribuição no Brasil e as empresas dos EUA consideradas na amostra para construção do beta (vide tabela 3). Ademais, é necessário considerar que o risco país está diretamente relacionado à qualidade institucional do país, que engloba as próprias instituições envolvidas com a regulação, como tribunais de conta, conselhos ministeriais, agências reguladoras, etc. Assim, além da diferença entre regimes regulatórios, seria necessário deduzir do risco regulatório o risco relacionado à regulação que está em intersecção com o risco país, em vista de este ser impactado pelas análises de ratings das agências classificadoras de risco, que analisam entre outros aspectos a qualidade institucional e regulatória do país.*

108. *Aos argumentos apresentados acima, soma-se o fato de o beta calculado para as empresas dos EUA ser estimado a partir de empresas do setor elétrico verticalizadas, que possuem atividades não reguladas, como geração de energia, por exemplo. Considerando as evidências empíricas de que empresas reguladas têm risco sistemático menor do que empresas não reguladas, conforme apresentado por Burkhard Pedell<sup>30</sup> (pg.38), há a possibilidade de se estar superestimando o risco medido pelo beta para a atividade de distribuição de energia.*

109. *O referido estudo de Burkhard Pedell conclui, a partir da análise e citação de diversos estudos empíricos, que a ação do regulador reduz e impõe riscos que a empresa incorreria caso não regulada. Entende-se da leitura que o regulador pode impor riscos à empresa devido à atuação própria de regulador, riscos estes que poderiam ser reduzidos por meio de cláusulas contratuais, entre outras medidas. Por outro lado, diversos riscos que uma empresa não regulada incorreria são reduzidos ou excluídos quando regulada. Em resumo, o autor afirma que o risco regulatório estaria relacionado com a maneira como a ação do regulador afeta a distribuição de probabilidades dos fluxos de caixa das empresas: atuações regulatórias "suavizantes do risco" (risk buffering) tendem*

P. 45 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

*a reduzir o risco percebido pelo mercado, por exemplo mecanismos de repasse de custos não gerenciáveis à tarifa, indexação de custos ao índice de preços, etc.*

173. Dessa forma, considerando que tais argumentos ainda são aplicáveis à discussão atual, a sugestão é **não acatar**.

174. Em relação ao modelo de excesso de retornos, entende-se ser pertinente aplicá-lo para conferir maior aderência da metodologia à literatura de finanças e ao modelo original do CAPM. A sugestão é **acatar**. Nessa mesma linha, considera-se oportuno ajustar a frequência das observações de diária para semanal, como forma de alinhar à prática mais comum do mercado, reguladores e da própria ANEEL.

175. Quanto à proposta relativa ao modelo de Solnik, interpreta-se que tem suas vantagens, mas diversos modelos já foram propostos pelos agentes ao longo dos anos, pois existe extensa literatura sobre outras formas de ajuste e de cálculo de diversas modalidades de betas, considerando que sobre o parâmetro original do CAPM existem diversas críticas. Porém, sair do modelo original conferirá mais discricionariedade ao processo. Como já exposto em etapas anteriores dessa discussão, entende-se que o cálculo atual reflete, na medida do possível, os riscos do setor elétrico e todas as desvantagens já citadas na CP 15/2018 se mostraram menores quando se compara com as alternativas existentes. A sugestão é **não acatar**.

176. No que se refere ao Prêmio de Risco de Mercado (PRM), no que diz respeito à necessidade de inclusão da inflação no cálculo, avalia-se que de fato, embora exista o inconveniente de adicionar mais uma série temporal, o cálculo fica mais coerente com os demais parâmetros, de forma que a sugestão é **acatar** a contribuição.

177. Mantendo a coerência com o que já foi exposto, sugere-se **não acatar** a sugestão de utilização de prêmio de risco global e manter tanto o beta quanto o prêmio de risco de mercado referenciados no mercado americano.

178. Entretanto, como se pode constatar, a metodologia de cálculo do custo de capital próprio considerando os parâmetros anteriores não é capaz de diferenciar possíveis riscos existentes na operação dos segmentos de distribuição e transmissão. A metodologia vigente, apesar de ser fundamentada nas mesmas premissas, diferencia os segmentos em função de questões conjunturais, momento do cálculo, tamanho das janelas e até pela frequência da amostra do beta.

179. Simulações com betas de diferentes mercados ou regimes regulatórios não se mostraram factíveis pela imensa quantidade de questões envolvidas e a impossibilidade de acompanhamento de cada segmento e regime em seus países de origem e influências macroeconômicas e políticas locais sobre o desempenho das ações nesse mercado, assim como possíveis ineficiências microeconômicas não devidamente esclarecidas. Esse foi o principal motivo pelo qual se manteve o beta americano, associado às dificuldades advindas das características do mercado brasileiro de ações.



P. 46 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

180. Para a Consulta Pública (nos termos da Lei 13.848/2019), considerando a inclusão do segmento de distribuição, inicialmente, a proposta é adotar um prêmio de risco para esse segmento, desde que seja observável.

181. Isto foi possível a partir do estudo das debêntures atreladas ao CDI emitidas nos últimos dez anos, que revelou diferença entre os segmentos. Embora sejam referentes ao risco do credor, pode ser aplicada como uma *proxy* observável do risco do controlador, no que se refere ao fluxo de caixa disponível futuro. Portanto, a **proposta para a diferenciação dos segmentos** é que o prêmio de risco do negócio e financeiro do segmento de distribuição seja o mesmo do segmento de transmissão, sendo acrescida a diferença verificada na remuneração do capital de terceiros entre os dois segmentos.

#### **Proposta para o prêmio de risco do negócio e financeiro**

**Beta:** média do beta das empresas americanas membros do *Edison Electric Institute* - com ao menos 50% dos ativos em transmissão ou distribuição

**Prêmio de risco de mercado:** média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro americano de dez anos, deflacionados pela inflação americana.

**Diferenciação de segmentos:** que ao prêmio de risco do negócio e financeiro do segmento de distribuição seja acrescida a diferença verificada na remuneração do capital de terceiros entre este segmento e o de transmissão.

#### **b.4.2.2 Remuneração do Capital de Terceiros**

182. Diversos agentes (ABRATE, Copel, CPFL Energia, Abdib, Celesc Geração, Cemig, CPFL Energia, EDP, Eletrobras, Enel, Equatorial, Cteep, Eletrosul) solicitaram que o custo do capital de terceiros fosse calculado pela metodologia “CAPM da Dívida”, que adiciona à taxa livre de risco + risco país um adicional que se refere ao risco de crédito das empresas. Na mesma linha, Cerme UnB defende a utilização do CAPM da dívida baseado na metodologia anterior com dados da agência de risco de crédito Moody’s, assim como a Abrace ponderou que possível inconsistência do custo de capital de terceiros mensurado pelas debêntures poderia ser eliminada pela não utilização de NTN-B na remuneração do capital próprio.

183. A conversão dos percentuais e adicionais de CDI divulgados pela ANBIMA em uma taxa nominal posteriormente deflacionada a partir de dados do Boletim FOCUS foi criticada por FIESP, Abradee, Cemig, Abrage, Abrate, Neoenergia, Energisa e Cteep. A maioria solicita que sejam utilizados dados reais, históricos para CDI e IPCA. Porém, a Cteep sugere que se utilize as projeções do Boletim Focus, mas coletadas no momento da emissão das debêntures.

184. A CEEE GT sugere que se utilize dados da contabilidade regulatória para o cálculo do custo de capital de terceiros das empresas reguladas. Na mesma linha, Celesc Geração e Eletrobras defendem que seja feita ponderação entre o custo de empréstimos concedidos por bancos privados e captações por

P. 47 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

debêntures, sendo que para isso seria necessário utilizar a contabilidade regulatória.

185. Relativamente à amostra das debêntures, Abdib, Eletrosul e Cteep sugerem incluir as debêntures IPCA no portfólio selecionado para cálculo. Por outro lado, Celesc Geração e Eletrobras, defendem a utilização de apenas as debêntures IPCA, abolindo a sistemática de conversão das taxas nominais em reais. Já a SECAP/Fazenda/ME manifestou dúvida em relação à escolha das debêntures IPCA e não CDI.

186. FIESP e Cemig consideram que não é adequado utilizar as debêntures emitidas pelo setor elétrico para estimar a remuneração do capital de terceiros, bem como a Energisa questiona a representatividade das debêntures.

187. A Eletrosul indicou duas séries de debêntures a serem incluídas na amostra e ajuste no cálculo de outra série.

188. Em relação à proposta para a inclusão de uma estimativa do custo de emissão na remuneração do capital de terceiros com base nas debêntures indexadas ao IPCA, foram recebidas contribuições no sentido de agrupar as séries de uma mesma emissão de debêntures (Cteep), ajustes de cálculo devido a inconsistências (Cteep e Eletrosul) ou por meio de taxa interna de retorno (Cteep), modificar a amostra utilizada limitando em função do valor de emissão (Cteep, Cemig e ABRATE) ou incluindo debêntures CDI (Eletrosul).

## ANÁLISE

189. Diversos agentes comentaram o fato de a proposta inicial colocada na AP estabelecer remuneração do capital de terceiros inferior à da NTN-B, porém a proposta de aplicação do CAPM da dívida, em que o prêmio de risco de crédito (diferença de retorno das debêntures em relação a um ativo livre de risco) é adicionado à NTN-B considerada no capital próprio, apresenta alguns empecilhos, como por exemplo: o descasamento da maturidade média das NTN-B em relação ao prazo médio das debêntures; a característica de série temporal das NTN-B em contraste com a coleta de dados no momento da emissão das debêntures; o ganho em termos de simplicidade existente na possibilidade de utilizar um título que contém vários conceitos econômicos dentro dele em relação à composição de um mesmo valor a partir de várias partes diferentes. Dessa forma, conclui-se que a sugestão de utilização de CAPM da dívida **não deve ser acatada**.

190. A não utilização de dados da agência de risco Moody's baseia-se no fato de o dado ser privado, sem possibilidade de reprodução e em moeda estrangeira, sendo que é viável utilizar dado real, observável, em reais, facilmente replicável por qualquer interessado. Sugere-se **não acatar** essa contribuição.

191. Não utilizar NTN-B como forma de eliminar a inconsistência apontada pelos agentes, conforme solicitado pela Abrace, não parece ser o mais adequado. Avalia-se que tal fato deve ser analisado e eventualmente corrigido por outros meios, dado que a adoção da NTN-B como parâmetro no



P. 48 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

cálculo da taxa de remuneração do capital próprio possui diversas vantagens<sup>24</sup> que, entende-se, superam as possíveis desvantagens decorrentes de seu uso. Dessa forma, sugere-se **não acatar** tal contribuição.

192. Sobre a crítica em relação ao Boletim Focus e a sugestão de se utilizar dados históricos, é preciso fazer a ressalva de que não pode ser a taxa de CDI e inflação apurada por meio de uma média dos dados realizados no período, pois isso provocaria inconsistências e, novamente, descasamento de expectativas: a taxa definida no momento da emissão dos papéis é definida com base nas expectativas para o CDI e inflação para o período até o vencimento e não com base nas taxas históricas verificadas no momento da emissão. Sendo assim, apesar de considerar que o Boletim Focus é uma fonte que agrega essas expectativas, talvez a utilização dos dados do último ano, a fim de repassar uma taxa mais próxima dos dias atuais não tenha representado a melhor estimativa na visão dos agentes.

193. Sendo assim, a fim de ajustar esse ponto, entende-se que a melhor forma de fazer a conversão seja por meio das taxas referenciais disponibilizadas pela BM&F, segmento da B3<sup>25</sup>. Essas taxas incorporam a diferenciação em função do tempo das variadas taxas existentes na economia. Sendo assim, por meio da transformação da taxa DI em uma taxa pré vinculada ao prazo de vencimento das debêntures no momento da emissão e posteriormente deflacionada pela inflação implícita encontrada pela diferenciação das taxas DI e IPCA, é possível encontrar as expectativas quanto às variáveis macroeconômicas combinadas aos vencimentos de cada papel, bem como ao risco de crédito específico de cada emissora. Portanto, a sugestão é **acatar** o pleito de não utilização do Boletim FOCUS.

194. Quanto à utilização de dados da contabilidade regulatória, em função dos questionamentos surgidos na AP 66/2017 sobre a estrutura de capital baseada em dados contábeis, entende-se que não seja oportuno utilizar tal banco de dados neste momento. Entretanto, por meio da contabilidade regulatória é possível observar que o estoque de dívida das empresas reguladas como um todo (GT, T e D) é composto por diversas fontes e indexadores. Além das debêntures e bancos privados, há por exemplo, captações via agências ou bancos de desenvolvimento nacional ou internacional, bancos públicos como Banco do Nordeste e da Amazônia, com linhas especiais como FINAME, FINEM, FINEP, FNO, FDA, captações com recursos da RGR, ou para o programa Luz para Todos, assim como em função da Lei 4.131/1962. Dentre os indexadores, há diversidade como IPCA, IGPM, UMBNDES, TJLP, CDI, Libor, TR, UFIR, Euro, Dólar, entre outros.

195. De fato, os dados existem em grande quantidade, mas verifica-se que há necessidade de ajustes de preenchimento por parte de alguns agentes, seria necessário arbitrar exclusões e inclusões da amostra, o que incitaria grande volume de discussões sobre critérios e sucessivos ajuste de dados. Em função da contextualização do debate atual sobre esses dados (grande volume de discussões sobre

<sup>24</sup> Conforme já mencionado no Relatório de AIR nº 3/2019 – SRM/ANEEL, SIC nº 48580.000411/2019-00, disponível em: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br) >> Participação Pública >> Audiências Públicas >> Audiência 009/2019 >> Nota Técnica 37/2019 e Relatório de AIR - 2019 SRM ANEEL.

<sup>25</sup> Disponíveis em: [http://www.b3.com.br/pt\\_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/](http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/)



P. 49 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

critérios de seleção e sucessivas necessidade de ajuste de dados em contraposição aos princípios orientadores da escolha regulatória acima citados), não se identifica atualmente oportunidade para a sua utilização. Assim, sugere-se **não acatar** contribuições sobre a utilização de dados contábeis.

196. Entretanto, analisando-se o estoque de dívida detido em junho/2018, verifica-se que as debêntures representavam 32% do total (G, T, D e GT). Olhando apenas as captações em moeda nacional realizadas nos últimos cinco anos, a debêntures chegaram a uma participação de cerca de 45% do total<sup>26</sup>. Ainda foi possível verificar que as debêntures CDI eram mais representativas que aquelas atreladas ao IPCA, de infraestrutura (incentivadas pela Lei 12.431/2011).

197. Portanto, o que se procura é uma estimativa do custo do capital de terceiros a valor de mercado para empresas eficientes. Dado que as debêntures tem sido uma fonte com crescente representatividade nas de captações totais nos últimos anos, juntamente com a intenção de incorporar parâmetros nacionais e simplificar o cálculo do WACC, além da premissa de que existe possibilidade de que as dívidas antigas existentes no estoque das empresas possuam custo mais baixo do que as novas, não sendo vantajoso fazer a sua rolagem ou troca com base nos custos atuais, mantém-se a sugestão utilizar a remuneração das debêntures como base para a estimativa do custo de capital de terceiros, pois não se vislumbra, atualmente, opção que melhor atenda aos princípios definidos como norteadores da escolha regulatória citados anteriormente.

198. Sobre a utilização de debêntures de infraestrutura atreladas ao IPCA (incentivadas), é preciso ressaltar que a proposta de utilização de debêntures CDI foi resultado de busca de alternativas em função da manifestação de diversos agentes sobre a não adequabilidade de utilização das primeiras, que foram sugeridas na abertura da CP nº 15/2018, somadas às críticas à proposta de taxa de remuneração inserida na 2ª Fase da AP 41/2017 sobre o segmento de transmissão, que também se baseava nesses papéis.

199. Ainda que a proposta original de aferição dos retornos por meio das negociações no mercado secundário tenha sido sanada pela adoção dos retornos prometidos na emissão, verificou-se que as debêntures de infraestrutura em si foram muito combatidas. Entre os argumentos contrários apresentados no âmbito da CP 15/2018, relembre-se alguns: as debêntures de infraestrutura são instrumentos novos, de efeito incremental, não representativos (ABRADEE); debentures incentivadas de infraestrutura não são emitidas de forma ampla, por conta da necessidade de lastro de para os investimentos (Equatorial); o mercado nacional de debêntures de infraestrutura é acessado de fato apenas por uma parcela específica do setor elétrico (CPFL Energia); as taxas de remuneração das debêntures incentivadas são tipicamente menores que as das debêntures normais (Eletrobras); são resultado de uma política pontual que pode não se repetir (EDP); representam dívida inicial de *greenfield* para as transmissoras e não se aplicam a reforços e melhorias (ABRATE). Dessa forma, considerando tais argumentos e a maior representatividade das debêntures atreladas ao CDI, a sugestão é mantê-las como base para a estimativa do custo de capital de terceiros e **não acatar** as propostas para incluir também as debêntures de infraestrutura atreladas ao IPCA.

<sup>26</sup> Fonte: Relatório de Informações Trimestrais – RIT, excluídos dados incompletos, inconsistentes, repetidos, negativos.



P. 50 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

200. As contribuições de ajuste de cálculo apontadas pela Eletrosul foram **acatadas**<sup>27</sup>.

201. Quanto às contribuições sobre o custo de emissão, as propostas de agrupamento de todas as séries de uma mesma emissão, inclusão de debêntures CDI e cálculo por TIR não foram consideradas por agregarem complexidade relevante. Já em relação à solicitação de que sejam excluídas da amostra as emissões acima de R\$ 400 milhões, entende-se que não faz sentido acatar, pois o que se pretende é simular o custo de capital de terceiros eficiente para o setor de transmissão e geração como um todo, sendo que não é possível adentrar nas especificidades da gestão dos recursos e dos projetos de cada empresa. Atender a essa proposta demandaria diferentes WACCs para cada especificidade apontada. Portanto, propõe-se **não acatar** essas contribuições. Por outro lado, as contribuições referentes a ajustes de inconsistências foram devidamente acatadas.

**Proposta para a remuneração do capital de terceiros:** média da rentabilidade das debêntures emitidas por empresas de distribuição e transmissão atreladas ao CDI + custo médio de emissão. Conversão de *spreads* na data da emissão em taxas nominais e posteriormente em reais por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros (DI x Pré e DI x IPCA) e inflação implícita obtidas na B3

#### **b.4.2.3 Estrutura de Capital**

202. Utilizar dados contábeis para a definição da estrutura de capital foi defendido pelo Concel, CEEE GT e EDP. No primeiro caso, o Conselho de Consumidores defendeu que o EBITDA a ser considerado na relação que definirá a estrutura de capital regulatória deveria ser o contábil. A EDP defendeu que se utilize os dados da contabilidade regulatória para estimar a estrutura de capital das empresas do setor elétrico, incorporando período mais longo e retirando *outliers*, o que é corroborado pela CEEE GT que propôs a fórmula (Endividamento oneroso líquido / ativos de transmissão e administração) e a amostra (todas as empresas do ramo de Distribuição e Transmissão, incluindo GTs).

203. A ABDIB considera necessário diferenciar a estrutura de capital a depender do montante de investimentos realizado e da fase construtiva do projeto, pois existem casos em que é utilizado 100% de capital próprio.

204. 3G Radar e Cteep entendem ser necessário correlacionar a estrutura de capital, e por consequência, a relação Dívida Líquida / EBITDA, com a remuneração do capital de terceiros. A FIESP propõe que seja detalhado e justificado o procedimento para a definição da estrutura ótima de capital baseada na relação Dívida Líquida/EBITDA, bem como que sejam realizados estudos mais aprofundados para a aplicação dessa proposta da ANEEL, sugerindo, inclusive, diferenciação por tipo de atividade regulada.

<sup>27</sup> Apenas uma correção em relação ao adicional ao CDI pago pela debênture ISOL23, que é 6,85% (ANBIMA) e não 5,35% como apontado pela concessionária.



P. 51 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

205. A ABRACE solicita demonstração de que a relação proposta de fato minimiza a estrutura de capital. Por outro lado, a CPFL Energia entende ser necessária maior clareza sobre o indicador utilizado (2,5x), se é um parâmetro que pode ser atualizado anualmente ou se é um critério metodológico que será atualizado a cada revisão de metodologia. Na mesma linha, a SECAP/Fazenda/ME argumenta que a escolha de 2,5x parece carecer de fundamentação teórica que a justifica, uma vez que o critério apresentado foi, simplesmente, que esse valor se encontra em cláusulas de vencimento antecipado e propõe que a estrutura de capital regulatória seja definida com base em uma seleção de empresas consideradas eficientes e cujos dados estejam disponíveis em bases de dados amplamente utilizadas para essa finalidade.

206. A Cemig propõe que seja utilizado para composição do marcador limite de endividamento Dívida Líquida/Ebitda das empresas um limite inferior ao limite dos *covenants* proposto (2,5x), posto que grande parte das empresas praticam, em média, um limite menor.

207. Alguns agentes apresentaram proposta de número ou de limites para a relação Dívida Líquida / EBITDA: Abrace (mais próximo de 4x do que de 2,5x); Abrate (2,22x, e com limite não superior a 2,5x); Cemig (limite inferior a 2,5x); Copel (2,2x); CPFL Energia (limites entre 2,5 a 3,5x); FIESP (3,5x baseada na média das empresas observadas); Cteep (1,5x).

## ANÁLISE

208. A utilização de dados contábeis embora sejam uma alternativa possível já utilizada pela ANEEL no passado, trazem consigo algumas características que vão de encontro aos objetivos perseguidos na revisão da metodologia, como a exigência de tratamento de dados, tanto por conta das características das empresas (com patrimônio líquido negativo, dívida negativa, verticalizadas, entre outros casos) ou mesmo devido à baixa qualidade ou ausência de dados, baixo potencial de reprodutibilidade pelos agentes, relevante necessidade de fiscalização da agência uma vez que a fonte primária do dado é justamente a empresa que tem sua receita afetada pela informação prestada. Ademais em países com a inflação elevada, existe a dificuldade de representar adequadamente o valor do capital próprio pelos princípios contábeis normalmente aceitos. Diante das questões apresentadas, buscou-se a adoção de alternativas menos sujeitas à difícil operacionalização, eventuais manipulações e inconsistências.

209. De fato, cada agente, situação e idade do ativo pode ensejar uma estrutura de capital diferente. A teoria da regulação pondera que, diante de assimetria de informações é insensato construir centenas de metodologias aplicadas a casos específicos, tornando cada realidade do agente como verdade única e incomparável, tornando a regulação pelo custo a única alternativa plausível. No caso presente, a tendência é priorizar alternativas que reflitam uma realidade razoável ao longo da concessão e da vida útil do investimento remunerado. Adicionalmente, é conhecido que a gestão financeira dos agentes vai muito além de uma autorização para um investimento específico e a estratégia de captação de recursos de terceiros inclui muitas vezes financiamento centralizado em *holding*, sendo o resultado dessa centralização um aporte de “capital próprio” em uma SPE específica.



P. 52 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

210. Dessa forma, a estrutura de financiamento do projeto não necessariamente precisa envolver um *Project Finance* puro, caso em que são considerados unicamente os financiamentos da SPE. Os financiamentos adicionais corporativos podem, eventualmente, ocorrer na *holding* ou em qualquer outra empresa que faça parte do mesmo grupo econômico.

211. Quanto ao número ideal, de fato, existe uma discricionariedade, a qual está sendo tratada de maneira transparente com os agentes, consumidores e tomadores de decisão. Não obstante, ressalta-se que a proposta parece razoável, uma vez que, ao se avaliar relatórios de agências de risco, a exemplo do relatório S&P<sup>28</sup>, é obtido valor inferior em comparação àquele com a adoção de metodologias anteriormente empregadas, possivelmente cabendo algo intermediário entre a proposta originalmente apresentada e o praticado anteriormente.

212. Nesse sentido, dado que algumas contribuições contestam basicamente a escolha do número ( $\text{Dív. Líq.} / \text{EBITDA} = 2,5x$ ), verifica-se que a proposta de atrelar ao custo do capital de terceiros mensurado pela rentabilidade das debêntures não foi possível, já que muitas empresas não possuem capital aberto. Porém, observando aquelas com negociação em bolsa de valores sob uma outra ótica que não seja a relação dívida líquida/EBITDA, mas sim o percentual médio de capital de terceiros, encontra-se uma participação de 31% no valor do negócio. Essa estrutura que ocorre considerando os últimos 5 anos, equivale a uma dívida líquida/EBITDA (não regulatório) entre 2,2x a 2,5x a depender de como forem tratados os dados (por exemplo, valores negativos ou muito elevados das variáveis do indicador). A Figura 4 ilustra essa conclusão.

213. Observa-se que a média da relação Dívida Líquida sobre o valor das empresas situa-se em 2,44x, e que quando se aplica filtro das empresas cujo valor de mercado é superior a R\$ 1 bilhão, a média é de 2,58x. Portanto, conclui-se que os valores reais não diferem muito do que foi proposto na AP, sendo razoável também considerar essa metodologia alternativa para definição do valor a ser aplicado na relação Dívida Líquida / EBITDA.

214. Oportunamente, esclarece-se que a proposta é manter fixa relação Dívida/EBITDA Regulatório sendo a mesma para os diferentes segmentos, pois a estrutura de capital decorrente variará em função da alteração dos outros componentes da taxa regulatória de remuneração do capital.

215. Em relação à proposta da Cemig, parece não fazer sentido quando se observa o relatório de monitoramento econômico e financeiro das distribuidoras, disponibilizado pela SFF no sítio eletrônico da ANEEL.

<sup>28</sup> Disponível em: <https://www.spratings.com/scenario-builder-portlet/pdfs/CorporateMethodology.pdf>



P. 53 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

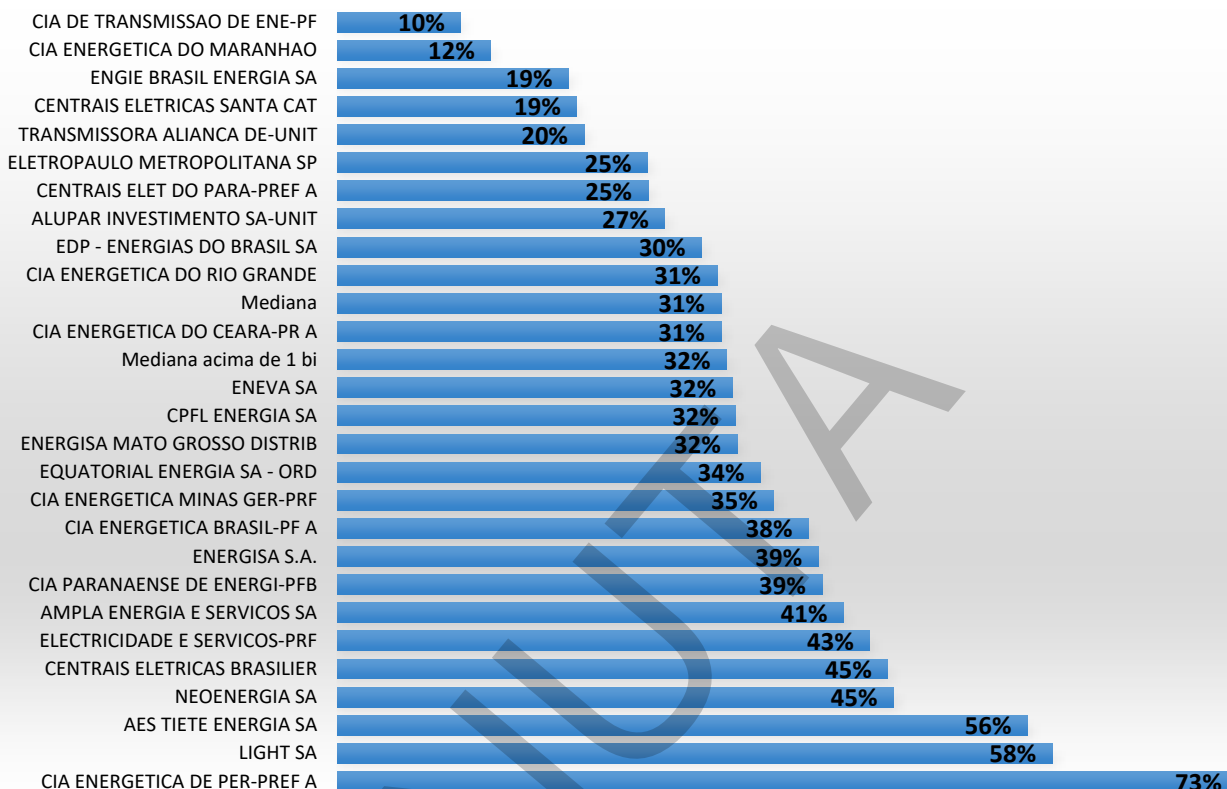


Figura 3 – Relação Dívida Líquida / (Dívida Líquida + Capitalização de Mercado)

216. Compreendendo que este é um parâmetro sobre o qual ainda restam algumas dúvidas, foi realizado exercício de comparação com alternativas, conforme exposto abaixo:

Alternativa	Vantagens e desvantagens
<b>1. Endógena 2,5x dívida líquida/EBITDA regulatório (proposta AP)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• não necessita de dados das empresas reguladas e fiscalização de tais dados (++);</li> <li>• existe uma coerência com as demais premissas do WACC, valores mais altos dos demais parâmetros tende a aumentar o WACC, mas a estrutura de capital sempre gerará uma mudança em sentido contrário as demais alterações;</li> <li>• coerente com o fundamento que um resultado operacional regulatório maior pode sustentar uma maior dívida e o inverso também (+);</li> <li>• referenciado em um indicador possivelmente mais utilizado pelo mercado de crédito para concessão de empréstimos (+);</li> <li>• resultados de alguma maneira estão ancorados, seja por relatório de agência de risco sobre diretrizes para avaliação de crédito, seja por fala de CEOs em apresentação de resultados e <i>covenants</i> de dívidas emitidas, mas existe uma região que, em tese, seria possível entre 2,5x a 3,5x (+ ou -);</li> <li>• a definição do ponto ótimo para fins regulatórios, dentro dessa região pode ser subjetiva (-);</li> <li>• se o valor for fixo, captura apenas parcialmente as modificações ocorridas no custo do capital de terceiros, apesar do efeito indireto que a fórmula repassa ao WACC final (-)</li> </ul>

P. 54 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Alternativa	Vantagens e desvantagens
<b>2. Contabilidade Regulatória (proposta estrutura de capital desde 2002 com ajuste para dívida líquida)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• necessidade de fiscalização dos dados, em função de inconsistências ou características de empresas ineficientes, verticalizadas, holdings x SPE (-);</li> <li>• essa é a metodologia que foi sempre utilizada, portanto pode se dizer que possui maior estabilidade regulatória (+);</li> </ul>
<b>3. Dados Societários (dívida) e dados mercado de ações para capital próprio (proposta estrutura de capital leilão de transmissão)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• metodologia mais utilizada em laudos de avaliação e material de formação de analistas de investimento (CNPI e CFA) (++);</li> <li>• apenas possível para amostra de empresas de capital aberto (-);</li> <li>• diferenciação de setores não é possível para amostra brasileira (-);</li> <li>• maior precisão na precificação do capital próprio, pois mesmo as regras societárias, baseadas no IFRS, só permitem ajustes para inflação quando passa de 20% e inflação moderada alta (5%) e ativos imobilizados de longo prazo levam a distorções significativas nos dados contábeis, sendo que o Market cap com base na negociação em bolsa não incorre do mesmo erro.(+)</li> <li>• para evitar erros de volatilidade do Market cap pode se usar uma janela de dados igual aos demais dados (5 ou 10 anos; um cálculo por ano)</li> </ul>
<b>4. Média do percentual de capital de terceiros utilizados nos últimos processos de definição do WACC regulatório</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior estabilidade regulatória (+)</li> <li>• repete-se os contras da opção dois e agrega-se um novo contra que é o uso de dado bem defasados. (--)</li> </ul>

217. Sendo assim, uma vez que o EBITDA Regulatório é composto pela remuneração de capital e depreciação regulatória por segmento, a estrutura de capital resultante será diferente para transmissão e distribuição.

**Proposta para a estrutura de capital regulatória:** proporção de capital de terceiros sobre o capital total resultante da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA regulatório equivalente a 2,5x.

#### b.4.2.4 Aspectos gerais da metodologia

##### b.4.2.4.1 Janelas

218. Abdib, Abrate, CEEE GT, Celesc Geração, CERME UnB, Copel, CPFL Energia, Cteep, EDP, Eletrobras, Enel e Equatorial contribuíram no sentido de ampliar a janela utilizada para a NTN-B. Alguns agentes propuseram que a janela iniciasse desde o início das emissões até os dias atuais e outros propuseram janela móvel de dez anos.

219. Quanto ao beta, a Equatorial considera pequena a janela de cinco anos, enquanto Abrate, CPFL Energia e Cteep, Equatorial sugerem janela de dez anos. Celesc Geração e Cerme UnB acreditam que seja melhor iniciar a série a partir de outubro de 2003.

220. Em relação ao Prêmio de Risco de Mercado (PRM), os agentes sugerem diferentes janelas: Celesc Geração e Eletrobras preferem que seja desde 2003; Energisa, 5 anos e CEEE GT, 10 anos.

221. Celesc Geração e Eletrobras defendem que o custo de capital de terceiros deve ser



P. 55 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

calculado com a janela mais longa possível.

222. O tratamento das janelas da metodologia como um todo foi tema defendido pela FIESP, 3G Radar, Abdib, Abrage, Abrate, CEEE GT, Cemig, Conselho de Consumidores EDP, CPFL Energia, Cteep, EDP, Enel, Equatorial, Neoenergia. Janelas de dez anos são preferidas por FIESP, 3G Radar, Abrage, Neoenergia, Conselho de Consumidores da EDP, CEEE GT, Cteep e Abdib. Considerar o período mais longo possível para as séries é a melhor alternativa segundo CPFL Energia, Cemig e EDP. Utilizar janela de no mínimo cinco anos é possível segundo a Abrate, pois entende que iria aumentar o erro padrão da amostra, onde os *outliers* teriam um impacto mais relevante na amostra, ressaltando que a padronização das janelas de estimação deve ser mantida e agrega robustez e simplicidade para a análise.

223. Por outro lado, a Abradee, Energisa, CPFL Energia e Equatorial acreditam que a adoção de janelas mais curtas deve ser condicionada à blindagem no mínimo do capital próprio, conforme a data de unitização dos ativos ou então é preferível utilizar janelas mais longas. Entendimento semelhante foi apresentado pela Enel, para a qual deve haver estabilidade de remuneração durante toda a vida útil do investimento, propondo três maneiras de garantir isso: fixando a taxa de remuneração total (ou a do capital próprio) do ciclo em que o investimento foi realizado ou alongando as séries temporais de forma a se obter resultado semelhante. Na mesma linha, a Equatorial também interpretou que é possível utilizar séries curtas se a forma de remuneração for modificada de forma a blindar a remuneração dos investimentos por toda a sua vida contábil pelo WACC vigente no ciclo tarifário no qual ele foi ativado e inserido na base de remuneração.

## ANÁLISE

224. Como já dito, a grande problemática em relação à escolha das janelas é o conflito entre atualidade e estabilidade das regras, pois janelas demasiadamente curtas podem imputar risco/retorno não vinculados exatamente ao tipo do negócio, que é intensivo em capital, com necessidade de investimentos adicionais e com longo período para recuperação do investimento. Por outro lado, séries muito longas podem trazer riscos/retornos de um outro ambiente econômico e tecnológico não mais verificado, períodos atípicos com informações que não mais se aplicam ao momento atual, mas que, de forma quase inercial, vão sendo incorporadas à taxa de remuneração atual.

225. A proposta de cinco anos foi fundamentada em três dois pontos principais: i) vincular a maioria dos parâmetros ao mesmo período de análise; ii) alinhar o tamanho da janela ao tamanho ciclo de revisões de receita ou tarifa; iii) padronizar o tamanho das janelas entre os segmentos. Ainda assim, procurou-se respeitar o tamanho tradicionalmente utilizado por reguladores e em finanças para a série de prêmio de risco de mercado, embora não haja consenso sobre o tamanho da maioria dos demais parâmetros de cálculo. O objetivo foi estabelecer uma janela que não fosse considerada demasiadamente curta ou longa e que fosse capaz de fornecer 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.

226. Entretanto, diversas contribuições solicitaram aumento das janelas para dez ou mais anos.



P. 56 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Proceder essa alteração traz o inconveniente de que nem todos os parâmetros podem ser alongados para além de cinco anos, como se verá adiante.

227. No que se refere à NTN-B (taxa livre de risco e risco país), a opção por janela de cinco anos teve o propósito de minimizar a discricionariedade na escolha, casando o tamanho da janela com a de outros parâmetros e considerando o tamanho do ciclo de revisões tarifárias. Entretanto, a própria ANEEL já utilizou diferentes tamanhos de janelas para esse parâmetro, variando entre sete e 30 anos, nas revisões ocorridas entre 2005 e 2015. Como já mencionado no Relatório de AIR nº 3/2018 disponível na CP 15/2018, outros reguladores não são unânimes na escolha das janelas para a taxa livre de risco<sup>29</sup>. Portanto, trata-se claramente de uma opção regulatória entre estabilidade e conjuntura. Acredita-se que o mais importante, em termos de definição de metodologia, é que o tamanho do período considerado seja o mesmo para todos os segmentos regulados.

228. Assim, uma vez que se trata de opção regulatória, em vista dos diversos pleitos recebidos, propõe-se que para a transição das metodologias seja adotada a janela de dez anos. Esta janela não é considerada tão longa a ponto de perpetuar no remuneração um ambiente macroeconômico demasiadamente distante e diferente dos dias atuais (exemplo que se aplica às contribuições que solicitam a janela mais longa possível), assim como não é tão curta, a ponto de agregar risco conjuntural à remuneração do capital próprio, cuja que é tipicamente mais rígido que o de terceiros. Dessa forma, a recomendação é **acatar** as contribuições nesse sentido. Por outro lado, recomenda-se **não acatar** as contribuições que sugeriram adotar a série mais longa possível, fixando o seu início e apenas adicionando novas observações à medida em que o tempo passa.

229. Em relação à ampliação das janelas do beta, é de conhecimento dos agentes as dificuldades inerentes ao processo de seleção das empresas para o seu cálculo. Relembre-se que embora seja considerado o melhor mercado de referência, as empresas do setor elétrico são, na sua maioria, verticalizadas e com outros negócios além de serviço de eletricidade. Assim, a maior dificuldade reside na separação do risco do negócio da atividade para a qual se pretende definir a remuneração de capital. A solução encontrada (assegurar que as empresas da amostra obtivessem ao menos 50% de seus ativos dedicados às atividades de distribuição e transmissão) limita consideravelmente a quantidade de empresas como forma de fornecer robustez aos resultados encontrados.

230. Sendo assim, ampliar as janelas significa que é preciso garantir que as empresas da amostra se mantenham como boa referência com base nesses critérios, ou seja, precisam permanecer com relevante parte de seus ativos dedicada ao setor elétrico por um período mais longo. Entretanto, observa-se que isso não aconteceu na prática de maneira que alongar a janela significa reduzir significativamente a amostra, o que não é considerado pertinente. Além disso, verifica-se que é prática mais comum é utilizar cinco ou dois anos<sup>30</sup>, sendo esta última janela considerada demasiadamente curta para fins regulatórios.

<sup>29</sup> Exemplos: três meses (Países Baixos); seis meses (Finlândia); um ano (Bélgica, Grécia, Itália, Noruega); 18 meses (Polônia); cinco anos (Áustria e Portugal).

<sup>30</sup> Por exemplo, cite-se a prática do Professor Damodaran: disponível em:

[http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/variable.htm](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm)



P. 57 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Dentre as motivações cite-se o fato de que as empresas em sua dinâmica de mercado podem sofrer fusões, aquisições, incorporações, e outros movimentos societários. Na mesma linha, verifica-se que a ANEEL quase sempre adotou janelas de cinco anos para o beta<sup>31</sup>. Dessa forma, recomenda-se manter a janela de cinco anos e **não acatar** as contribuições para alongamento do período.

231. Na mesma linha, entende-se que modificar o tamanho da janela e aplicar técnicas de tratamento de *outliers* não é adequado para o prêmio de risco de mercado, pois o próprio tamanho da janela é o tratamento mais puro para neutralizar eventos extremos. Em um período de 90 anos ocorreram vários fatos negativos que afetaram os mercados como por exemplo, o *crash* da bolsa de valores dos Estados Unidos (1929-1931), a segunda guerra mundial (1939-1948), a crise do petróleo e recessão (1973-1974), a bolha de das empresas de internet (2000 – 2002) e a mais recente crise bancária e financeira (2008). Entretanto, houve períodos extremamente favoráveis como a recuperação pós primeira guerra mundial (1919 a 1928) que a série utilizada pega um pequeno período; a recuperação pós segunda guerra mundial (1949 a 1959), a expansão dos anos 80 (1980 a 1989) e o *boom* das empresas de tecnologia (1990 a 1999)<sup>32</sup>. Portanto a recomendação é **não acatar** as sugestões de modificação de janelas ou tratamento de *outlier*, pois a literatura e as práticas regulatórias de países maduros fornecem a fundamentação necessária para a manutenção do período mais longo possível.

232. Em relação ao alongamento de janelas das debêntures e custo de emissão, variáveis da remuneração do capital de terceiros, entende-se que a decisão deve considerar o conjunto da metodologia. Sendo assim, para alinhar à taxa livre de risco e risco país, não se visualiza óbices para alongar o período para dez anos para as debêntures e custo de emissão, mesmo tendo em conta que a maior expansão desse mercado ocorreu nos anos mais recentes. A recomendação é **acatar** a contribuição.

233. Sendo assim, não se considera viável aplicar janela de dez anos para o prêmio de risco de mercado, para o beta e de acordo com a proposta, também para a estrutura de capital que se refere a um patamar regulatório.

234. A possibilidade de blindagem da remuneração total ou ao menos do capital próprio é interpretada como uma mudança complexa, com desdobramentos operacionais relevantes, sendo, portanto, uma discussão que demanda tratamento apartado. No entanto, entende-se que os pleitos são **parcialmente atendidos** por meio do alongamento das janelas da NTN-B e parâmetros da remuneração do capital de terceiros, o que foi apontado pelos agentes como capaz de agregar maior estabilidade à metodologia.

Descrição do cálculo do beta:

*“For US firms: Estimated by regressing weekly returns on stock against S&P 500, using 2 years and 5 years of data.*

*For all other firms: Estimated by regressing weekly returns on stock against the local index (generally the most widely followed index in that market - CAC in France, Sensex in India and Bovespa in Brazil), using 5 years of data. I use a composite of the two year regression beta and the five year regression beta, weighting the former 2/3rds and the latter 1/3rds.*

*Beta = (2/3) 2 year regression beta + (1/3) 5 year regression beta. If the five year regression beta is missing, I replace it with one. I also apply an aggregate check to ensure that the global average across all the companies is close to one.”*

<sup>31</sup> Exceto no primeiro processo de revisão de metodologia para o segmento de distribuição ocorrido em 2005, quando foi adotado o período de mar/95 a jun/02.

<sup>32</sup> Dimson, Elroy; Marsh, Paul; Staunton, Mike. Credit Suisse Global Investment Returns Yearbook. 2018.



P. 58 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

**Proposta para a janela dos parâmetros:** dez anos, exceto para o beta, prêmio de risco de mercado e estrutura de capital.

#### b.4.2.4.2 Medidas de tendência central e tratamento de *outliers*

235. A discussão sobre medida de tendência central e tratamento de *outliers* para a taxa livre de risco e risco país, representados pela NTN-B, foi trazida pelos agentes. A Energisa sugeriu utilizar a média das observações, tratada com correção de *outliers* por *box-plot*, medida também sugerida pela EDP. Por outro lado, a Cteep defende a adoção da mediana. Energisa e Cteep também defendem que essas técnicas sejam aplicadas para o prêmio de risco de mercado. Que tratamento semelhante seja dado para a amostra de debêntures foi a sugestão trazida pela Abradee, Abrage, Abrate, Cemig, Energisa, Equatorial, Neoenergia e que toda a metodologia seja passiva desse tipo de ajuste foi o que propuseram 3G Radar, Abdib, Abrage, Abrate, CEEE GT, Cemig, CPFL Energia, Cteep, EDP, Eletrosul, Enel, Neoenergia.

#### ANÁLISE

236. Embora os agentes demandem de forma recorrente a adoção de *box-plot*, uma técnica para eliminação de *outliers*, até utilizada pela ANEEL em outros processos, não apresentaram fundamentação da teoria de finanças corporativas ou exemplos consistentes de reguladores de referência que já adotem esse tipo de intervenção nas séries do modelo CAPM, como a taxa livre de risco. Por outro lado, há reguladores que utilizam mediana para essa série (ex.: República Tcheca), mas a maioria adota a média. Entretanto, mantendo o objetivo de simplificar, opta-se pela manutenção da média para a série de títulos do governo brasileiro. A sugestão é de **não acatar** e manter a proposta da AP 9/2019.

237. Em relação ao PRM, interpreta-se que tais contribuições não devem ser acatadas pois a adoção da série mais longa possível já tem o propósito de neutralizar eventuais momentos que tenham sido atípicos na economia mundial nos últimos 90 anos. Portanto, excluir parte da série vai de encontro ao que preconiza a literatura. Por outro lado, corrobora-se com os agentes de que a média é medida de tendência central mais adequada. Sugere-se **não acatar** as contribuições para a redução da janela e tratamento de dados do PRM.

238. A utilização da mediana como medida de tendência central para aferir o retorno das debêntures foi justificada como forma de evitar contaminar o resultado com eventuais comportamentos oportunistas futuros e expurgar possíveis *outliers*, pelo fato de esse ser o único parâmetro mensurado com base em um custo gerenciável e gerado pelas empresas. Entretanto, os agentes entendem que é necessário substituir a mediana por uma técnica de detecção de *outliers*, o *box-plot* e então aplicar a média, além de proporem estender esse método para todos os demais parâmetros. Nesse ponto, discorda-se de que seja necessário estender aos demais parâmetros que são essencialmente macroeconômicos ou sem nenhuma gerência por parte das empresas, como é o caso do beta e prêmio de risco de mercado americanos, bem como da taxa livre de risco e risco país representados pela NTN-B. Propõe-se, portanto, que seja aplicada a média para todos os parâmetros, mas no caso das debêntures, na oportunidade de atualização da taxa de remuneração, que seja observado o comportamento das



P. 59 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

futuras emissões para que se avalie então a necessidade de aplicação de medidas de correção da amostra. Sendo assim, recomenda-se **acatar parcialmente** as contribuições.

Parâmetro	Índice de referência	Período	Prazo (anos)	Medida
<b>Remuneração do Capital Próprio</b>				
Taxa Livre de Risco + Risco país	NTN-B	jan/09 a dez/18	10	Média
Beta		out/13 a set/18	5	Média
Prêmio de Risco de Mercado		dez/1928 a dez/18	90	Média
<b>Remuneração do Capital de Terceiros</b>				
Debêntures	Atreladas ao CDI	jan/09 a dez/18	10	Média das emissões
Taxas referenciais B3	DI x Pré e DI x IPCA	jan/09 a dez/18	10	Pontual para cada emissão
Custo de Emissão	Conforme prospectos	jan/09 a dez/18	10	Média
<b>Estrutura de Capital</b> <b>(% Capital de Terceiros)</b>	Resultante da relação Dívida Líquida / EBITDA Regulatório = 2,5x	Estático		

**Quadro 1 – Proposta para a janela e medida de tendência central dos parâmetros - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital**

Nota: o exemplo na tabela se refere ao caso de taxa definida para aplicação no ano de 2019.

**Proposta para a medida de tendência central dos parâmetros:** média, exceto para a estrutura de capital.

#### b.4.2.4.3 Demais aspectos da metodologia

239. Abrate, Celesc Geração, Cemig e Eletrobras solicitaram que fosse incluída remuneração para ativos totalmente depreciados e obrigações especiais.

240. Equatorial e Fiesp defendem que haja diferenciação entre os segmentos, sendo que a primeira indicou que isso poderia ser feito por meio de abordagem probabilística com escolha de percentil para cada atividade tendo em vistas os riscos de investimento associados.

241. A EDP trouxe discussão sobre o tratamento de impostos, solicitando que seja debatido com o setor a forma de aplicação dos impostos no modelo e que, caso sejam aplicados aos valores nominais, que se considere a inflação americana projetada.

242. Abrage e Neenergia solicitaram passo-a-passo com menção das séries utilizadas e comandos para coleta dos dados. O Conccel solicitou que fosse informado quanto o consumidor será impactado na tarifa de energia e que a ANEEL disponibilize as variáveis e evolução para que o consumidor possa acompanhar o comportamento da remuneração de capital mensalmente, o que também foi um pleito do Conselho de Consumidores da EDP.

243. O Conselho de Consumidores da CPFL solicitou melhorias na comunicação direcionada ao



P. 60 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

consumidor comum. O Conselho de Consumidores da EDP solicitou que se utilize parâmetros nacionais enquanto o Concelpa defendeu que sejam aplicadas as premissas de simplicidade, previsibilidade e flexibilidade para ajustes dentro do intervalo de confiança pré-definido, e o Concel propôs transitoriedade da metodologia

244. O Conselho de Consumidores da CPFL e o Concelpa defenderam a continuidade da metodologia anterior.

245. A Taesa entende que deveria ser aplicada a metodologia condizente com a economia brasileira e que seja equiparada ao WACC de Leilões a taxa a ser aplicada para os reforços e melhorias.

246. A Equatorial defende que a ANEEL adote a simulação de Monte Carlo para a NTN-B por serem parâmetros nacionalizados recentemente, havendo certo grau de incerteza em suas séries (cujas janelas temporais podem ser consideradas curtas/médias), assim como para as debêntures.

247. A Abrage e a Equatorial propuseram a utilização da simulação de Monte Carlo, com adoção de valor probabilístico acima do ponto médio para a metodologia como um todo

## ANÁLISE

248. Sobre a solicitação de remuneração de ativos totalmente depreciados e obrigações especiais, esclarece-se que a discussão não é pertinente ao segmento de geração, pois nesse caso não há nenhum tipo de avaliação de base de remuneração, sendo a receita anual estimada sem esse componente.

249. Em relação aos ativos totalmente depreciados, assim como mencionado pelos agentes, o tema pode ser discutido no âmbito das Consultas Públicas nº 05 e 06/2019, não fazendo parte do escopo desta AP. Como bem lembrado pelos agentes, esse tema é objeto de discussões na Agência (a Nota Técnica nº 79/2018<sup>33</sup> SRM/ANEEL), inclusive no âmbito do segmento de distribuição, e há, atualmente, decisão da Diretoria da ANEEL contrária ao reconhecimento do pleito. Não há no momento nenhuma justificativa para tratamento diferenciado às concessionárias de transmissão de energia elétrica. A recomendação, portanto, é **não acatar** a contribuição.

250. No que se refere às obrigações especiais, a recomendação é **acatar** o pleito, uma vez que o tema já está pacificado no segmento de distribuição e foi iniciado no âmbito da AP 41/2017, como relatado na Nota Técnica nº 79/2018 SRM/ANEEL. Portanto, apresenta-se seguir a proposta de metodologia para remuneração deste tipo de ativo, baseada no que já é aplicado ao segmento de distribuição, conforme Submódulo 2.1 atualmente vigente, porém com adaptação da fórmula em decorrência da alteração da metodologia, conforme equação abaixo:

<sup>33</sup> SIC nº 48580.000690/2018-00 – Processo nº 48500.000703/2017



P. 61 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

$$TRC_{OE} = \left( \frac{PRN}{(1-t)} \right) \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{exOE}} \times OES_b \quad (1)$$

onde:

*TRC<sub>OE</sub>*: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

*PRN*: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

*t*: Impostos e Contribuições sobre a Renda;

*P*: Participação do Capital Próprio no Capital Total;

*CAOM*: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

*CAA* Custo Anual dos Ativos;

*RC<sub>OE</sub>*: Remuneração do Capital antes da Remuneração das Obrigações Especiais

*OES<sub>b</sub>*: Obrigações Especiais Brutas

**Proposta de remuneração para as Obrigações Especiais:** adaptar a fórmula vigente (Submódulo 2.1 do PRORET - distribuição) de forma a se adequar aos parâmetros atuais. Aplicável aos segmentos de transmissão e distribuição.

251. Sobre a diferenciação de segmentos, entende-se que no âmbito da AP 9/2019, a discussão não era necessária, pois a premissa é de que os segmentos de geração e transmissão possuem riscos similares, de forma que a metodologia de definição da taxa regulatória de remuneração de capital não deve ser diferenciada.

252. Para a Consulta Pública (nos termos da Lei nº 13.848/2019), com a inclusão do segmento de distribuição, a proposta é diferenciá-lo dos demais, mas somente se for possível verificar diferença a partir de variáveis conhecidas. Embora os regimes regulatórios dos segmentos seja diferenciados, por não serem puros, podem existir mecanismos de mitigação de riscos ou de recompensa neles inseridos, de forma que a visão do investidor ou credor sobre esses riscos/recompensas pode estar refletida em instrumentos existentes no mercado financeiro vinculados a essas empresas.

253. Nesse sentido, quando se considera a remuneração das debêntures emitidas pelo setor elétrico, constata-se que a diferenciação é observável. Mas não foi possível observar tal diferença nos parâmetros do capital próprio (como já exaustivamente exposto). Assim, a proposta é replicar a diferença existente entre a remuneração das debêntures dos dois segmentos como uma “proxy” do risco do capital próprio aplicado na atividade de distribuição. Portanto, a recomendação é que a contribuição seja **parcialmente acatada**.

**Proposta de diferenciação do segmento de distribuição:** por meio da diferença observada na retorno das debêntures dos dois segmentos de transmissão e distribuição, a ser replicada no custo do capital próprio do segmento de distribuição.

254. Sobre a questão do tratamento de impostos apontada pela EDP, o entendimento é que a



P. 62 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

proposta da ANEEL reflete adequadamente impostos e inflação pois, o cálculo preciso demandaria a necessidade de agregar algum tipo de índice de inflação brasileira ao retorno das NTN-B (discussão seria ampla e complexa sobre qual índice utilizar), bem como discussão sobre alíquota efetiva de impostos. Extrair a alíquota efetiva de impostos a partir das demonstrações contábeis é operacionalmente complexo pois inclui a necessidade de tratar questões sobre o que foi efetivamente pago, provisões, demonstrações consolidadas, da controlada ou controladora, entre outras. Portanto, optou-se pelo cálculo de forma simplificada considerando os valores em termos reais. Sugere-se que a contribuição **não seja acatada**.

255. Em relação à solicitação da Abrage e da Neoenergia de fornecimento de informações sobre as séries utilizadas, foi incluído na planilha de cálculo e no Apêndice 5 deste Relatório, de forma de uma solicitação **foi acatada**. No que se refere à solicitação de informação sobre impacto na tarifa de energia, como explicitado **item 6.3**, o efeito da taxa regulatória de remuneração de capital não é diretamente observável, pois os investimentos dependem da remuneração bem como de outros fatores como, por exemplo, a valoração dos investimentos. Restringindo-se aos efeitos da taxa, ainda que seja difícil delimitá-los, caso a metodologia escolhida seja capaz de replicar os custos incorridos pelos concessionários eficientes, entende-se nessa situação que o custo para os consumidores é o menor possível, pois a remuneração a maior ou a menor, é convertida em expansão e qualidade do serviço. Não obstante, o **item 6.3** apresenta uma estimativa de impacto econômico em valores.

256. Entende-se que a mudança da metodologia, com mais parâmetros locais e em menor quantidade contribuiu para a melhoria da comunicação com o consumidor. Ressalta-se que mantém-se esforço permanente para melhor comunicação, tendo em vista que o assunto é naturalmente denso e complexo. Quanto a disponibilizar a evolução das variáveis utilizadas para que o consumidor possa acompanhar o comportamento da remuneração do capital mensalmente, a proposta é realizar atualizações anuais da taxa regulatória de modo que seja mais frequente a disponibilização da informação. Além disso, a maioria das séries são de fonte pública e foram disponibilizados os links para consulta, de forma a facilitar o acompanhamento pelas partes interessadas.

257. Sobre a transitoriedade solicitada pelo Conccel, esclarece-se que embora não exista previsão deste mecanismo em relação às regras, em função de várias questões ocorridas no âmbito das APs nº 16, 41 e 66, todas de 2017, houve prorrogação da vigência da metodologia atual até que seja proposta, debatida, analisada e definida a nova metodologia, cujo processo iniciou-se com a CP nº 15/2018 tendo continuidade com esta AP 9/2019.

258. Em relação à solicitação de manutenção da metodologia vigente, sem ajustes, embora haja consenso quanto às suas vantagens, a decisão de substituí-la (em parte, pois manteve-se o risco do negócio baseado no mercado americano) foi fundamentada nas dificuldades existentes na sua operacionalização e os diversos questionamentos ocorridos principalmente no âmbito na AP 66/2017. Entretanto, houve relevante esforço em preservar dentro do possível, a estabilidade regulatória, a simplicidade, a previsibilidade, a utilização de parâmetros nacionais e fontes públicas para a coleta de dados de modo a contribuir para que mais agentes possam participar do debate público acerca da definição da taxa regulatória de remuneração do capital.



P. 63 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

259. No que tange à equiparação da taxa de remuneração de capital de reforços e melhorias autorizados àquela aplicada nos leilões, como sugere a TAESA, não se considera pertinente devido às diferenças existentes entre os dois tipos de investimento, dentre as quais se pode citar, de forma não exaustiva, as seguintes:

- a. O ambiente de competição existente nos leilões não se replica nos reforços e melhorias. No primeiro caso, os agentes equilibram os riscos e retornos inerentes aos projetos, ajustando eventuais diferenças por meio dos deságios ofertados; no caso dos reforços e melhorias, um negócio regulado, eventual superestimação da taxa regulatória de remuneração não pode ser compensada por mecanismos de competição entre os agentes, resultando em oneração indevida do consumidor;
- b. Eventual subestimação da taxa de remuneração podem reduzir a atratividade de novos projetos, resultando em leilões vazios, com danos difíceis de mensurar, devidos à postergação de investimentos e a consequente indisponibilidade do serviço público. Tal situação não ocorre com os investimentos em reforços e melhorias, que decorrem de obrigação contratual do concessionário já instalado;
- c. O equilíbrio econômico financeiro dos negócios regulados acontece em termos médios ao longo da vida do contrato e em termos médios de eficiência entre os agentes, devido a inúmeras estratégias possíveis acarretando que cerca de 50% da receita dos contratos sejam considerados ineficientes. Num leilão em que existe uma média de 7 concessionários aptos por lote, necessariamente 6/7 ou 86% serão considerados ineficientes e não ganharão nenhum contrato.

260. Embora entenda-se que a técnica de simulação de Monte Carlo seja interessante para a tomada de decisões em ambiente de incertezas, entende-se que a sua adoção no cálculo do WACC traz mais complexidade ao processo, além de necessariamente demandar escolhas discricionárias pelo Regulador em função de decisões operacionais a serem tomadas em eventual implementação. Assim, por não se considerar adequado adotar tal método no caso em tela, recomendando-se **não acatar** a contribuição.

261. No caso dos recursos advindos da Reserva Global de Reversão – RGR, proposta é que a taxa de remuneração regulatória seja obtida a partir da soma do custo da RGR acrescido da taxa de administração média obtendo-se uma taxa nominal que será deflacionada pela inflação implícita obtida por meio das taxas referenciais da B3 (DI x Pré e DI x IPCA), do último dia útil do ano base, para o prazo de cinco anos (1825 dias), de acordo do a seguinte fórmula:

$$TRC_{RGR} = \left( \frac{(1 + CRGR)}{\frac{(1 + DI \text{ Pré})}{(1 + DI \text{ IPCA})}} \right) - 1$$

P. 64 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

*TRC<sub>RGR</sub>: Taxa Regulatória de Remuneração dos Recursos da Reserva Global de Reversão;*  
*CRGR: Custo RGR Nominal, formado pela soma do custo dos recursos RGR com a taxa de administração média, antes de impostos;*  
*DI Pré: Taxa referencial DI x Pré do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1825 dias);*  
*DI IPCA: Taxa referencial DI x IPCA do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1825 dias);*

**Proposta de taxa regulatória de remuneração para os recursos da RGR:** custo real verificado.

#### **b.4.2.4.4 Aspectos relativos a submódulos do PRORET**

262. Eletrosul, Enel e Cteep apontaram necessidade de ajuste nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Segundo a Eletrosul, uma vez que a minuta do PRORET apresentada como documento anexo à Audiência Pública nº 9/2019 continha alteração do Item 5 – Custos Operacionais Eficientes e Item 6.9 – Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis. Para o primeiro item, solicita que seja retornado o texto aprovado por meio da Resolução Normativa nº 816/2018, de 22/05/2018. Para o segundo item, solicita que sejam apresentadas as justificativas para alteração da metodologia do CAIMI através de audiência pública específica.

263. A Enel solicita que sejam incluídos na nova versão do submódulo 9.1 do PRORET os parágrafos 46, 47 e 48 presentes no submódulo 9.1 (versão 2.0) ainda vigente e que trazem o comando regulatório para a consideração dos custos operacionais das empresas de transmissão de pequeno porte, já que não houve alteração de sua sistemática.

264. A 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%.

#### **ANÁLISE**

265. As contribuições da Eletrosul em relação às modificações no item 5 PRORET 9.1 foram acatadas. Quanto às modificações no texto do CAIMI trata-se de erro de transcrição na fórmula identificado pela Cteep em contribuição encaminhada, referente aos submódulos 9.1 e 12.1 do PRORET. Em relação aos valores, dado que o CAIMI depende intrinsecamente do valor do WACC, a aprovação gera, a princípio, efeitos retroativos em relação à data da revisão de receitas, foram efetuados ajustes para adequar os Submódulos do Proret ao novo valor da taxa de remuneração discutido no âmbito da Audiência Pública nº 9/2019.

266. Quanto à solicitação da ENEL, não será possível no âmbito desta Audiência Pública, mas sua pertinência será avaliada quando da finalização da discussão dos custos operacionais na AP 41/2017.





P. 65 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

267. O pleito da Cteep foi acatado, embora a correta referência seja:

*“117. [...] VUa: Vida útil. Considera-se o valor definido no MCPSE, sendo 11% referente ao TUC “230.01 – Equipamento Geral – Móveis e Utensílios” e 89% referente ao TUC “215.09 – Edificação – Outras”;*

#### **b.4.2.4.5 Aspectos tributários**

268. No Brasil, os tributos sobre a renda são compostos pelo Imposto de Renda de Pessoa Jurídica – IRPJ e pela Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL. A alíquota do IRPJ é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro real, presumido ou apurado, com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$ 20.000,00 / mês<sup>34</sup>. Portanto, a depender do tamanho da empresa, a alíquota de imposto poderá variar. Já a alíquota da CSLL é de 9% para empresas não financeiras, de acordo com a Instrução Normativa nº 1591/2015 da Receita Federal do Brasil.

269. Além disso, existe a possibilidade de imunidade tributária ou não sujeição, que ocorre quando a natureza legal da concessionária exclui a necessidade de pagamento de tributos. Nesses casos, os custos com tributos sobre a renda não são reconhecidos no cálculo do custo de capital.

270. Nos casos de distribuidoras que estão localizadas em regiões onde existem incentivos fiscais às pessoas jurídicas, notadamente aqueles concedidos pela Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste (Sudene) e Superintendência de Desenvolvimento da Amazônia (Sudam)<sup>35</sup>, cujos critérios se enquadram na atividade exercida, o cálculo do custo de capital considera o percentual regulatório de 6,25% de IRPJ, independentemente da opção da concessionária por esse tipo de isenção. O Apêndice 3 demonstra uma simulação de como seria a taxa regulatória de remuneração do capital real e antes de impostos considerando as diferentes alíquotas, para os anos de 2018 e 2019, com a metodologia proposta.

#### **b.4.3 – Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 26/2018 e proposta definição da metodologia e atualização da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital**

271. A seguir é apresentada a análise das contribuições e proposta para a definição da taxa regulatória de remuneração de capital.

#### **b.4.3.1 Remuneração do Capital Próprio**

#### **b.4.2.3.1 Taxa livre de Risco e Risco País**

<sup>34</sup> Receita federal do Brasil: Imposto sobre a renda das pessoas jurídicas, disponível em: <https://idg.receita.fazenda.gov.br/aceso-rapido/tributos/IRPJ>. Consulta em 08/02/2017. Fundamento Legal: Lei nº 9.249/95 e posteriores.

<sup>35</sup> Medida provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, com redação dada pela lei nº 11.196, de 21 de novembro de 2005.



P. 66 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

1. Sobre esse tópico, foram recebidas contribuições de **Abrace, Abrage, Abrate, Taesa, CEEE GT, Celesc D, Cemig, Neoenergia, CPFL, Eletrobras, Eletrosul, Equatorial, Fiesp e Cteep**.
2. Em relação à amostra, a **Abrace** entende que a aplicação da média do retorno dos títulos do governo estadunidense seja a opção mais adequada, pois considera que os títulos brasileiros não seriam livres de risco e somente deveriam ser utilizados após classificação do Brasil por agências de risco como grau de investimento.
3. A questão da duração média da carteira de NTN-B utilizada, foi levantada pela maioria dos agentes que contribuíram nesta CP. Em geral, eles solicitam que haja ajuste da duração da carteira para se alinhar à duração do ativo em questão (ativos operacionais de transmissão, geração e distribuição).
4. **Abrate, Taesa e Cteep** sugerem que ajuste na amostragem poderia ser realizado de três formas: pela exclusão das observações mais próximas aos vencimentos de cada série; pela interpolação linear das NTN-B; ou por meio da utilização de regressão polinomial de 4º grau.
5. Com o mesmo propósito, a **Cemig** manifestou opção pelo corte dos últimos cinco anos da amostra dos retornos dos títulos, corroborada pela **CPFL**, que justifica o ajuste pela perda de liquidez dos papéis quando se aproximam de seu vencimento, e pela **Celesc D**, pois, assim, a série ficaria menos volátil. Entendimento similar ao da **Equatorial**, que sugere que não sejam computados os rendimentos de títulos próximos ao vencimento, que expressam retornos de curto prazo. Desse modo, seriam considerados apenas NTN-B's com maturidades superiores a 5 anos.
6. **Abrage, Neoenergia e CEEE GT** recomendam que a ANEEL volte à proposta anterior (da Audiência Pública – AP 9/2019) e utilize títulos com vencimentos maiores ou iguais a cinco anos, o que proporcionaria à carteira uma duração de aproximadamente 14 anos. A **Fiesp** também concorda com a proposta anterior da Agência, de utilizar os títulos com vencimento superior a cinco anos, mas entende que o mais adequado seria também limitar o uso aos títulos com vencimento inferior a 15 anos.
7. A **Eletrobras** entende que seria necessário adicionar o risco-país e o prêmio de risco do negócio e financeiro à NTN-B, por entender que a NTN-B somente incorporaria o risco soberano.
8. Em relação ao tamanho da janela a ser considerada, **Cemig e Equatorial** defenderam que fosse utilizado período mais longo, abrangendo toda a série de NTN-B disponível (desde 2003). De acordo com a **Cemig**, essa metodologia traria maior estabilidade. A **Equatorial** entende que a taxa livre de risco seria melhor representada se fosse possível capturar ciclos econômicos completos sofridos por uma economia ao longo do tempo.

## Análise

9. Em relação à contribuição da **Abrace**, esclarece-se que não se considera que a NTN-B seja



P. 67 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

um ativo livre de risco, muito embora, como já mencionado ao longo da instrução processual, segundo Damodaran<sup>36</sup> (2008), os únicos títulos que podem ser considerados como livres de risco são títulos de governo, em função de seu poder de emitir moeda e pagar, ao menos, os valores nominais. Ainda assim, considera-se que a NTN-B incorpora em sua precificação, o valor de um ativo livre de risco adicionado do risco-país e outros riscos, pelo fato de estar denominada em reais e indexada à inflação medida pelo IPCA. Todas as vantagens da adoção da NTN-B já explicitada ao longo da instrução processual parecem superar as desvantagens, de forma que não se vislumbra, nesse momento, possibilidade de retornar à metodologia anterior. Recomenda-se não acatar a contribuição.

10. A questão da maturidade e duração da taxa livre risco utilizada no cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital tem sido trazida pela ANEEL para discussão com a sociedade desde os primeiros processos de revisão de metodologia. Nos processos anteriores à revisão em tela, ocorridos a partir de 2005<sup>37</sup>, por diversas vezes foi mencionada a preocupação de manter coerência entre a *duration* dos ativos de distribuição e transmissão (de aproximadamente sete anos) com aquela do ativo livre de risco, o título do tesouro estadunidense com maturidade de 10 anos e *duration* de aproximadamente oito anos.

11. No âmbito de discussão do processo atual, que iniciou com a Consulta Pública nº 15/2018<sup>38</sup>, a abordagem teórica de fundamentação foi trazida no sentido de que a compatibilidade da maturidade média poderia neutralizar risco de reinvestimento. Importante lembrar que nos processos de definição do Custo Médio Ponderado de Capital (do inglês, *Weighted Average Cost of Capital – WACC*) dos três segmentos ocorridos entre abril de 2005 e janeiro de 2015, a ANEEL sempre utilizou como parâmetro a média do retorno dos títulos do governo estadunidense com maturidade de 10 anos.

12. A partir de 2016, nova metodologia foi proposta para o cálculo do teto da Receita Anual Permitida dos leilões de concessão de transmissão de energia elétrica, sendo que, com relação à taxa livre de risco, foi proposta a substituição do título de 10 anos dos Estados Unidos por títulos públicos brasileiros que pagam juros reais e são indexados à inflação.

13. Essa também foi a proposta colocada na Audiência Pública nº 9/2019 para os segmentos de transmissão e geração e replicada na abertura desta Consulta Pública nº 26/2019 para os três segmentos. Apesar de todos os argumentos favoráveis a essa substituição que já foram devidamente tratados nos respectivos Relatórios de AIR, alguns agentes, naquela oportunidade, argumentaram que utilizar os títulos do Tesouro Estadunidense seria adequado, entre outros motivos, pelo fato de tais títulos

<sup>36</sup> Damodaran, A. (2008): *What is the risk-free rate? A search for the basic building block*. Stern School of Business.

<sup>37</sup> Alguns exemplos de como o tema *duration* foi tratado em processos anteriores de revisão de metodologia do WACC: Segmento de Distribuição: Nota Técnica nº 122/2005 SRE/ANEEL, de 19/04/2005 (Processo nº 48500.000142/2004-23); Nota Técnica no 302/2006-SRE/ANEEL, de 19/12/2006 e Nota Técnica no 68/2007-SRE/ANEEL, de 21/03/2007 (Processo nº 48500.001208/2006-37); Nota Técnica no 297/2011-SRE/ANEEL, de 26/10/2011 (Processo nº 48500.007102/2009-99). Segmento de Transmissão: Nota Técnica no 49/2007-SRE/ANEEL, de 05/03/2007 (Processo nº 48500.001488/2006-65); Nota Técnica 395/2009-SRE/ANEEL, de 1º/12/2009 (Processo nº 48500.006551/2008-38); Nota Técnica no 196/2013-SRE/ANEEL, de 29/05/2013 (Processo nº 48500.000770/2012-90).

<sup>38</sup> Relatório de AIR nº 3/2018 – SRM/ANEEL, de 16/08/2018.

P. 68 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

apresentarem *duration* compatível com o prazo de concessão, com o horizonte de operação e com a vida útil dos ativos, de forma a se alinharem aos preceitos de liquidez e oportunidade de reinvestimento verificados junto aos investidores do setor de energia elétrica, que aportam em ativos ilíquidos e por longo período.

14. Torna-se oportuno lembrar o motivo pelo qual simplesmente não se adotou uma série de NTN-B com maturidade compatível com a da concessão: pelo fato de não haver no Brasil, uma série de maturidade constante, como há nos Estados Unidos<sup>39</sup>; e pelo fato de que o título com vencimento em dez anos ser a série com menor estoque, ou seja, menor liquidez. Portanto, inicialmente, a opção considerada mais viável foi não se limitar a uma única série de títulos, mas a uma carteira formada por papéis com vencimento superior a cinco anos, que representavam um estoque de R\$ 504 bilhões em novembro de 2018, conforme dados do Tesouro Nacional. Essa foi a proposta da AP 9/2019, que se fundamentou também no fato de que a utilização de uma carteira de títulos não é uma inovação, pois já é utilizada, por exemplo, na Alemanha. Com vistas à simplicidade do cálculo, não foram incluídas questões de convexidade, pois os benefícios face ao aumento da complexidade no cálculo não foram considerados inequívocos.

15. Na AP 9/2019, a opção por utilizar títulos com vencimentos superiores a cinco anos para compor a carteira de NTN-B foi criticada pela EDP, Enel e FIESP. As duas primeiras sugeriram utilizar todas as séries disponíveis para evitar discricionariedade na escolha; e a última, limitar o vencimento mínimo a cinco anos e o máximo, a 15 anos, para aproximar a carteira ao tempo de investimento no ativo regulatório da concessão. Em razão das contribuições e dos princípios adotados para a escolha dos parâmetros, entre eles a simplicidade, a argumentação contida no RAIR 9/2019 de abertura da CP 26/2019, foi a seguinte:

*154. Questões sobre a compatibilização de maturidade dos títulos e do ativo em avaliação foram apontadas anteriormente, neste Relatórios de AIR, bem como pelos agentes em suas contribuições. Ao analisar escolhas para a metodologia, considerando os princípios norteadores, identificou-se que haviam dificuldades para a adoção do casamento de maturidades, como por exemplo: inexistência de título do governo com maturidade constante como existe nos Estados Unidos; a limitação do estoque de títulos brasileiros e seus vencimentos, vis-à-vis o ativo em tela; a complexidade inerente ao cálculo para a seleção de carteira de títulos com duration próxima das concessões de transmissão, em função de necessários rebalanceamentos periódicos dentro da janela adotada dado que a duration é variável e adotar apenas a maturidade não é suficiente para solucionar a questão. Isso sem incluir as questões relativas à convexidade dos papéis, como sugerido por agentes na CP 15/2018.*

*155. O critério de pesos de cada papel, como sugerido pela Abrage, faria sentido para tentar aproximar a duration da carteira de títulos à do ativo regulado, porém, como já exposto, agregaria demasiada complexidade e necessidade de reequilíbrio recorrente dos pesos, dado*

<sup>39</sup> Conforme dados do *Board of Governors of the Federal Reserve System* (2019), disponível em: <https://www.federalreserve.gov/datadownload/Download.aspx?rel=H15&series=bf17364827e38702b42a58cf8eaa3f78&filetype=sheetml&label=include&layout=seriescolumn&from=01/01/2008&to=12/31/2019>



P. 69 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

*que não existe no Brasil um título com maturidade e duration constantes, o que ao final, poderia ocasionar o atingimento desse objetivo mas descartar com a intenção de manter a representatividade dos papéis mais líquidos.*

*156. A proposta de limitar a seleção a papéis com vencimento superior a cinco anos procurou aproximar, de forma simplificada, ao objetivo proposto pela FIESP, dado que a duração média do investimento nas concessões é de aproximadamente 10 anos. Contudo, entende-se que é possível aprimorar a metodologia sem adentrar nessas questões (maturidade, convexidade, duration), mantendo o objetivo de primar pela simplicidade. Nesse sentido, em relação às contribuições da Enel e EDP, a adoção de critérios que minimizem a discricionariedade é bem-vinda, e uma forma de fazê-lo é por meio de escolhas bem fundamentadas. Portanto, concorda-se com a avaliação de que utilizar todos os títulos disponíveis pode ser uma forma de reduzir a discricionariedade e agregar em simplicidade.*

16. A partir dessa contextualização, passa-se efetivamente à análise dos argumentos trazidos pelos agentes neta CP. Em primeiro lugar, a *duration* da carteira de NTN-B escolhida é equivalente a 7,49 (janela 2008-2017), 7,80 (janela 2009-2018) e 8,08 (janela 2010-2019), com tendência de aumento em função das taxas decrescentes de juros bem como da disponibilidade de títulos mais longos por parte do Tesouro Direto, a partir de 2020. De todo modo, a *duration* dos ativos em análise de distribuição, transmissão e geração varia a depender da taxa utilizada, vigente ou esperada, atualmente situando-se aproximadamente a 8 ou 9 anos, mas não alcançando 10 anos, que é a maturidade do título de referência. Esse título, possui maturidade constante e sua *duration* calculada, em 30/12/2019, era equivalente a nove anos. Adicionalmente, a *duration* de uma carteira composta apenas com títulos com vencimento acima de cinco anos ultrapassa dez anos. E a proposta da Abrate e Taesa objetiva uma *duration* de exatamente dez anos.

17. Dessa forma, entende-se que, embora não seja exata, há coerência entre a *duration* da carteira de NTN-B adotada e aquela das concessões em tela, bem como do ativo livre de risco utilizado como referência. Além disso, mantém-se o critério de simplicidade, ao não incorporar mais um elemento no cálculo. Portanto, considera-se mais apropriado não acatar as contribuições para aplicar ajustes nas séries de NTN-B's utilizadas, mantendo-se manter a proposta da abertura da CP.

18. Em relação solicitação da Eletrobras para a adição de risco-país à remuneração do capital próprio, não se vislumbra necessidade de adicionar riscos ao modelo proposto. Lembra-se que a nova metodologia adota preferencialmente parâmetros brasileiros, optando pela NTN-B. Uma das vantagens que já foram amplamente justificadas em Relatórios de AIR anteriores é a substituição de dois parâmetros nacionais por apenas um, brasileiro, que podem desempenhar a mesma função. Além disso, o risco-país considerado na metodologia anterior, era representado pela série EMBI+ Brazil, cujo *spread*, segundo o Banco Central do Brasil<sup>40</sup>, “é conhecido como risco-Brasil e corresponde à média ponderada dos prêmios pagos pelos títulos da dívida externa brasileira em relação a papéis de prazo equivalente do Tesouro dos Estados Unidos”. Portanto, entende-se que a NTN-B atende adequadamente o que se almeja representar, conforme já detalhado ao longo da instrução processual, de forma que se recomenda não acatar a

<sup>40</sup> Informações disponíveis em:

[https://www.bcb.gov.br/content/cidadaniafinanceira/Documents/publicacoes/serie\\_pmf/FAQ%2009-Risco%20Pa%C3%ADs.pdf](https://www.bcb.gov.br/content/cidadaniafinanceira/Documents/publicacoes/serie_pmf/FAQ%2009-Risco%20Pa%C3%ADs.pdf)



P. 70 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

contribuição.

19. Quanto ao tamanho da janela, mantém-se o entendimento da abertura da CP 26/2019. A janela de dez anos, que é maior que a considerada na AP 9/2019 (cinco anos), não é considerada tão longa a ponto de perpetuar na remuneração um ambiente macroeconômico demasiadamente distante e diferente dos dias atuais (exemplo que se aplica às contribuições que solicitam a janela mais longa possível). Do mesmo modo, não é tão curta, a ponto de agregar risco conjuntural à remuneração do capital próprio, que é tipicamente mais rígido que o de terceiros. Esse último ponto, a rigidez do capital próprio, teve sua análise aprofundada, como se verá adiante neste documento, no item dedicado à atualização dos parâmetros.

**Proposta para Taxa Livre de Risco + Risco-País:** retorno médio das Notas do Tesouro Nacional indexadas à inflação (IPCA).

#### b.4.3.1.2 Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro

##### Beta

20. Foram recebidas diversas contribuições quanto ao beta. Inicialmente, são apresentadas aquelas relativas à amostra das empresas selecionadas para o cálculo. Nesse sentido, **Abrate** e **Taes** entendem que a amostra deve ser composta por todas as empresas do EEI para as quais houver informação disponível sobre a composição do ativo e fazer ponderação segundo o percentual de ativos de transmissão ou distribuição dessas empresas, o que poderia melhorar a variabilidade da amostra em decorrência da variação marginal da proporção de T e D no ativo das empresas. Essa proposta é corroborada também por **Celesc D**, **CPFL Energia** e **Cteep**.

21. A **CEEE GT** concorda com a utilização média do beta das empresas estadunidenses membros do EEI com ao menos 50% dos ativos D ou T, mas entende que a amostra deveria incluir todas as empresas, mesmo as que estiveram fora em um ou mais anos durante uma janela de 10 anos.

22. Para a **Cemig**, o beta médio deveria ser ponderado pela participação de ativos de D e T de todas as empresas do EEI que tenham negociação de suas ações em, ao menos, 90% dos dias contidos no intervalo amostral.

23. Em relação ao modelo prêmio de risco, onde as séries utilizadas no cálculo do beta<sup>41</sup>

<sup>41</sup> O *Capital Asset Pricing Model* – CAPM, desenvolvido por Shape (1964), Lintner (1965) e Mossin (1964), relaciona risco e retorno de forma linear, associado a premissas consideradas fortes quando comparadas à realidade. Descreve-se, a seguir, a equação fundamental do CAPM:

$$\bar{R}_i = R_f + \beta_i(\bar{R}_M - R_f)$$

Onde:



P. 71 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

refletem a diferença entre retornos dos ativos de risco (ações e índice de mercado) e ativo livre de risco, os agentes apontaram incongruência na proposta da CP 26/2019, relativa à transformação da taxa livre de risco anual em semanal. Trouxeram contribuições nesse sentido **Abrate, Taesa, CPFL Energia, EDP, Eletrobras, Energisa, Equatorial e Cteep**.

24. A **Eletrobras** e a **GPM** solicitaram que o cálculo do beta fosse realizado em base amostral e não populacional.

25. A maior quantidade de contribuições sobre esse tópico se referiu à frequência das observações solicitando que fossem utilizadas observações diárias e não semanais.

26. Segundo a **Abradee**, a utilização de beta semanal não teria sido adequadamente motivada e as séries diárias trariam mais representatividade, resultados mais previsíveis e críveis. A **Abrage** considera que o uso de dados semanais comprometeria a qualidade da estimativa estatística pela redução do número de observações. Para **Abrate** e **Taesa**, utilizar betas diários poderia aumentar a representatividade e a confiança estatística do modelo. Tal visão é corroborada pela **Copel**. A **Celesc D** entende que dados diários deveriam ser utilizados para alinhar com a frequência das NTN-Bs, devido ao chamado “efeito calendário”, por supostamente não haver embasamento na adoção de beta semanal e a literatura não confirmar inequivocamente a escolha de dados semanais.

27. Na mesma linha, a **Cemig** argumenta que a proposta da ANEEL trouxe modificação para dados semanais, que possuiriam valor informacional menor, e não teria havido discussão aprofundada sobre o tema. A empresa entende que se trata de uma questão regulatória e que não haveria consenso teórico, citando questões como o “efeito calendário” nos dados semanais. Para a empresa, utilizar betas diários traria representatividade, robustez da estimativa e estabilidade regulatória.

28. Para a **CPFL Energia**, observação semanal não seria a prática mais comum utilizada por reguladores nacionais e o valor proposto de beta pela ANEEL estaria abaixo do esperado e não seria consistente com o beta do setor *power* calculado por Damodaran. Adicionalmente, a **CPFL** entende que não haveria lógica em reduzir a amostra dos retornos porque a amostra de empresas já seria mínima, a análise de consistência mostraria que o coeficiente de determinação ( $R^2$ ) do beta diário seria maior e a escolha do dia da semana pela ANEEL ampliaria as decisões discricionárias devido a sazonalidades. Finalmente, a **CPFL** argumenta que a única justificativa para utilizar beta semanal seria possível viés decorrente de liquidez diária de alguma ação e que a ANEEL teria sempre observado frequência diária do retorno, de modo que usar o semanal não estaria alinhado à prática mais comum da própria ANEEL.

$R_i$ : retorno esperado do ativo  $i$  (ou custo do capital próprio);

$R_f$ : retorno do ativo livre de risco;

$\beta_i$ : beta do ativo  $i$  (ou índice do risco sistemático);

$\overline{R}_M$ : retorno esperado da carteira de mercado;

$\overline{R}_M - R_f$ : prêmio de risco do mercado acionário; e

$\beta_i * (\overline{R}_M - R_f)$ : prêmio de risco do negócio e financeiro.



P. 72 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

29. A **EDP** entende que a vantagem de usar betas diários seria o maior número de observações que aumentaria a robustez dos resultados baixando erro padrão, sendo que essa prática seria desaconselhada quando houvesse problemas de liquidez, o que a empresa entende que não haveria. Para a **EDP**, utilizar dados semanais traria arbitrariedades na escolha do dia da semana.

30. A **Eletrobras** observa que não há consenso na literatura sobre o melhor intervalo a ser utilizado para o cálculo do beta, trazendo exemplos de autores e reguladores que defendem ou utilizam betas mensais, semanais, diários e intra-diários. Cita o fato de que problemas de falta de negociação das empresas não afetaria a utilização de dados diários para a amostra de empresas estadunidenses. A empresa enfatiza que na ausência de orientação teórica ou consenso empírico, a determinação da frequência de dados a ser utilizada seria uma questão regulatória, interpretando que não seria adequado que a ANEEL realizasse tal modificação sem discussão com o setor. Adicionalmente, a empresa também apresentou argumentos referentes ao efeito dia da semana, que poderia haver na estimação do beta semanal.

31. Para a **Enel**, utilizar dados diários agregaria maior robustez ao beta, pois as estimativas seriam melhores e o erro-padrão seria minimizado. A empresa afirma que as empresas da amostra não possuiriam problemas de liquidez, o que também justificaria a adoção de beta diário.

32. A **Energisa** enfatizou que o beta diário foi utilizado na taxa regulatória de remuneração de capital vigente até 31/12/2019 e que teria qualidade equivalente ao beta semanal, com a vantagem de aumentar o número de observações.

33. Segundo a **Equatorial**, utilizar beta semanal não guardaria coerência com outros parâmetros do WACC calculados em base diária e a consideração da sexta-feira poderia gerar distorção. Para a empresa, como existe o “efeito calendário”, a utilização de beta semanal seria invalidada e o diário seria mais fidedigno.

34. As contribuições de **Eletrosul**, **Furnas** e **Cteep** estão alinhadas às das demais empresas, optando pelo beta diário em função do aumento das observações e como forma de evitar o efeito dia da semana, bem como pelo incremento no grau de ajuste e redução de erro padrão.

35. A **Light** sugere utilizar dados diários pois agregaria maior número de observações, maior robustez ao resultado e coerência com a diretriz de estabilidade regulatória.

36. A **Neoenergia** defende a utilização de beta diário pois o semanal reduziria o número de observações e a qualidade da estimativa estatística, bem como evitaria o “efeito dia da semana”.

37. Ainda em relação ao beta, a **Abrate**, **Taes** e **Eletrosul** solicitam que seja utilizada a série com ajuste de dividendos também para o cálculo do beta, como foi utilizada para o cálculo do prêmio de risco de mercado. A justificativa seria o alinhamento dos dois parâmetros. Segundo **Abrate** e **Taes**, isso seria especialmente relevante para o caso de empresas do setor elétrico e infraestrutura, que historicamente pagam dividendos elevados.





P. 73 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

## Análise

38. Quanto à proposta de se considerar todas as empresas do EEI na amostra de empresas para o beta, fazendo ponderação segundo a participação de seus ativos de transmissão e distribuição em seus ativos totais, o que reduziria a variabilidade da amostra, após análise não se considerou adequado incorporar ao beta o risco de empresas com participação minoritária dos ativos em análise, como, por exemplo, os casos das empresas Black Hills Corporation (22,31%), WEC Energy Group, Inc. (22,14%) e MDU Resources Group, Inc. (10,20%). Ainda que a participação dessas empresas no beta seja menor, haverá relativa influência. Entretanto, a ideia de ponderação pareceu pertinente, pois existem empresas com alta dedicação à atividade de transmissão e distribuição, como FirstEnergy Corp. (97,70%), Edison International (82,69%) e Eversource Energy (80,45%). Assim, dar maior peso para esses casos tende a melhorar a representatividade desses segmentos no beta. Portanto, recomenda-se acatar parcialmente a contribuição.

39. Em relação à contribuição da CEEE GT para incluir empresas que estiveram fora em um ou mais anos em uma janela de dez anos, foi realizado o teste, mas não se identificou nenhum caso alegado. Normalmente, as empresas entram ou saem da amostra de forma permanente, e as que voltam não o fazem em um prazo igual ou menor a dois anos. Dessa forma, recomenda-se não acatar a contribuição.

40. O critério de liquidez solicitado pela Cemig não deve ser aproveitado, pois entende-se que, escolher o mercado estadunidense já minimiza problemas clássicos do mercado brasileiro, tais como concentração, pouca liquidez da amostra de empresas, poucas empresas componentes do principal índice, entre outros fatores. Escolher o índice mais representativo do mercado estadunidense e as empresas membros do *Edison Electric Institute* com, ao menos, 50% dos ativos dedicados à transmissão ou distribuição já produz filtros suficientes para a amostra, que não é tão extensa.

41. Em relação ao modelo prêmio de risco, concorda-se com o apontamento realizado pelos agentes sobre o cálculo semanal do ativo livre de risco. Contudo, como o modelo bruto retorna os mesmos valores do modelo excesso de risco, a fim de preservar o princípio da simplicidade e da estabilidade, analisa-se que é mais vantajoso retornar à forma de cálculo adotada pela ANEEL e já conhecida pelos agentes, que é o modelo bruto<sup>42</sup>.

42. Recomenda-se acatar a contribuição de Eletrobras e GPM sobre cálculo amostral do beta e a contribuição de Abrate, Taesa e Eletrosul sobre utilizar a série com ajuste de dividendos, por significarem refinamento do cálculo que não agrega complexidade, além de manter coerência com a série adotada para o prêmio de risco de mercado.

43. Passa-se à análise das contribuições que solicitaram a substituição do beta semanal pelo diário. Apenas para fins de elucidação, no segmento de transmissão sempre foi adotado pela ANEEL o beta semanal em todas as revisões de metodologia. Para o segmento de distribuição, o beta semanal foi

<sup>42</sup> Vide formulação: 
$$\beta_{\alpha} = \frac{cov(Retorno_{ativo}, Retorno_{mercado})}{\sigma_{Retorno do Mercado}^2}$$



## P. 74 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

utilizado na maioria das revisões, sendo que apenas na última optou-se pelo diário. Assim, ao propor o beta semanal na abertura desta Consulta Pública, apenas se retornou à metodologia mais frequentemente utilizada pela própria ANEEL. Sobre realizar alterações sem haver discussão, o argumento não procede, pois o momento da discussão com a sociedade é justamente no âmbito da Consulta Pública, sendo a proposta plausível de alterações que se julgarem pertinentes a partir das contribuições dos agentes ou do melhor entendimento do regulador.

Data	Seg.	Revisão	Empresas da amostra (EUA)	Quant.	Janela	Frequência	EUA Desalav.	EC Brasil	Brasil Alav.
abr-05	D	1ª RTP	predominantemente D	15	mar/95 a jun/02	semanal	0,159	50,00%	0,264
mai-07	T	1ª RTP	TD >= 50% do ativo total.	20	jul/01 a jun/06	semanal	0,296	50,40%	0,495
mar-07	D	2ª RTP	TD >= 50% do ativo total.	20	jul/01 a jun/06	semanal	0,296	57,16%	0,554
dez-08	T	2ª RTP	(NERC*) TD >= 50% do ativo total.	13	5 anos	semanal	0,291	63,55%	0,627
out-11	D	3ª RTP	(EEI**), TD >= 50% do ativo total.	29	5 anos	semanal	0,410	55,00%	0,740
mai-13	T	3ª RTP	(EEI**), TD >= 50% do ativo total.	15	5 anos	semanal	0,440	60,00%	0,880
mar-14	G	1ª RTP	(EEI**), TD >= 50% do ativo total.	15	250 semanas	semanal	0,440	50,00%	0,730
<b>jan-15</b>	<b>D</b>	<b>4ª RTP</b>	<b>(EEI**) liquidez</b>	<b>27</b>	<b>5 anos</b>	<b>diária</b>	<b>0,430</b>	<b>48,76%</b>	<b>0,700</b>

**Tabela 2 – Metodologia quanto ao beta adotada nas revisões para cada segmento.**

Nota: \*NERC:North American Electric Reliability Corporation; \*\* EEI: Edison Electric Institute

44. A partir de pesquisa na literatura<sup>43</sup>, identificou-se que existe conflito de escolha entre maior e menor frequência do beta, cujo debate está associado à janela maior ou menor a depender do caso. Ao contrário do que aparenta, a questão está entre escolher entre beta mensal, semanal e diário e não somente entre beta semanal e diário. Considerando as opções, o semanal seria aquele que minimizaria os problemas e até as qualidades apresentadas pelas duas opções extremas – o mensal e o diário.

45. Em relação ao beta diário, pode-se citar que possui os seguintes pontos favoráveis:

- permite mais observações (tudo o mais constante, pois ao usar o beta diário, recomenda-se encurtar janelas e portanto, reduzir observações);

<sup>43</sup> Fontes: WRIGHT, Stephen; MASON, Robin; MILES, David. *A Study into Certain Aspects of the Cost of Capital for Regulated Utilities in the UK*. Smithers & Company Limited, 2003; HENRY, Ólan T.; STREET, Chatham. *Estimating  $\beta$ : An update*. University of Liverpool Management School Chatham Street Liverpool 2014; VILLADSEN, Bente et al. *Risk and return for regulated industries*. Academic Press, 2017; ALEXANDER, Ian; MAYER, Colin; WEEDS, Helen. *Regulatory structure and risk and infrastructure firms*. World Bank, 1996.

P. 75 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

- menor erro-padrão (se houver mais observações);
- não é necessário decidir sobre qual dia da semana utilizar, não sofre do “efeito calendário”;
- pode ser mais eficiente se problemas de heteroscedasticidade e autocorrelação forem corrigidos com defasagem e erros robustos introduzidos na regressão;
- reduz o efeito de mudanças estruturais ao fornecer mais informações que o beta semanal e mensal (com janelas de tamanho similar);
- pode ser útil em indústrias que estão em constante mudança tecnológica e onde o risco sistemático de negócio muda rapidamente (nesses casos, melhor janela curta pois o uso da janela de cinco anos pode considerar períodos que não são mais relevantes para o futuro); e
- pode ser indicado para empresas que mudaram significativamente o patamar de endividamento nos períodos recentes.

46. Por outro lado, são questões desfavoráveis para a utilização do beta diário:

- a literatura recomenda usar janelas curtas, de um ou dois anos;
- janelas curtas são evitadas pela maioria dos reguladores para fins regulatórios;
- janelas curtas, introduzem considerável volatilidade, sendo irregulares;
- para ações defensivas, em um horizonte de investimento muito curto, o beta poderia estar sobrestimado;
- não deve ser usado para empresas com pouca liquidez (em contraposição, ações muito líquidas respondem rapidamente a novas informações do mercado e por sua vez, o mercado demora para atualizar as notícias refletidas instantaneamente no preço das ações e isso pode introduzir viés de superestimação no beta); e
- pode incorrer em autocorrelação e heteroscedasticidade, demandando ajustes estatísticos, tais como defasagem (discricionariedade ao ter que definir quantas) e erros robustos, bem como testes de robustez (o que aumenta a complexidade), ou usar semanal ou mensal para mitigar esses problemas.

47. Em outras palavras, os resultados do beta diário podem ser mais vulneráveis a erros de medição do que betas semanais e a suposta vantagem da precisão precisa ser significativa para superar as desvantagens.

48. Quanto ao outro extremo, o beta mensal possui como pontos favoráveis o fato de estar menos suscetível a problemas de autocorrelação serial e heteroscedasticidade e ser uma opção para a correção do problema de superestimação do beta diário. O beta mensal necessita ser utilizado com janela longa, as quais são menos voláteis.

49. Entretanto, o beta mensal também possui desvantagens, entre as quais pode-se citar:

- os betas podem ser sensíveis em relação ao dia escolhido para coletar os retornos;



P. 76 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

- normalmente fornecem menos observações que os betas semanal e diário;
- como necessita de janela longa, pode não revelar a ocorrência de mudança estrutural, tais como reformas, alterações no grau de concorrência ou de tecnologia do setor, entre outros fatores, visto que muitas relações econômicas mudam ao longo de um período de 10 anos. Em outras palavras, o beta poderia não demonstrar o risco do ativo hoje.
- quando se utiliza uma janela longa, aumenta a possibilidade de ocorrer problemas com a amostra de empresas, visto que muitas empresas deixam de ter dados em um período de 10 anos. Segundo a literatura, valores mobiliários negociados com baixa frequência podem estar subestimados; e
- a precisão da estimativa é reduzida com menos observações. No caso de ações defensivas, em um horizonte de investimento muito longo, o beta estaria subestimado.

50. Em relação ao beta semanal, pode-se dizer que possui as mesmas vantagens e desvantagens das duas outras opções, o mensal e o diário, mas em menor grau. Isso significa que ele reduz os problemas enfrentados, mas também reduz o grau de alcance de pontos positivos. A seu favor, há o fato de ser o mais comumente utilizado, inclusive por Damodaran<sup>44</sup>, autor frequentemente citado pelos agentes. Além disso, o beta semanal foi aquele mais utilizado pela ANEEL em suas metodologias de cálculo de revisão tarifária e de receita anual permitida, condizente com o preceito de estabilidade.

51. A questão do “efeito calendário” citada pelos agentes não chega a ser um problema intransponível, pois existem inúmeros outros efeitos já identificados na literatura em relação ao CAPM. Além dos efeitos sazonais ou de calendário, existem anomalias comportamentais, técnicas e fundamentais que afetam ou são desconsideradas pelo CAPM. Em relação aos efeitos sazonais, pode-se citar o efeito da segunda-feira, do feriado, último dia do mês, do mês de janeiro. Ainda existem outros, tais como: efeito tarde e efeito mudança de ano. Entende-se que o “efeito calendário” não inviabiliza a utilização do beta semanal, sendo mais importante a sinalização pelo regulador de qual o dia irá utilizar, para que seja favorecida a previsibilidade e a reprodutibilidade aos interessados. Pelo exposto, recomenda-se manter o beta calculado por meio de frequência de dados semanal.

### **Prêmio de Risco de Mercado - PRM**

52. De acordo com **Abrate** e **Taesa**, a utilização de PRM em termos reais agregaria complexidade em decorrência da necessidade de utilização de mais uma série no cálculo, a inflação, bem como ocasionaria descasamento com a metodologia do beta. Portanto a associação propõe que se utilize o PRM em termos nominais corroborando com a literatura internacional. A solicitação de manter o PRM nominal foi feita também por **CEEE GT**, **Cemig**, **Energisa** e **Light**. De acordo com a **Cemig**, o procedimento adotado não é usual e não reflete o fato de o PRM pretende representar um *spread*. Para a **Energisa**, não deflacionar o PRM atende ao princípio da estabilidade regulatória e simplicidade e confere maior coerência à apuração do custo de capital próprio. A **Light** afirma que a forma correta de calcular o PRM é

<sup>44</sup> [http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/variable.htm](http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm)



P. 77 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

por meio de taxas nominais e não reais.

53. Adicionalmente, a **Energisa** informou que as bases de dados utilizadas pela ANEEL para o cálculo da taxa regulatória de remuneração de capital foram checadas e extraídas das fontes indicadas pela Agência na CP 26/2019. Dessa forma, identificou que os dados para cálculo do índice de mercado – retorno do índice S&P 500 estão um pouco diferentes a partir de 31/10/1996 e que, corrigindo pelos dados disponibilizados na Bloomberg, haveria alteração do PRM real 2018 de 6,303% para 6,304%, sem afetar o resultado do WACC.

### **Análise**

54. A transformação do cálculo do PRM de nominal para real foi decorrente da aceitação das contribuições do Cerme UnB, EDP e FIESP, além da SECAP/Fazenda/ME na AP 9/2019, que fizeram considerações sobre a necessidade de incluir a inflação estadunidense. Identificou-se oportunidade de discussão do tema nesta Consulta Pública ao acatar tais contribuições. De fato, concorda-se com o ponto de vista trazido pela ABRATE/TAESA, CEEE GT, Cemig, Energisa e Light, de que se trata de modelo prêmio de risco e que o desconto da inflação nas duas séries não deveria trazer grandes alterações, senão nenhuma, no resultado. Além disso, a inclusão de uma nova série estadunidense, de fato incrementa a complexidade. Pelo exposto, entende-se razoável retornar ao modelo anterior e manter o cálculo do PRM em termos nominais preservando os princípios da simplicidade e estabilidade regulatória ao acatar as contribuições nesse sentido.

55. Quanto à divergência apontada pela Energisa, não foi identificada incorreção, e a extração de dados foi mantida como estava na abertura da CP 26/2019.

### **Prêmio de Risco Da Distribuição**

56. Em relação a esse tópico, foram recebidas contribuições da **Abradee, Cemig, Copel, CPFL Energia, EDP, Enel, Energisa, Equatorial, Fiesp, Light e Neoenergia**.

57. A **Fiesp** não concorda com a proposta da CP 26/2019, preferindo que a distinção entre os segmentos seja obtida por meio dos betas específicos, separando as empresas estadunidenses de distribuição e transmissão. Para a **Fiesp**, uma vez que a metodologia do capital de terceiros seja baseada em debêntures, não haveria como avaliar se o mercado brasileiro seria maduro o suficiente para se utilizar a expectativa de um investidor privado, interessado, basicamente, no rendimento do título, de refletir a diferença de riscos de negócio entre os segmentos de transmissão e distribuição. Com isso, seria o mercado de ações que determinaria o risco do capital próprio, não as operações com debêntures.

58. A **EDP** apresentou metodologia baseada em índice quantitativo denominado Índice de Risco Relativo (IRR), o qual seria obtido pela razão entre volatilidades (estadunidense e brasileira) capturadas por meio de índices de desempenho econômico-financeiro extraídos de dados contábeis das empresas do setor elétrico de ambos os países. Esse IRR multiplicaria os betas, existindo um para cada segmento.



P. 78 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

59. Proposta similar foi apresentada pela **Enel**, também baseada em capturar volatilidade de indicadores econômico-financeiros extraídos de dados contábeis entre empresas estadunidenses e brasileiras, para, ao final, diferenciar o mercado estadunidense do brasileiro e os riscos entre os segmentos de distribuição e de geração/transmissão. A empresa cita duas outras metodologias e forma comparativa: por meio do beta de empresas que possuem ADR (*American Depositary Receipt*) na bolsa estadunidense ou por meio da comparação da relação entre os prêmios de risco do capital próprio e do capital de terceiros.

60. **Cemig, Copel, CPFL Energia, Energisa, Light e Neoenergia** defenderam a aplicação de um fator de multiplicação sobre o valor proposto na CP 26/2019.

61. A **Cemig** recomenda que a participação do capital próprio da distribuição fosse incorporada no cálculo do parâmetro, pois, como ela afetaria o beta, deveria também afetar o prêmio de risco da distribuição.

62. A **Neoenergia** argumenta que, como os acionistas carregariam o risco do negócio, motivo pelo qual o custo do capital próprio seria superior ao de terceiros, ao introduzir no custo do capital próprio componente com origem em informações de dívidas, a ANEEL subestimaria o prêmio de risco específico da distribuição. Dessa forma, a empresa propõe um fator de multiplicação do prêmio de risco da distribuição decorrente da proporção da participação do capital próprio sobre a de terceiros do segmento de transmissão. A proposta é corroborada pela **Light**.

63. A proposta da **CPFL Energia**, embora tenha a mesma premissa, diferencia-se por incluir não a diferença da proporção de capital próprio e de terceiros, mas a relação entre as remunerações de capital próprio e de terceiros.

64. Embora não seja a sua proposta principal, a **Enel** apresentou alternativa de diferenciação de segmentos por meio da comparação entre prêmio de risco de capital próprio e de terceiros, porém já alterando diversos parâmetros necessários ao cálculo, conforme justificativas que constam em sua contribuição (beta diário, janela de oito anos, modificação no cálculo do retorno das debêntures, entre outros).

65. A proposta da **Energisa** consiste em aplicar a razão entre os custos de capital de terceiros de distribuição e de transmissão sobre o custo de capital próprio da transmissão.

66. A **Copel** concorda com o multiplicador advindo da proporção entre capital próprio e dívida e enfatiza a necessidade de especificação da metodologia de cálculo do prêmio de risco da distribuição Submódulo 2.4 do Proret.

67. A **Abradee** entende que a proposta da CP 26/2019 tenderia a subestimar o risco, pois internalizaria somente a percepção de risco do financiador, menor do que a do operador. A associação entende que, mesmo que haja retificação na fórmula, ela não alcançaria, no mérito, as dimensões de risco



P. 79 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

percebidas pelo operador. A **Abradee** manifestou ainda preocupação em relação ao curto período de apuração dos parâmetros, o que poderia ocasionar situações de variação e até inversão do prêmio de risco. Dessa forma, a associação apresentou a proposta denominada “prêmio do regime de regulação”, decorrente da diferença de betas de empresas do regime *price cap* (preço-teto) contra as demais (*cost plus + revenue cap*<sup>45</sup>), com uma amostra representada por dez países.

68. Para a **Equatorial**, a proposta da CP 26/2019 não seria a *proxy* mais adequada para diferenciar os riscos dos segmentos. Nesse sentido, a empresa propõe o prêmio seja encontrado por meio das variações do mercado consumidor que diferencia o regime *price cap* do *revenue cap*. Mais detalhadamente, a **Equatorial** sugere a utilização da metodologia *Value at Risk* (VaR) da variação do mercado ponderado pela receita das 52 distribuidoras como o Prêmio de Risco do setor de distribuição.

### Análise

69. Concorde-se com a Fiesp que o mercado de ações determina o risco do capital próprio, mas ação proposta não é possível de ser executada, pois não há como separar as empresas de transmissão e distribuição estadunidenses. Com dados do ano de 2018, a Tabela 3 demonstra que as empresas da amostra não são exclusivamente transmissoras ou distribuidoras, mas possuem as duas atividades, além de outras, tais como geração, gás e água. Observa-se grau de verticalização em tal mercado.

Empresa	Ticker	Transmissão	Distribuição	Transmissão e Distribuição	Ativo Total	% ativos TD
FirstEnergy Corp.	FE	11.041	27.520		39.469	97,70%
Edison International	EIX	13.800	25.026		46.952	82,69%
Eversource Energy	ES	10.154	15.071		31.354	80,45%
Consolidated Edison, Inc.	ED	3.333	19.750		35.602	64,84%
PPL Corporation	PPL		16.700	11.257	43.396	64,42%
American Electric Power Company, Inc.	AEP	21.531	21.195		68.691	62,20%
CenterPoint Energy, Inc.	CNP			12.148	20.267	59,94%
OGE Energy Corp.	OGE	2.847	4.229		12.371	57,20%
PG&E Corporation	PCG	13.177	32.926		80.706	57,12%
Exelon Corporation	EXC			53.090	96.232	55,17%
NorthWestern Corporation	NWE			3.341.001	6.176.028	54,10%
NextEra Energy, Inc.	NEE			53.484	103.702	51,57%
Entergy Corporation	ETR	6.592	8.343		29.085	51,35%
Ameren Corporation	AEE	5.309	11.959		34.002	50,79%

**Tabela 3 - Ativo Imobilizado em serviço - Em milhões de dólares - 2018**

Fonte: elaboração própria a partir de dados das demonstrações financeiras disponibilizadas na US *Securities and Exchange Commission* – SEC.

<sup>45</sup> Receita-teto.

P. 80 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

70. As propostas da Enel e da EDP utilizam dados contábeis para calcular indicadores das empresas (EBIT<sup>46</sup> sobre Ativo Total; EBIT sobre vendas e vendas sobre ativo total) estadunidenses e brasileiras para fazer diferenciação do beta entre os dois países. As metodologias adicionam complexidade ao cálculo e, para justificá-la, seria necessária ampla discussão com a sociedade sobre todas as premissas utilizadas, inclusive sobre os indicadores e seus tratamentos para cada caso. Nesse sentido, a utilização dos dados contábeis, por si, só já seria motivo de discussão sobre vários aspectos, tais como: tratamento de *outliers*, seleção de amostra, ajustes de dados incorretos, tratamento do efeito de eventos como a prorrogação de concessões de transmissão, entre outros aspectos. Dessa forma, prezando pela simplicidade, a recomendação é não acatar tais contribuições.

71. Primeiramente, o prêmio de risco de distribuição proposto busca diferenciar o risco do capital próprio do negócio de distribuição daquele de transmissão, pois a simples diferenciação de capital próprio e de terceiros já está contemplada na metodologia. O delta debêntures seria a replicação no capital próprio, da diferença verificada no capital de terceiros. Sendo assim, sobre o fator de multiplicação sugerido por Cemig, Copel, CPFL Energia, Energisa, Light e Neoenergia, entende-se que tais contribuições careceram de fundamentação teórica. Ainda que tenham proposto fatores de multiplicação calculados de modo diferenciado, os agentes apenas contribuíram sobre como fazer, mas não comprovaram qual é o tamanho e se existe, efetivamente, diferença adicional no capital próprio excedente ao delta debêntures. Ademais, o racional da teoria da estrutura de capital não permite a sua utilização, pois, pela teoria, o capital próprio é tão mais arriscado quanto maior for o endividamento proporcional, e não o contrário. Além disso, caso ocorra inversão do prêmio de risco, tal fator apenas potencializa o efeito, não resolvendo a questão.

72. Entende-se, igualmente, que carece de fundamentação a afirmação da Abradee de que o delta debêntures subestima o risco do capital próprio, pois o risco do financiador é adicionado ao do acionista. Não foi apresentada evidência observável da ocorrência de tal efeito no valor final das duas fontes de capital consideradas. A preocupação sobre o curto prazo de apuração dos parâmetros pode ser mitigada pelo crescimento do mercado de crédito corporativo verificado no país especialmente nos últimos cinco anos. Sobre a proposta de “prêmio do regime de regulação”, entende-se que agrega complexidade ao envolver diversos países, na medida em que haveria necessidade de avaliar especificidades relativas a ambiente macroeconômico e institucional, nível de impostos, peculiaridade da amostra de empresa, bem como haveria dificuldade de constatar o grau de “pureza” do regime de regulação por *price cap* ou *revenue cap*, em vista das possibilidades de incentivos ou mecanismos de proteção que podem existir nos diversos contratos de operação do serviço. Recomenda-se não acatar as contribuições.

73. Em relação à proposta de VaR da variação do mercado do consumidor trazida pela Equatorial, entende-se que não se pode concentrar a diferença de todos os riscos inerentes à operação e aos contratos de concessão de transmissão e distribuição de energia apenas na variação do mercado consumidor da distribuição. Como visto da Consulta Pública nº 3/2019, o segmento de distribuição possui diversos riscos inerentes, sendo o de mercado apenas um deles. Por exemplo, em relação à qualidade, o

<sup>46</sup> *Earnings Before Income and Taxes*. No Brasil, também utilizada a sigla LAJIR (lucro antes de juros e tributos).



P. 81 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

risco do segmento de transmissão referente à Parcela Variável, conforme Resolução Normativa nº 729/2016 é maior do que o risco da distribuição. Dessa forma, ainda que não seja perfeito, entende-se que a diferença observável relativa às debêntures dos dois segmentos tende a reunir mais riscos inerentes ao negócio do que a proposta apresentada.

74. Nesse sentido, a proposta de mensurar a diferenciação pelas debêntures é tentativa de identificar prêmio de risco decorrente da atividade a partir de dados observáveis, tendo o papel de *proxy* do dado real, que não é observável. Em função da ausência de propostas que consigam conciliar mais fidedignamente o que se quer representar, preservando a simplicidade, recomenda-se que se mantenha o prêmio de risco de distribuição como proposto na abertura da CP nº 26/2019, mensurado por meio da diferença entre a rentabilidade das debêntures dos segmentos de distribuição e transmissão.

75. Recomenda-se acatar a contribuição da Copel relativa ao PRORET, de modo a melhor especificar o normativo.

#### **Proposta para o prêmio de risco do negócio e financeiro**

**Beta:** média ponderada do beta das empresas estadunidenses membros do *Edison Electric Institute* – EEI com, ao menos, 50% dos ativos em transmissão ou distribuição, com frequência semanal dos retornos.

**Prêmio de risco de mercado:** média da diferença entre o retorno do índice S&P 500 e os títulos do Tesouro estadunidense de dez anos, em termos nominais.

**Diferenciação de segmentos:** por meio da diferença verificada na remuneração do capital de terceiros entre o segmento de distribuição e de transmissão, a ser replicada no custo do capital próprio da distribuição.

#### **b.4.3.2 Remuneração do Capital de Terceiros**

##### **Debêntures**

76. A **CEEE GT** propôs que fosse adotada a média das referências das dívidas com reforços e melhorias (representada por bancos nacionais públicos e privados e debêntures com valores inferiores a R\$ 400 milhões), utilizando dados do Relatório de Informações Trimestrais – RIT. A empresa justifica que as debêntures atreladas ao CDI seriam parcela muito pequena de toda a cesta de custos com capital de terceiros que não retrataria a realidade das empresas.

77. **Abrate, Taesa, Fiesp e Cteep** solicitam que a amostra de debêntures seja ampliada para incluir aquelas atreladas ao IPCA. Segundo **Abrate, Taesa e Cteep**, incluir debêntures IPCA não incentivadas aumentaria a amostra em 10 debêntures, reduziria suposta discricionariedade e agregaria robustez com a retratação mais fiel da realidade das concessionárias.



P. 82 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

78. A **Fiesp** considera prematura a utilização de debêntures pela ANEEL em virtude de sua baixa representatividade no estoque de dívida das empresas, defendendo a inclusão das debêntures incentivadas com tratamento matemático para a retirada de benefício tributário. Além disso, defende a utilização de média ponderada entre o custo de captação via debêntures e via bancos, aplicando como *proxy*, a Taxa de Longo Prazo – TLP que é a remuneração do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES. Adicionalmente, a **Fiesp** concorda com a utilização das taxas referenciais de estrutura a termo para a conversão em taxas nominais e reais, conforme a data da emissão de cada debênture.

79. Em relação à medida de tendência central a ser utilizada, alguns agentes optam pela média da média anual (**Abrate, Taesa, Cemig, Eletrosul, Furnas e Cteep**) e outros, pela média da média por empresa (**Abradee, CPFL Energia, Enel, Energisa, Equatorial e Light**). O argumento mais utilizado pelo primeiro grupo é o de que não utilizar a média da média anual faz com que se perca a especificidade temporal do momento da emissão e anos com mais emissões possuirão maior representatividade. Assim, fazer a média da média anual daria pesos equivalentes para cada ano.

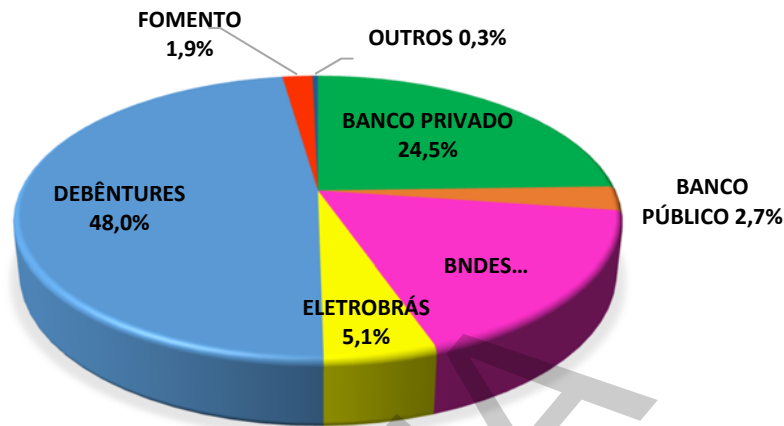
80. Para o segundo grupo, fazer média da média por empresa evitaria que o resultado tivesse viés ocasionado por empresas que possuem maior acesso ao mercado de debêntures e equilibraria o peso da qualificação de risco de todos os agentes. Esse tratamento, de acordo com as contribuições, estaria aderente com a forma que a ANEEL calcula outros itens que compõem a Parcela B das distribuidoras. Além disso, a proposta de média anual é criticada por, por essa ótica, favorecer a concentração de uma empresa na média geral do custo de captação do segmento.

## Análise

81. Em relação à inclusão de outras formas de financiamento, além das debêntures ou sua substituição, já foi demonstrado que, além da complexidade de ajustar os indexadores, a variação dos juros de empréstimos de bancos e fundos públicos, existe dificuldade de obtenção, padronização e ajuste dos dados disponibilizados pelas empresas. Entretanto, verificou-se aumento na participação das debentures no financiamento das empresas em relação à última análise realizada em junho de 2018, conforme gráfico a seguir:



P. 83 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.



**Figura 4: Captação por fonte - 2015 a 2019**

Fonte: elaboração própria a partir de dados contidos no Relatório de Informações Trimestrais - RIT, do terceiro trimestre/2019

82. Conforme demonstrado, a emissão de debêntures representa quase 50% dos totais de captações o que a torna o principal mecanismo de financiamento das empresas, superando empréstimos nacionais, internacionais, BNDES, fundos constitucionais e bancos de fomento.

83. No intuito de aumentar a robustez da amostra das debêntures, recomenda-se acatar as propostas da Abrate, Taesa, Fiesp e Cteep sobre incluir as debêntures IPCA não incentivadas. Já contribuição da FIESP sobre a inclusão das debêntures incentivadas com o devido tratamento agregaria complexidade ao cálculo sem ganho significativo, além de atrelar o risco de implementação desses projetos ao cálculo.

84. As contribuições sobre usar medidas de tendência central (média por ano ou por empresa), além ocasionar distorções, conforme descrito a seguir, acarretariam redução significativa das observações da amostragem:

Setor	Por Emissão	Por Empresa	Redução da amostra %	Por Ano	Redução da amostra %
T	140	53	62%	12	91%
D	237	33	86%	16	93%

**Tabela 4 – Quantidade de Debêntures (2003-2019)**

85. No caso de fazer a média por empresa, além da redução da amostragem, a medida daria o mesmo peso para empresas que já emitiram mais de dez debêntures (como Eletropaulo, Energisa e RGE) e para aquelas que usaram o recurso apenas uma vez (como Ceron e Grupo Rede), além de tornar a medida mais volátil.

86. O argumento levantado sobre a dificuldade de acesso ao mercado de debêntures não encontra respaldo, conforme dados da Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de



P. 84 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Capitais – ANBIMA, que registra mais de 3.700 debêntures emitidas desde 2003. A lista inclui empresas limitadas, de capital aberto e fechado, de vários portes e em recuperação judicial.

87. A sugestão de fazer a média por ano acarretaria atribuir o mesmo peso a anos onde apenas se teve, por exemplo, uma debênture emitida (transmissão, em 2009) com anos onde existiram mais de 20 emissões (como no ano de 2019). Além disso, a quantidade reduzida de emissão tornaria o índice suscetível a períodos com restrição de captação no mercado, como foi em 2009, no auge da crise dos *subprimes*.

88. Portanto, recomenda-se que seja adotada a média simples e, assim como mencionado na abertura da CP, que no caso das debêntures, na oportunidade de atualização da taxa de remuneração, que seja observado o comportamento das futuras emissões para que se avalie então a necessidade de aplicação de medidas de correção da amostra.

89. Por fim, Abrate, Taesa e Cteep solicitaram a inclusão de debêntures IPCA no cálculo, cuja recomendação foi a de acatar a proposta, no intuito de ampliar as observações. Não faria sentido, após isso, recomendar acatar proposta de redução do número de observações.

### Custo de Emissão

90. Para a **Abrace**, a inclusão de custo de emissão seria incabível, pois a associação o classifica como custo administrativo.

91. A **Cteep** requer que seja feito agrupamento de todas as séries de uma mesma debênture e que seja considerado um único custo de emissão para todas essas séries que compõem uma mesma emissão, pois considerar um único custo para várias séries de uma mesma debênture seria aderente com as debêntures que foram consideradas pela ANEEL para o cálculo do custo de emissão.

92. Em relação à amostra, a **Cemig** propõe incluir as debêntures atreladas ao CDI emitidas sob a instrução da Comissão de Valores Mobiliários – CVM nº 400/03, e não apenas as debêntures em IPCA, o que estaria em linha com os princípios de representatividade e robustez perseguidos. Mesma sugestão foi trazida pela **Eletrosul**, que entende que a conversão da remuneração dos papéis indexados ao CDI para uma taxa pré-fixada poderia ser feita conforme a metodologia adotada para a rentabilidade, fazendo uma dupla equivalência entre taxas referenciais [DI x PRÉ] e [PRÉ x IPCA] extraídas do sítio eletrônico da bolsa de valores (B3).

93. A **Enel** solicita que a obtenção da variável prazo, incluída no cálculo do custo de emissão, fosse feita por meio de cálculo de *duration*, e não da diferença entre as datas de emissão e vencimento dos papéis.

94. A **Fiesp** interpreta que seria possível aperfeiçoar a metodologia por meio do cálculo de média ponderada entre o custo de captação via emissão de debêntures e o custo de captação via bancos públicos, já que esta última teria praticamente a mesma representatividade que as debêntures no



P. 85 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

estoque de dívida total das empresas de transmissão e distribuição.

95. **CPFL Energia e Energisa** defendem que o custo de emissão deveria ser diferenciado por segmento.

96. Em relação ao cálculo, a **Energisa** entende a proposta da CP 26/2019 conteria imprecisões, no que se refere à apuração da taxa sobre o valor líquido captado. O custo deveria ser referenciado ao valor bruto a ser amortizado na operação de crédito, uma vez que esse seria o valor do saldo devedor sobre o qual se daria a incidência dos juros, e à taxa de juros, a qual incidiria sobre o saldo devedor a amortizar, enquanto o custo de emissão incidiria sobre o valor bruto principal.

97. **Abrate, Taesa, Cemig, Eletrosul e Cteep** apresentaram proposta de que o custo de emissão fosse calculado por meio da Taxa Interna de Retorno (TIR) da debênture. Para tanto, os agentes teriam aumentado a amostra para incluir debêntures indexadas a CDI e IPCA e projetaram fluxos de caixa de emissor e investidor de cada debênture para, pela diferença, encontrar o custo de emissão. Os agentes justificam que o cálculo da CP nº 26/2019 distribui o pagamento do custo de emissão ao longo do tempo, mas o mesmo ocorreria de uma só vez, antes da emissão das debêntures.

98. **Abrate, Taesa e Cteep** propuseram alternativa em relação ao cálculo do custo de emissão por TIR, em função de sua complexidade, por meio da utilização do saldo médio, que agregaria robustez ao modelo.

## Análise

99. Em consonância com a proposta de inclusão das debêntures IPCA no cálculo, recomenda-se acatar as propostas da Cemig e Eletrosul de incluir as debêntures de CDI com prospecto à amostra.

100. Embora a Abrace tenha argumentado que o custo de emissão se trata de custo administrativo, o que já seria contemplado no pagamento dos custos operacionais, os próprios prospectos demonstram que esses custos são atrelados e únicos à emissão da debênture além de descontados do valor total das debêntures. Grande parte destes custos são taxas cobradas por entidades e bancos ou material de divulgação do papel, sendo seu custo reconhecido por média.

101. Além disso, segundo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, esses custos são contabilizados como despesas financeiras, e não custos administrativos, como demonstrou a Abrate, em carta<sup>47</sup>.

102. Já a proposta de separar os segmentos, além de ir contra a premissa do custo de emissão inicial ser independente do setor ou tipo de emissão, acatar essa proposta implicaria em perda de 30% da amostra para distribuição e 80% para transmissão.

<sup>47</sup> Carta Abrate CT-005/2020 (SIC nº 48513006805/2020).



P. 86 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

103. Recomenda-se não acatar a proposta de calcular o custo de emissão com base na diferença da taxa interna de retorno, através da projeção de fluxos de caixa do emissor e do investidor, pois:

- i) agregaria complexidade ao cálculo;
- ii) os fluxos de caixa projetados seriam de debêntures que em sua maioria não fazem parte da amostra e, portanto, possuem amortizações diferentes, ainda que os custos de emissões possam ser usados como *proxy*, as amortizações não poderiam ser assim utilizadas; e
- iii) haveria redução significativa no número de amostras. Caso se use a amostra das debêntures usadas para cálculo do custo de capital, a amostra cairia para 20 observações, aproximadamente.

104. Não é factível também a proposta de usar o saldo médio de amortização para cálculo desse custo, pelo fato de as amortizações ocorrerem em sua maioria mais próximas ao vencimento. Usando apenas as debêntures da amostra do custo de capital, chega-se a um prazo médio de ,83% do prazo total, bem diferente do 50% proposto. De qualquer forma, mesmo usando o número real, ainda existiria o problema das poucas observações e maior complexidade, pois seria necessário calcular por debênture o prazo médio (itens i e iii do parágrafo anterior).

**Proposta para a remuneração do capital de terceiros:**

- média da rentabilidade das debêntures emitidas por empresas de distribuição e de transmissão, não incentivadas, atreladas ao IPCA ou CDI (convertidas em valores nominais e reais por meio das curvas de estrutura a termo das taxas de juros - DI x Pré e DI x IPCA - e inflação implícita obtidas na B3);
- média do custo de emissão das debêntures atreladas ao IPCA e CDI que possuam dados disponíveis.

**b.4.3.3 Estrutura de Capital**

105. **CEEE GT, EDP e Equatorial** manifestaram opção pela utilização da contabilidade regulatória para o cálculo da estrutura de capital. Sobre a relação dívida líquida sobre EBITDA de 2,5, a **Cemig** propôs que fosse validada, considerando o custo de dívida regulatório definido para cada um dos segmentos.

106. **Abrate e Taesa** sugerem dois valores diferentes: um que estaria alinhado com o custo de capital de terceiros da amostra de empresas incluídas no custo do capital de terceiros (1,72), e outro que estaria alinhado com o apresentado por transmissoras de capital aberto (**Cteep, Taesa e Alupar**), equivalente a 2,13. A **Cteep** entende que a relação correta seria 1,81, baseando-se na estrutura de capital das empresas cujas debêntures possuem taxa de remuneração entre 6,7% e 7,7%.

107. **Abrate, Taesa, Celesc D e Light** sugerem que fosse adotada janela de dez anos para o cálculo da estrutura de capital. O ponto comum na contribuição dessas empresas é que fossem utilizados dados reais e não se adotasse estrutura de capital regulatória.

108. A **Fiesp** concorda com a metodologia proposta na CP nº 26/2019, embora a subjetividade



P. 87 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

na escolha da relação dívida líquida seja negativa. Defende que a relação dívida líquida a ser utilizada fosse 3,5. Na mesma linha, a **Abrace** defende que seja utilizada a relação de 4, pois entende que, assim, seria possível refletir o ganho real das empresas e minimizar os repasses incongruentes aos consumidores.

109. Além disso, a **Cemig** solicita que os tratamentos dos dados utilizados para tanto fossem indicados com precisão, esclarecendo o entendimento dos agentes em relação à metodologia adotada.

### Análise

110. Em relação às contribuições que procuraram atrelar a estrutura de capital ao que foi realizado pelas empresas, esclarece-se que essa não é a proposta para o encerramento da CP. Ao longo do processo, a dificuldade de trabalhar com dados contábeis ou, até mesmo, de mercado (tendo em vista o reduzido número de empresas desverticalizadas com liquidez no mercado de capitais brasileiro) foi extensamente evidenciada.

111. A metodologia proposta adota um parâmetro regulatório, que represente uma região onde empresas eficientes possam manter a sua estrutura de capital, em função de sua geração de caixa regulatória, sem que seja afetada a sua sustentabilidade econômico-financeira. O mercado de capitais trabalha com valores entre 2,5 e 3,5. Utiliza-se o EBITDA regulatório como parâmetro, mas a empresa ainda pode ter ganhos ou perdas decorrentes de eficiência operacional, variações em relação ao custo de capital real e, no caso das distribuidoras, variações de mercado, entre outros aspectos.

112. Utilizar uma estrutura de capital nocial é prática comum entre reguladores, como já foi evidenciado nos RAIR anteriores. Por exemplo, o relatório de 2018 do *Council of European Energy Regulators*<sup>48</sup> frisa que a maioria dos Estados-Membros usa estrutura de capital entre 40 e 60%, sendo que o valor não depende do segmento (se transmissão ou distribuição) e se baseia normalmente em relatórios de especialistas ou em análises de mercado. Pode-se citar como exemplo, a Estônia, Irlanda, Luxemburgo e Portugal.

113. Nessa linha, o risco de se utilizar dados reais das empresas é a possibilidade de não se basear em uma amostra eficiente. Além disso, como o operador muitas vezes faz parte de uma grande corporação e nem sempre possui suas ações negociadas em bolsa, é possível que a contabilidade não reflita, necessariamente, a participação societária no negócio. Portanto, recomenda-se não acatar as contribuições que almejam a adoção de dados realizados para a aferição da estrutura de capital regulatória.

114. Nesse sentido, a contribuição da Fiesp preserva o cerne da proposta colocada em Consulta Pública, porém lança dúvida sobre a adequação do fator igual a 2,5 proposto, o que também foi mencionado pela Abrace. Assim, foram realizadas novas pesquisas sobre a relação que poderia melhor

<sup>48</sup> CEER. *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks*, de 18 de janeiro de 2019. Disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/9665e39a-3d8b-25dd-7545-09a247f9c2ff>

P. 88 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

refletir a estrutura de capital potencial para uma empresa eficiente.

115. Observou-se, como dito no RAIR 9/2019 da abertura desta CP, que o intervalo considerado razoável, situa-se entre 2,5x e 3,5x. Verifica-se que agências classificadoras de risco, como a S&P, consideram que um fator igual a 3 é compatível com indústrias de baixa volatilidade com nível de endividamento de modesto a intermediário ou com indústrias de média volatilidade, com nível de endividamento intermediário.

Nível de alavancagem	Baixa Volatilidade	Média Volatilidade
Mínimo	menor que 2	menor que 1,75
Modesto	2 a 3	1,75 a 2,5
Intermediário	3 a 4	2,5 a 3,5
Significativo	4 a 5	3,5 a 4,5
Agressivo	5 a 6	4,5 a 5,5
Altamente alavancado	acima de 6	acima de 5,5

**Tabela 5 – Relação Dívida Líquida / EBITDA - S&P Ratings<sup>49</sup>**

Fonte: S&P Ratings

116. Uma amostra da relação dívida líquida / EBITDA contida em cláusulas restritiva de contratos de dívidas (os denominados *covenants*) e de avaliações de risco de empresas do setor elétrico brasileiro por agências de classificação de risco revela que o limite máximo de alavancagem esperado por credores está, na maioria das vezes, acima da relação dívida líquida sobre EBITDA igual a 3x, o que é compreensível, uma vez que esses são limites máximos para a adoção de medidas por parte dos credores.

117. Observa-se que os limites para eventual rebaixamento de nota de crédito situam-se acima de 4x, ou seja, abaixo disso as empresas ainda se manteriam em nível considerado saudável. Adotar esse tipo de parâmetro é um tipo de prática regulatória utilizada, por exemplo, pela Noruega, que estabelece uma estrutura de capital teórica, com participação societária de 40%, o que seria suficiente para manter uma classificação de crédito de A ou BBB.

<sup>49</sup> S&P Global Ratings. *Corporate Methodology*. November 19, 2013, disponível em: <https://www.spratings.com/scenario-builder-portlet/pdfs/CorporateMethodology.pdf>





P. 89 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Empresa	Ratings (escala nacional)	Dívida Líquida /EBITDA (covenant) (*eventual rebaixamento de rating)	
Equatorial Energia	brAAA S&P	4,5	
Cemar	brAAA S&P	3,25	
Celipa	brAAA S&P	3,5	
SPE 07	brAAA S&P	4,5	
SPE 08	brAAA S&P	4,5	
Neoenergia	brAAA S&P	4 (* acima de 5,5 - S&P)	
Celpe	brAAA S&P	4	
Cosern	brAAA S&P	4	
Elektro	brAAA S&P	3	
Energisa	brAAA S&P	4,5 (2019); 4,25 (2020); 4 (2021 em diante) acima de 4,5 - S&P	(*)
CPFL Energia	brAAA S&P	3,75 (* acima de 5,5 - S&P)	
CPFL Paulista	brAAA S&P	3,75	
CPFL Piratininga	brAAA S&P	3,75	
CPFL Jaguari	brAAA S&P	3,75	
RGE	brAAA S&P	3,75	
EDP	AAA (bra) Fitch	3,5 (* acima de 5,5 - S&P)	
EDP ES	brAAA S&P	3,5	
EDP SP	brAAA S&P	3,5	
Eletropaulo	Aaa.br Moodys	3,5	
Cemig	brA+ S&P	4,5 (2019 até jun/20); 3 (dez/20 até jun/21)	
Cemig GT	brA+ S&P	3,8 (2019); 3,5 (a partir de jun/20)	
Cemig D	brA+ S&P	estrutura de capital menor que 60%	
Taesá	brAAA S&P	não possui na holding (* acima de 5,5 - S&P)	
Cteep	AAA (bra) Fitch	3,5 (debêntures); 3 (BNDES) (* acima de 5,5 - S&P)	

**Tabela 6 – Covenants na relação Dívida Líquida / EBITDA**

Fontes: relatórios de *rating* ou demonstrações financeiras publicadas pelas empresas.

118. Além disso, na formação do EBITDA Regulatório, uma questão que precisa ser evidenciada é a relação entre a Base de Remuneração Bruta (BRB), de onde deriva a Quota de Reintegração Regulatória (QRR), e a Base de Remuneração Líquida (BRL), se onde se extrai a Remuneração de Capital (RC). Note-se que, para fins regulatórios, foi adotada uma relação BRB/BRL de 1. Essa relação subestima a QRR, o que por sua vez reduz o EBITDA regulatório e, conseqüentemente, o endividamento potencial em função da geração de caixa.

119. Um tratamento para essa questão seria utilizar a relação BRB/BRL média das empresas. Essa seria uma possibilidade para as empresas de distribuição, cujos valores das revisões ocorridas entre 2015 e 2019 revelaram relação de BRB/BRL = 1,72. Entretanto, no segmento de transmissão, há dificuldade de aferição do número, em função do efeito da parcela da RAP denominada RBSE, ainda existente. A relação BRB/BRL da RBSE é muito distante daquela dos reforços e melhoria em operação, o que provoca distorção dos números, motivo pelo qual não se considera adequado utilizá-los.



P. 90 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

120. Foi realizado teste com o segmento de distribuição: ao se utilizar a relação de 1,72 BRB/BRL se obteve resultados muito próximos de utilizar a relação Dívida Líquida / EBITDA equivalente a 3x para encontrar a estrutura de capital potencial regulatória.

121. Dessa forma, opta-se por adotar a relação Dívida Líquida / EBITDA Regulatório de 3 para a determinação da estrutura de capital regulatória por considerar que esse número não é demasiadamente restritivo e nem proporciona alavancagem excessiva. Além disso, essa relação consegue mitigar o efeito da subestimação da QRR na composição do EBITDA regulatório. Reitera-se que o que se procura replicar é a estrutura de capital potencial para empresas eficientes, e não a real.

122. Adicionalmente, procedeu-se ajuste na taxa de depreciação regulatória do segmento de transmissão para considerar também a média dos reforços e melhorias, saindo de 3,06% para 3,07%. Para a distribuição, mantém-se a taxa de 3,87%, referenciada na média das taxas adotadas nas revisões mais recentes das empresas, ocorridas entre 2015 e 2019. Esse número pode ser atualizado a partir de 2021, com os dados médios mais recentes.

**Proposta para a estrutura de capital regulatória:** proporção de capital de terceiros sobre o capital total resultante da relação Dívida Líquida sobre o EBITDA regulatório equivalente a 3.

#### b.4.3.4 Aspectos gerais da metodologia

##### b.4.3.4.1 Janelas

123. Foram recebidas diversas contribuições relativas ao tamanho das janelas. As solicitações relativas ao tamanho do intervalo a ser considerado para a coleta dos dados foram envolvidas como justificativa ou solução para questões diversas, tais como periodicidade de atualização da taxa de remuneração, frequência dos retornos para cálculo do beta, padronização de janelas, entre outros.

124. A **Fiesp** manifestou apoio integral à nova proposta da Agência para as janelas temporais, por entender que ela colabora com a estabilidade e a previsibilidade regulatória.

125. **Cemig, EDP e Equatorial** defendem a adoção da janela mais longa disponível para a NTN-B (desde 2003).

126. Em relação ao tamanho da janela para o beta, vários agentes defenderam o aumento para dez anos: **Abradee, Abrate, Taesa, Abrage, CEEE GT, Celesc D, Cemig, Neoenergia, Eletrobras, Eletrosul, Enel, Furnas e Cteep**. A justificativa comum foi a de que haveria padronização ou compatibilização com demais parâmetros, aumentando a coerência ou consistência temporal (**Abrate, Taesa, Abrage, CEEE GT, Celesc D, Cemig, Cteep e Furnas**), além de equilibrar aspectos conjunturais e estruturais de todos os parâmetros (**Abradee**), agregar estabilidade aos parâmetros (**Abrate, Taesa e Celesc D**) e atingir maior qualidade para as estimativas (**Eletrosul**).



P. 91 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

127. A **Enel** entende que a melhor janela teria o tamanho de oito anos pois tal período representaria dois ciclos tarifários completos para a maioria das empresas, o que conferiria maior estabilidade para o capital próprio.

128. A questão da escolha da janela para o PRM foi abordada pela **Abrage**, **CEEE GT** e **Neoenergia** no sentido de que não fosse adotado período longuíssimo, mas, sim, uma janela de 10 anos. As justificativas apresentadas foram de o PRM deve manter uma janela de estimação coerente com a estimativa do beta, dada a relação biunívoca entre os dois parâmetros (**Abrage**), de que tal substituição estaria em conformidade com o princípio do cenário de referência mais próximo do período de revisão (**CEEE GT**) e de que atenderia ao princípio da padronização. Por outro lado, a **EDP** concorda com a janela mais longa possível para esse parâmetro, mas entende que também deveria ser para NTN-B e debêntures.

129. A **Neoenergia** solicita que as janelas fossem padronizadas, ou seja, defende que, além dos parâmetros NTN-B e debêntures, o beta e o prêmio de risco de mercado também deveriam ser calculados com base em janela de dez anos. Adicionalmente, a empresa entende que usar o terceiro trimestre do ano imediatamente anterior ao qual se aplicará a nova taxa constitui referência mais adequada em termos de previsibilidade para as companhias e para os investidores.

130. O alongamento das séries é defendido como alternativa à blindagem do WACC ou do capital próprio como forma de manter estabilidade segundo as contribuições de **Enel** e **Light**.

## **Análise**

131. Especificamente quanto ao alongamento da janela do beta, foi mencionado no item dedicado a esse parâmetro, que essa discussão está atrelada à escolha da frequência das observações (se mensal, semanal ou diária). Mais detalhadamente, para que seja recomendável aplicar janela de dez anos para o beta, seria necessário utilizar dados mensais, haveria comprometimento do tamanho da amostra de empresas e probabilidade de ocorrerem problemas de subestimação do beta.

132. Quanto ao PRM, manteve-se o tamanho recomendado na literatura e adotado pela maioria dos países pesquisados durante esse processo. Nesse caso, não há incoerência, pois o que se procura é mensurar o risco do mercado de ações sem o efeito de crises, guerras ou eventos que possam gerar distorções por períodos que podem perdurar até por mais de uma década. A janela longuíssima garante a estabilidade e trata eventuais *outliers* dessa série, o que não se aplica ao caso da NTN-B e das debêntures. Para esses dois parâmetros foi adotada a janela de dez anos como forma de acatar contribuições recebidas na AP nº 9/2019, pois naquela oportunidade a proposta inicial era de janela de cinco anos para a maioria dos parâmetros, exceto PRM e estrutura de capital. Na oportunidade, entendeu-se ser possível alongar as janelas onde fosse possível e ainda assim manter maior proximidade com os períodos de revisões comparativamente à metodologia anterior.

133. Dessa forma, manteve-se o tamanho das janelas como proposto na abertura da Consulta Pública. A discussão sobre o tamanho já foi amplamente abordada nas etapas anteriores desse processo, de modo que não houve motivo ou justificativa de grande impacto e relevância para que fosse alterada a

P. 92 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

proposta inicial. De qualquer modo, os pleitos de alongamento de janela foram parcialmente contemplados na proposta de blindagem de capital (que foram assunto das contribuições de Enel e Light), a ser descrita detalhadamente no item sobre a atualização disposto mais adiante, nesta Nota Técnica.

134. Em relação à proposta da Neoenergia de se utilizar dados apenas até o terceiro trimestre anterior ao ano de aplicação, interpreta-se que incluir também o último trimestre não prejudica a previsibilidade e incorpora as informações mais recentes. Espera-se que a nova taxa anual seja divulgada no início do ano de aplicação, até fevereiro, aplicando-se até então a taxa vigente no momento.

**Proposta para a janela dos parâmetros:** dez anos, exceto para o beta (cinco anos), prêmio de risco de mercado (todo o período disponível) e estrutura de capital (estático).

#### b.4.3.4.2 Obrigações especiais, recursos da RGr e ativos totalmente depreciados

135. Para as obrigações especiais, a proposta apresentada na CP nº 26/2016 foi aplicar aos segmentos de transmissão e distribuição, metodologia baseada no que consta no Submódulo 2.1 do PRORET. Contudo, em decorrência da alteração da metodologia do WACC, a fórmula precisou ser adaptada pela inexistência de alguns parâmetros.

136. Em relação aos ativos totalmente depreciados, o entendimento foi de que o tema poderia ser discutido no âmbito das Consultas Públicas nº 5 e 6/2019, não fazendo parte do escopo do processo em tela. Além disso, há atualmente, decisão da Diretoria da ANEEL contrária ao reconhecimento do pleito. Portanto, na abertura da CP nº 26/2016, a proposta era não fazer qualquer tratamento para ativos totalmente depreciados.

137. Para os recursos da Reserva Global de Reversão - RGR, a proposta foi a de que eles seriam remunerados pelo custo, adotando-se a conversão das taxas nominais em reais por meio das taxas referenciais da B3, pelo critério de estrutura a termo das taxas de juros.

138. Em relação às obrigações especiais, a **Energisa** apontou necessidade de correção na planilha, relativa a erro de referência, que não afetaria os valores calculados, mas inverteria o prêmio de risco do negócio e financeiro para distribuição e transmissão. Essa contribuição também foi apresentada pela **Enel** que incluiu a sugestão de que o cálculo do prêmio de risco do negócio e financeiro fosse referenciado diretamente às células com o resultado após impostos para cada segmento. Além disso, a **Enel** propôs modificação na fórmula, de modo que o termo “0,5 x OESb”, um valor estimado para as Obrigações Especiais Líquidas, fosse substituído pelas Obrigações Especiais Líquidas reais das próprias concessionárias, que seriam conhecidas e apuradas em cada processo revisão tarifária. A empresa também apontou divergência na notação da remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de obrigações especiais entre o RAIR nº 9/2019 e os submódulos 2.1 e 2.1 A do PRORET.

139. A **Energisa** apontou necessidade de correção na notação “RC<sub>exOE</sub>” utilizada na fórmula, que



P. 93 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

seria a própria remuneração sobre os investimentos realizados com recursos de obrigações especiais, cuja subtração evitaria a ocorrência de circularidade no cálculo, de sorte que a notação correta seria “RC<sub>OE</sub>”.

140. Adicionalmente, a **Energisa** argumentou que a nova fórmula proposta representaria alteração metodológica profunda, pois retiraria da remuneração das obrigações especiais o efeito do risco-país. A empresa sugere que, para corrigir esse efeito, a fórmula considere no cálculo a diferença entre a taxa livre de risco nacional e a estadunidense, em termos reais, utilizando os dados utilizados no cálculo do prêmio de risco de mercado. A consideração do risco-país no cálculo da taxa de remuneração dos investimentos realizados com recursos das obrigações especiais foi solicitada por **Cemig, Cteep, CPFL Energia, Abrate, Taesa e EDP**. A **Equatorial** sugere a inclusão do risco-país por meio da variável EMBI+. A **Copel** entende que o prêmio de risco da distribuição também deveria ser incluído.

141. **Cemig, Eletrobras, Equatorial e Furnas** solicitaram que os ativos totalmente depreciados sejam remunerados. Os agentes entendem que existe risco associado a esses ativos o que, por não ser considerado, subestimaria a compensação do capital próprio. A sugestão apresentada é a de que a mesma fórmula de remuneração das obrigações especiais fosse estendida para os ativos totalmente depreciados. Os agentes também entendem que o tema deveria ser tratado nesta CP nº 26/2019, apesar de haver outras discussões ocorrendo na Agência nas quais o tema pode ser inserido.

## Análise

142. A remuneração de obrigações especiais é tratada neste processo como uma adequação da fórmula existente no PRORET 2.1 e 2.1A, sem discussão de mérito.

143. Nesse sentido, no caso da proposta para a remuneração das obrigações especiais colocada, os ajustes necessários apontados pela Energisa e Enel foram realizados tanto na planilha quanto no texto do PRORET, recomendando-se que as contribuições sejam acatadas.

144. A sugestão da Enel, de adotar o valor real das obrigações especiais líquidas em substituição à estimativa da fórmula contida no Submódulo 2.1 do PRORET, não deve ser acatada, pois pretende-se preservar a norma vigente ao máximo, fazendo as alterações necessárias apenas para adequação à nova metodologia.

145. Sugere-se acatar as contribuições que solicitaram a inclusão do risco-país na remuneração das obrigações especiais, pois, como relataram os agentes, após a adaptação da fórmula proposta na Consulta Pública, essa variável foi desconsiderada, por estar incorporada no título do governo adotado na nova metodologia. Para tanto, foi necessário incluir a variável risco-país no cálculo. Entretanto, como houve várias contribuições com maneiras diferenciadas para chegar ao mesmo objetivo (manter proximidade com a formulação vigente), foi adotada a proposta da Equatorial, por ser a mais simplificada. Portanto, foi adotada a média dos valores da série EMBI+ Br do JP Morgan, dentro de uma janela de dez anos.

146. Apresenta-se, a seguir, a proposta de metodologia para remuneração das obrigações



P. 94 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

especiais para os segmentos de distribuição e transmissão, com adaptação da fórmula vigente (Submódulo 2.1 e 2.1A do PRORET) em decorrência da alteração da metodologia, conforme equação na sequência:

$$RC_{OE} = \left( \frac{PRN+PRP}{(1-t)} \right) \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM+CAA-RC_{OE}} \times OES_b$$

onde:

*RC<sub>OE</sub>*: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

*PRN*: Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro;

*PRP*: Prêmio de Risco-País, conforme série EMBI+ Br;

*t*: Impostos e Contribuições sobre a Renda;

*P*: Participação do Capital Próprio no Capital Total;

*CAOM*: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

*CAA* Custo Anual dos Ativos; e

*OES<sub>b</sub>*: Obrigações Especiais Brutas.

147. Uma vez que não houve investimento por parte dos operadores, não faz sentido aplicar o conceito de blindagem do capital para obrigações especiais, devendo ser aplicados os parâmetros da taxa regulatória de remuneração de capital mais recente, não afetada pela média do capital próprio adotada na proposta de blindagem de capital que será detalhada mais adiante.

148. Em relação aos ativos totalmente depreciados, reitera-se a avaliação de que tal discussão não faça parte do escopo do processo em tela, bem como o fato de haver atualmente, decisão da Diretoria da ANEEL contrária ao reconhecimento do pleito, de maneira que as contribuições não devem ser acatadas.

149. Entretanto, cabe ressaltar que, para ambos os temas, obrigações especiais e ativos totalmente depreciados, será avaliada a melhor maneira de tratá-los em função de suas peculiaridades em processo específico futuro.

150. No caso dos recursos advindos da RGR, não houve contribuições recebidas, portanto, mantém-se a proposta de que a taxa de remuneração regulatória seja obtida a partir da soma do custo da RGR acrescido da taxa de administração média. Assim, extrai-se uma taxa nominal que será deflacionada pela inflação implícita obtida por meio das taxas referenciais da B3 [DI x Pré] e [DI x IPCA], do último dia útil do ano base, para o prazo de cinco anos (1.826 dias), de acordo do a seguinte fórmula:

$$TRC_{RGR} = \left[ \left( \frac{1 + C_{RGR}}{\frac{(1 + DI_{PRÉ})}{(1 + DI_{IPCA})}} \right) \right] - 1$$

Onde:

*TRC<sub>RGR</sub>*: Taxa Regulatória de Remuneração dos Recursos da Reserva Global de Reversão;



P. 95 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

$C_{RGR}$ : Custo RGR Nominal, formado pela soma do custo dos recursos RGR com a taxa de administração média, antes de impostos;  
 $DI_{Pré}$ : Taxa referencial DI x Pré do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias);  
 $DI_{IPCA}$ : Taxa referencial DI x IPCA do último dia útil do ano base para o prazo de cinco anos (1.826 dias).

**Proposta de remuneração para as Obrigações Especiais:** adaptar a fórmula vigente (Submódulo 2.1 do PRORET - distribuição) de forma a se adequar aos parâmetros atuais. Aplicável aos segmentos de transmissão e distribuição.

**Proposta de taxa regulatória de remuneração para os recursos da RGR:** custo real verificado.

#### b.4.3.4.3 Demais aspectos da metodologia

##### **PRORET**

151. A **Abrate** solicita correção no PRORET 9.1 referente aos critérios para definição da participação das TUC's 215.09 e 230.01 que estariam invertidas, ocasionando redução da RAP para as suas associadas.

##### **Análise**

152. Compreende-se que a contribuição é pertinente. Recomenda-se que seja acatada.

##### **Ajustes Financeiros**

153. A **Abrace** afirma que, por escolha da Agência, houve postergação da atualização do WACC para os agentes de distribuição, transmissão e geração durante dois anos e, por isso, solicita que os montantes repassados para os segmentos de transmissão, geração e distribuição durante o período de vigência do WACC provisório, entre 2018 e 2019, sejam revistos, e que os devidos ajustes financeiros para os três segmentos sejam realizados o mais breve possível por meio de revisões tarifárias extraordinárias.

##### **Análise**

154. A Resolução Normativa nº 807/2018 alterou itens do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária– PRORET, sendo que a decisão da Diretoria Colegiada não foi quanto a postergação da atualização do WACC de distribuição, mas estender a vigência da taxa para aplicação em todas as revisões tarifárias realizadas entre março de 2015 e dezembro de 2019, de forma que não existiria ajuste financeiro.



P. 96 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

155. No caso do segmento de transmissão, a decisão da Diretoria Colegiada foi estabelecer regra provisória para as concessionárias de transmissão cuja data-base era 1º de julho de 2018, definindo que as diferenças seriam apuradas quando da realização do processo definitivo e compensadas em parcelas iguais até a próxima revisão tarifária. Para as geradoras no regime de cotas de garantia física, foi definido que o efeito econômico das diferenças apuradas fosse recuperado em parcelas iguais até a próxima revisão das receitas.

## **6.2 Alternativas quanto à atualização dos parâmetros**

272. Na CP 15/2018, foram apresentadas três opções para a forma de atualização dos parâmetros da taxa regulatória de remuneração do capital: a) apenas por ocasião de revisão metodológica; b) anualmente, com atualização de parte dos parâmetros; e c) atualização de parte dos parâmetros acionada por gatilhos.

### **Alternativa 1: Sem atualização dos valores, até a próxima revisão.**

273. A taxa de remuneração não seria atualizada até a próxima revisão da metodologia, cujo prazo sugerido era de seis anos. Alguns riscos inerentes a esta opção foram ponderados, como o descasamento com a dinâmica de evolução temporal dos parâmetros, pois com o passar do tempo o valor estabelecido pode se tornar inadequado tanto para mais quanto para menos, podendo beneficiar as empresas e onerar o consumidor, ou vice-versa, em patamar considerado não desejável.

### **Alternativa 2: Atualização anual de alguns parâmetros até a próxima revisão**

274. A taxa de remuneração seria atualizada anualmente, para aplicação em todas as revisões realizadas no exercício seguinte. Contudo, a exemplo da metodologia utilizada na Noruega e Finlândia, apenas alguns parâmetros seriam atualizados, como a taxa livre de risco e/ou risco de crédito e, conforme o caso, a inflação. Já a estrutura de capital, beta e prêmio de risco de mercado se manteriam constantes até a nova discussão metodológica.

275. Na CP 15/2018, a recente experiência da ANEEL e seus desdobramentos demonstraram que a pretensão de simples atualização de parâmetros entre revisões pode não ser efetiva. Na prática, os grupos de interesse organizados pressionam no sentido de ampliar a discussão para além da operacionalização do cálculo. Ademais, registre-se que, no recente processo de atualização da remuneração da distribuição, foram recebidas inúmeras contribuições argumentando que o mesmo não deveria ser conduzido sobre a premissa meramente procedimental, ou seja, uma atualização mecânica dos parâmetros desacompanhada de uma discussão conceitual a respeito dos resultados obtidos. Depreende-se, portanto, que essa sistemática de revisão seguida de atualização de parâmetros não foi considerada adequada por parte dos agentes.

276. Apesar da adoção desse tipo de mecanismo visar, fundamentalmente, garantir a previsibilidade e estabilidade de regras, o que se observou foi uma grande instabilidade setorial com o





P. 97 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

processo de atualização da remuneração do segmento de distribuição em virtude do resultado esperado, tanto que os valores de mercado das empresas foram afetados momentaneamente.

### **Alternativa 3: Atualização acionada por gatilhos**

277. Essa alternativa mesclaria as duas anteriores. A taxa se manteria fixa até a próxima revisão, com um intervalo dentro do qual deveria se situar. Durante o período de seis anos, apenas alguns parâmetros teriam sua evolução monitorada e outros se manteriam fixos. Ao se verificar que a taxa regulatória de remuneração ultrapassa o intervalo estabelecido após alteração dos parâmetros atualizáveis, se aplicaria o novo valor resultante nos processos de revisão tarifária. Assim, em vez de se alterar necessariamente o valor da taxa anualmente, gatilhos passariam a acionar a necessidade de alteração da taxa regulatória de remuneração.

#### **6.2.1 Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2018 e proposta da Audiência Pública nº 9/2019**

278. Enquanto o Conselho de Consumidores da CPFL interpreta que a Alternativa 1 é a mais indicada para a estabilidade regulatória, para a Abradee, essa alternativa poderia ser afastada, pois um “congelamento” por seis anos e o consequente descolamento da remuneração com os riscos reais não seria razoável. Esse risco também foi destacado por CEB, CEEE e Abrate, para a qual a atualização feita em intervalo menor evita descolamento dos parâmetros com a realidade enfrentada pelos agentes, o que pode levar à retração de novos entrantes no setor.

279. O tempo razoável para nova revisão metodológica e atualização dos parâmetros varia entre três e cinco anos, segundo a CEEE; de três ou quatro anos segundo a Abrate; e de quatro anos, segundo do Conselho de Consumidores da Eletropaulo.

280. Para a Abradee, atualizações entre revisões não podem ser automáticas, devendo ser discutida razoabilidade dos resultados e a Abrate considera que a Alternativa 2 não é adequada e possui fragilidades, tendo em vista os acontecimentos ocorridos por ocasião da atualização da remuneração das distribuidoras (AP 66/2017). Não adotar essa proposta também é a opinião da EDP.

281. Por outro lado, a Energisa é favorável a atualizações anuais, desde que os investimentos na distribuição tenham sua remuneração de capital próprio blindada conforme a data de unitização dos ativos. A partir daí a empresa propõe redução na janela das séries de dados, bem como atualizações anuais, por entender que dessa forma será possível evitar grandes flutuações na rentabilidade média dos investimentos e garantir menor incerteza à rentabilidade dos investimentos.

282. Para a Abradee, os gatilhos poderiam ser utilizados para determinado parâmetro, de acordo com a sua situação de curto prazo em comparação com a metodologia vigente. De modo contrário, a CEEE afirma que essa opção traria maior imprevisibilidade e riscos aos agentes, requerendo

P. 98 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

acompanhamento sistemático dos parâmetros e simulações para estimar eventual proximidade de acionamento de gatilhos, sendo que não seria possível capturar riscos sistêmicos, sendo uma opção meramente quantitativa e voltada a dados realizados. Já a EDP sugere que, se adotada, o gatilho deveria ser acionado anualmente, quando houver alteração em mais de 1% da taxa de remuneração.

283. A Abrage considera que as Alternativas 1 e 3 são interessantes, mas factíveis apenas se o grupo de parâmetros passível de atualização for definido de maneira precisa e consensual, o mesmo valendo para a construção dos gatilhos de acionamento.

284. Enquanto os Conselho de Consumidores da Eletropaulo e da EMT entendem que, por ocasião de revisão anual, alguns parâmetros podem ser mantidos fixos, para Abradee e CEEE, nenhum parâmetro poderia ser mantido sem atualização. Pela proposta da ABDIB, manter-se-ia fixo a remuneração da NTN-B da data da autorização.

285. O Conselho de Consumidores da Coelba entende que a Alternativa 3 mantém a estabilidade da metodologia enquanto considera as dinâmicas de mercado, sugerindo que os gatilhos podem ser definidos com base na rentabilidade da NTN-B e expectativas quanto ao prêmio de risco de mercado. O Conccel e ConEDP/SP também são favoráveis, desde que os gatilhos possam ser acionados para provocar efeitos de aumento ou redução da taxa regulatória de remuneração do capital, sugerido que sejam baseados em inflação ou taxa básica de juros (Selic).

286. Outros Conselhos de Consumidores (CPFL, Eletropaulo e EMT) não são favoráveis à adoção de metodologia com gatilhos, citando experiência não eficaz no Brasil. De acordo com a ABDIB, esta opção poderia ser implantada, se a taxa regulatória de remuneração for diferente da taxa do leilão mais atual.

287. Para a Eletrobras, o melhor é a revisão completa dos parâmetros sempre que necessário, pelo fato de que prefixar período de revisão representaria rigidez que provocaria distanciamento da remuneração recebida do verdadeiro custo de capital. A empresa defende que haja espaço para maior flexibilidade e discricionariedade do Regulador.

## ANÁLISE

288. Verifica-se diversidade de opiniões em relação à atualização dos parâmetros. Sendo assim, considerando as potenciais vantagens e desvantagens de cada alternativa, propõe-se discutir no âmbito de audiência pública, a possibilidade de atualização anual dos parâmetros. Entende-se que esta alternativa pode ser adequada, por proporcionar maior proteção aos agentes e maior previsibilidade a investidores em razão das alterações ocorridas na economia durante o período considerado na metodologia.

289. Observa-se que as revisões da taxa de remuneração realizadas mais espaçadamente acarretam um efeito de acúmulo de expectativas quanto ao impacto do resultado de uma nova revisão. Isso porque, pode haver substituição de um período antigo e relativamente longo (5 ou 6 anos) caracterizado por conjuntura macroeconômica e específica do negócio não mais verificada, ser



P. 99 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

substituído por outro período de igual tamanho, mais recente e próximo da realidade atual. Caso as atualizações sejam realizadas anualmente, considerando, por exemplo, janelas de cinco anos, a atualização anual do ano mais antigo pelo mais recente representa variação marginal em 20% do período. Espera-se que, dessa forma, não se formem expectativas por tantos anos quanto à atualização da taxa, mas que, ao contrário, os agentes possam acompanhar, ano a ano, a sua evolução.

290. Para que seja efetivo, o processo de atualização anual precisa ser expedito. Portanto, a partir da metodologia estabelecida e suas respectivas janelas, espera-se que, a partir de 2018, a taxa seja recalculada anualmente e divulgada pela ANEEL até o final de fevereiro para que vigore no período entre janeiro e dezembro do mesmo ano.

### **6.2.2 Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 9/2019 e proposta para Consulta Pública nº 26/2016 nos termos da Lei nº 13.848/2019**

291. A Eletrobras propôs modificação no texto da Nota Técnica que especifica a quais atividades se aplica a taxa definida para 2018 e 2019, de acordo com a proposta de atualização anual apresentada na AP.

292. A Equatorial argumenta que, em caso de cálculo anual das séries, não pode haver apenas a atualização automática, sem análise de consistência do resultado. No mesmo sentido, a concessionária entende que seja possível atualizar anualmente, desde que haja viés de estabilidade, sugerindo que sejam atualizadas as séries de NTN-B e o custo do capital de terceiros mensurado pelo CAPM da dívida, mas que seja mantida a data de início das séries, procedendo-se apenas a inserção de novos dados.

293. Entretanto, a ABDIB, EDP, Eletrobras, Enel, Fiesp, Cteep e Copel defenderam que a atualização seja realizada a cada cinco anos, juntamente com a revisão metodológica. De acordo com os agentes, isso traria maior estabilidade e consistência ao processo de definição da taxa.

### **ANÁLISE**

294. A contribuição da Eletrobras **foi parcialmente acatada**.

295. Sobre a sugestão da Equatorial, entende-se que a análise de consistência da metodologia já está sendo discutida com a sociedade em consulta e audiências públicas iniciadas em 2017 até o momento, o que necessariamente resvalará no resultado numérico do WACC até a próxima revisão de metodologia. Em relação à proposta de atualizar apenas parte dos parâmetros, sugestão já apresentada pela SRM na CP 15/2018, obteve-se retorno contrário de alguns agentes que indicaram que nenhum parâmetro poderia ser mantido fixo (Abradee, Abrate, CEEE, Eletrobras), opinião que foi levada em consideração na AP 9/2019. Dessa forma, recomenda-se **não acatar** a contribuição.

296. Quanto à estabilidade defendida pelos agentes, entende-se que a atualização anual não atenta contra esse princípio na medida que a metodologia permanecerá inalterada, fornecendo a



P. 100 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

previsibilidade e estabilidade necessárias. Haverá divulgação de novas taxas, que serão aplicadas apenas a parte dos agentes cujos processos de revisão ou autorização ocorram naquele ano.

297. Ademais, nos casos de autorizações de reforços e melhorias, a taxa será provisória, tendo em vista que no processo de revisão serão aplicados os ajustes necessários para adequar a receita anual permitida para o próximo ciclo à taxa a ser aplicada no ano da revisão. Ou seja, a taxa anual impactará, em tese, apenas financeiramente o fluxo de caixa da concessão, não havendo impacto econômico, já que eventuais descasamentos remuneratórios deverão ser tratados nos processos de revisão periódica das receitas.

298. Na prática, a atualização anual não atingirá as concessionárias de geração pois seus processos de revisão já ocorrem a cada cinco anos e não há processos intermediários entre os ciclos. Portanto, a divulgação da taxa anual fornecerá informação sobre a evolução da taxa, mas não violará o princípio da estabilidade das regras e previsibilidade dos resultados. Sendo assim, propõe-se **não acatar** as contribuições e manter a proposta de atualização anual da taxa regulatória de remuneração do capital.

**Proposta para a atualização da taxa regulatória de remuneração do capital:** Alternativa 2 – atualização anual dos parâmetros.

### **6.2.3 – Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 26/2018 e proposta para a definição da periodicidade de atualização da taxa regulatória de remuneração do capital**

156. Para a **Copel**, a atualização anual faria com que as distribuidoras tivessem seus investimentos remunerados a taxas distintas, a depender do ano em que fosse realizado seu reposicionamento tarifário. Para a empresa, isso representaria risco ao segmento, pois poderia estimular a migração de uma parcela de investimento desse mercado em função de situações conjunturais que seriam consideradas no momento da alteração da taxa de remuneração. A alteração anual da taxa poderia resultar em maior volatilidade no valor das empresas e posições poderão ser definidas em função de expectativas de variações de curto prazo na taxa. Portanto, para a empresa, a opção pela atualização anual da taxa de remuneração deveria estar vinculada à possibilidade do reconhecimento anual dos investimentos na Base de Remuneração Regulatória, de forma que todas as distribuidoras recebessem a mesma taxa de remuneração para investimentos realizados naquele ano em específico.

157. A sugestão da **Copel** é a aplicação da taxa média de remuneração ponderada para toda a Base de Remuneração Regulatória (base blindada mais base incremental), como já ocorreria atualmente, já que toda a BRR seria remunerada por uma taxa única. De forma alternativa, a empresa considera igualmente válido calcular por meio da Receita Requerida, aplicando a atualização da estrutura de capital e do custo do capital de terceiros. A lógica seria a mesma para a receita referente à Base de Remuneração Incremental, respeitando o custo do capital próprio referente ao ano de unitização dos investimentos incrementais. A justificativa apresentada pela **Copel** é a de que isso atenuaria o impacto de variações na taxa de remuneração e eventuais distorções causadas pela aplicação de taxas distintas às distribuidoras. Caso essa alternativa não seja aplicada, a empresa opta por manter o critério de atualizações periódicas em revisões de metodologia. Nesse sentido, a **Copel** ressalta que o Submódulo 2.4 do PRORET deveria



P. 101 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

definir o prazo necessário para a revisão da metodologia.

158. A **CPFL Energia** defende que a atualização dos parâmetros fosse feita a cada três ou seis anos, sempre em conjunto com a ponderação de necessidade de revisão de metodologia, avaliando a utilização de séries mais longas e, impreterivelmente, com a blindagem do custo de capital próprio.

159. Para a **Equatorial**, a atualização da taxa regulatória de remuneração do capital deveria ser realizada na revisão de metodologia a cada quatro anos, em conjunto com discussão metodológica. A **Equatorial** entende que a atualização anual seria inadequada.

160. Para a **CEEE GT**, a atualização anual dos valores sem revisão da metodologia seria prejudicial à expectativa de investimento dos agentes de transmissão e manter uma taxa fixa até a próxima revisão traria segurança regulatória ao mercado com estabilidade e previsibilidade regulatórias.

161. A **EDP** solicita atualização metodológica a cada cinco anos. Todavia, caso seja mantida a sugestão anual, entende que se blinde os investimentos já realizados e, para as adições, se aplique o risco do negócio, isto é, a taxa de capital próprio ao longo do ciclo tarifário, excluindo as NTN-B's.

162. Para a **Energisa**, uma taxa diferente a cada ano poderia expor as empresas a situação não gerenciável em função de suas datas de revisões, pois o WACC aplicado em toda a base geraria efeitos díspares na receita de capital de cada empresa. A **Energisa** sugere, como alternativa, que fosse fixado o prêmio de risco do negócio e financeiro ao longo do ciclo de revisão, de modo que ao menos essa parcela fosse igual para todas as empresas e para os investimentos já realizados. Essa parcela representaria uma medida intuitiva do prêmio exigido pelo capital próprio em face da flutuação das taxas de juros da economia.

163. Uma alternativa, segundo a **Energisa**, seria a revisão da regra de aplicação da taxa de remuneração para o cálculo do custo anual dos ativos, mantendo o *spread* do capital próprio constante e apurando, na ocasião da revisão, a base incremental por ano. Assim, a taxa de remuneração da base blindada seria estabilizada até o esgotamento da respectiva base de remuneração. Na revisão tarifária, seria calculada uma taxa de remuneração ponderada pela base incremental líquida de cada ano. Segundo a empresa, essa proposta não exigiria que se apurasse anualmente a base, mantendo a apuração por ocasião da revisão.

164. A **Celesc D** solicita que os parâmetros não fossem atualizados até a próxima revisão tarifária, evitando, segundo a empresa, que as correções capturem choques econômicos conjunturais, possivelmente transitórios.

165. A **Enel** é contrária à proposta de atualização anual da taxa regulatória de remuneração de capital, defendendo que tal atualização seja realizada uma vez por ciclo tarifário em conjunto com avaliação da adequação da metodologia. Segundo a empresa, dessa maneira, seria possível zelar pela perenidade dos investimentos em prol da qualidade e pela diminuição da percepção de risco ao investidor e em prol da modicidade tarifária.



P. 102 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

166. Na visão da **Fiesp**, manter a metodologia atual, de uma taxa WACC fixa por ciclo, é a opção mais correta, pois conferiria maior estabilidade para o investidor e mantém o modelo mais tradicional de regulação por incentivos.

167. Para a **Neoenergia**, manter uma periodicidade compatível com o ciclo tarifário e planejamento dos investimentos, em torno de cinco anos, seria o mais adequado, em vista do longo prazo de maturação requerido e a necessidade de previsibilidade para os planos de investimento, que são plurianuais. A empresa propõe que se mantenha a taxa de remuneração vigente no momento do início da operação de um ativo até sua total amortização ou depreciação, para o caso do capital próprio. Uma alternativa, segundo a empresa, seria atualizar o custo da dívida e os fatores macroeconômicos mantidos no cálculo, mantendo constante apenas o prêmio de risco do negócio e financeiro, bem como o prêmio adicional específico para o segmento de distribuição. Para o período incremental, entre ciclos, se aplicaria uma taxa média ponderada pelos investimentos realizados a cada ano deste mesmo ciclo. Para a base blindada de ciclos anteriores, aplicar-se-ia a taxa de remuneração vigente na respectiva revisão tarifária, atualizando o custo do capital de terceiros ou, ainda, a taxa livre de risco presente no cálculo do custo de capital.

168. A **Neoenergia** recomenda que, caso se deseje manter a atualização anual, algum procedimento de “blindagem” da taxa de remuneração do capital próprio ou, pelo menos, de um *spread* desta em relação à taxa livre de risco fosse implementado, ancorado na experiência de outros reguladores internacionais e na realidade da gestão de investimentos das distribuidoras de energia no Brasil.

169. A **Light** propõe que, para o setor de distribuição, fosse adotado um critério de blindagem que consiste no travamento e na vinculação do Prêmio de Risco do Negócio e Financeiro (PRN) para o cálculo da remuneração dos ativos investidos durante o ciclo tarifário. Segundo a empresa, essa proposta poderia ser representada por um valor médio ponderado pelo volume de ativos para o PRN. Em cada ciclo tarifário, a nova parcela de base blindada seria remunerada com base no PRN do momento de sua imobilização e sua consideração na taxa de remuneração agregada seria proporcional à participação dos ativos associados na Base de Remuneração Regulatória total. A empresa aprofundou sobre o tema em sua contribuição, detalhando o tratamento de baixas, aplicação *ex ante* do PRN, afirmando que a proposta seria de fácil implementação operacional.

170. A **Abradee** solicita que a Agência possa reconhecer o conceito de “remuneração blindada” e, dessa forma, utilizar o custo do capital próprio do momento do investimento. Para a associação, essa seria uma forma de conciliar sinais econômicos estruturais para recuperação de investimentos e conjunturais para novos investimentos nos processos revisionais das tarifas.

171. **Abrate, Taesa e Cteep** requerem que não sejam atualizadas as janelas de dados para o cálculo do WACC aplicado ao componente financeiro do pagamento RBSE.

## Análise



P. 103 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

172. Após análise das contribuições, decidiu-se manter a proposta de atualização anual do WACC, justificada pelo entendimento de que isso não atenta contra o princípio da estabilidade, na medida que a metodologia permaneceria inalterada, fornecendo a previsibilidade necessária à própria empresa, aos investidores e aos demais *stakeholders* para realizarem seus investimentos e projeções.

173. As novas taxas anuais serão aplicadas apenas à parte dos agentes cujos processos de revisão ocorridos em cada ano. Conforme exposto no RAIR nº 9/2019, nos casos de autorizações de reforços e melhorias, a taxa seria provisória, tendo em vista que no processo de revisão serão aplicados os ajustes necessários para adequar a receita anual permitida para o próximo ciclo à taxa a ser aplicada no ano da revisão. Em outras palavras, a taxa anual impactará, em tese, apenas financeiramente o fluxo de caixa da concessão, não havendo impacto econômico, já que eventuais descasamentos remuneratórios deverão ser tratados nos processos de revisão periódica das receitas. Adicionalmente, na prática, a atualização anual não atingirá as concessionárias de geração, pois seus processos de revisão já ocorrem a cada cinco anos e não há processos intermediários entre os ciclos.

174. Não se concorda com os argumentos contrários apresentados pelos agentes de que a atualização anual representaria uma modificação que faria com que as distribuidoras tivessem seus investimentos remunerados a taxas distintas a depender da data do reposicionamento tarifário. Isso já ocorre na metodologia atual. Sobre o estímulo de migração de parcela de investimento em função de situações conjunturais, as próprias empresas consideram que parte relevante de seus investimentos são realizados em função das obrigações contratuais a que estão submetidas.

175. Sobre eventual volatilidade no valor das empresas decorrente de atualização anual, entende-se que ao contrário, a previsibilidade fará com que os agentes precifiquem antecipadamente a determinação do WACC. Será possível, assim, minimizar volatilidades causadas por acúmulo de expectativas em função do efeito que o tratamento que mudanças ocorridas no contexto macroeconômico e setorial em grande espaçamento de tempo poderão causar à nova taxa. Ao contrário do que afirmam os agentes, entende-se que não atualizar anualmente a taxa pode trazer maior insegurança, volatilidade e não favorecer a estabilidade regulatória, sendo, portanto, prejudicial à expectativa de investidores. Um aumento de percepção de risco pode ocorrer quando as atualizações somente são realizadas por ocasião de revisões de metodologia, de forma mais espaçada, resultando variações maiores que o desejado. Sugere-se não acatar as contribuições nesse sentido. Ademais, a atualização anual não significa maior efeito de variações de curto prazo na taxa final, pois foram acatadas a maioria das contribuições da AP nº 9/2019 para alongamento de janelas. Portanto, a divulgação da taxa anual fornecerá informação sobre a evolução da taxa, mas não violará o princípio da estabilidade das regras e previsibilidade dos resultados. Diante do exposto, mantém-se a proposta de atualização anual de todos os parâmetros.

176. Entretanto, avaliou-se a pertinência da aplicação do conceito de blindagem de capital. Esse assunto poderia relacionar-se com ao menos três discussões frequentemente enfrentadas em revisões de metodologia para a determinação da taxa regulatória de remuneração de capital: o tamanho das janelas, a periodicidade de atualização; e natureza diferenciada do capital próprio e de terceiros.



P. 104 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

177. Sobre a natureza diferenciada das fontes de recursos aplicadas no negócio, ocorre que, quando se realiza análise de viabilidade do investimento em um momento inicial, avaliam-se condições macroeconômicas, setoriais e capacidade do projeto de retornar além do capital investido, a rentabilidade mínima exigida por cada investidor. Análise de diversos riscos inerentes, expectativas, projeções econômicas e financeiras, bem como condições de financiamento atuais precisam ser consideradas.

178. Entretanto, após investido, especialmente no caso das concessões em tela, o capital próprio possui natureza mais rígida do que o capital de terceiros. Na ocorrência de mudanças macroeconômicas, com variações por exemplo, nas condições de captações no mercado de crédito, o operador pode modificar o perfil de seu endividamento, aproveitando-se de condições mais favoráveis, o que não acontece de maneira tão flexível com o capital próprio, embora não seja impossível fazê-lo. Segmentos de infraestrutura de rede tendem a possuir longo prazo de maturação para recuperação de capital investido.

179. Nas licitações de novos projetos de transmissão, já ocorre atualmente a blindagem do capital próprio, sendo que somente o capital de terceiros é revisado a cada cinco anos. Sendo assim, considera-se pertinente a adoção de algum mecanismo que reflita a natureza diferenciada do investimento realizado com capital próprio daquele realizado com capital de terceiros também para o caso das concessões atingidas pela revisão metodológica em tela.

180. Foram avaliadas possibilidades e entende-se que, para manter o princípio da simplicidade, o mais factível é fazê-lo de maneira regulatória, sem exata conexão com os dados reais da base de remuneração blindada e incremental, evitando assim discussões inerentes à avaliação periódica de ativo.

181. Portanto, para a construção de mecanismo de blindagem regulatória de capital que possa ser aplicado, parte-se da premissa de que o investimento ocorreu de forma linear na composição do ativo a ser remunerado. Considerando a metodologia descrita anteriormente para a aferição do valor dos parâmetros, calcula-se a taxa de remuneração para cinco anos antes do ano de aplicação (anos históricos de  $t$  a  $t-4$ ). Extraí-se a média do capital próprio desses cinco anos e calcula-se o WACC aplicável ponderando pelo custo de capital de terceiros e estrutura de capital do ano mais recente (ano  $t$ ). O esquemático a seguir exemplifica o modelo adotado:

a. Cálculo do WACC histórico conforme metodologia proposta

	Histórico				
	Ano $t-4$	Ano $t-3$	Ano $t-2$	Ano $t-1$	Ano $t$
Custo do Capital Próprio	10,0%	9,0%	8,0%	7,0%	6,0%
Custo do Capital de Terceiros	9,00%	8,50%	8,00%	7,50%	7,0%
Estrutura de Capital	50,00%	45,00%	40,00%	35,00%	30%
WACC	9,50%	8,78%	8,00%	7,18%	6,30%



P. 105 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

b. Cálculo do WACC para aplicação no ano A : blindagem regulatória de capital

	Ano <sub>t-4</sub>	Ano <sub>t-3</sub>	Ano <sub>t-2</sub>	Ano <sub>t-1</sub>	Ano <sub>t</sub>		Aplicação Ano <sub>A</sub>
Custo do Capital Próprio	10,0%	9,0%	8,0%	7,0%	6,0%	Cap. Próprio: Média dos últimos 5 anos	8,0%
Custo do Capital de Terceiros	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	7,0%	Capital de Terceiros: ano mais recente	7,0%
Estrutura de Capital	30%	30%	30%	30%	30%	Estrutura de capital: ano mais recente	30%
WACC	9,10%	8,40%	7,70%	7,00%	6,30%	WACC blindado para aplicação	7,70%
				Média 7,70%			

Obs.: ano A = imediatamente após ao ano t.

182. Considera-se que o WACC calculado dessa maneira concilia questões referentes ao tamanho das janelas, pois cada taxa histórica anual possui os mesmos tamanhos de janelas definidos na metodologia, sendo que para o capital próprio, cada taxa anual possui peso de 20%. O ano t-4, com janelas de dez anos para as debêntures e NTN-B's, por exemplo, inclui dados que iniciam há quinze anos do ano de aplicação, os quais participam do valor final do capital próprio com peso de 20%. Entende-se que essa proposta é comparativamente melhor que o simples alongamento de janelas, pois pondera os períodos dando menor peso aos extremos iniciais e finais.

183. Propicia também menor volatilidade em relação ao valor da atualização anual (que já mitigava a volatilidade da atualização somente em momento de revisões de metodologia), bem como consegue tratar de maneira regulatória, a natureza diferenciada do capital próprio e de terceiros. Dessa forma, acatam-se parcialmente as contribuições que solicitaram alongamento de janelas e blindagem de capital próprio.

184. Desse modo, recomenda-se manter a atualização anual da taxa regulatória de remuneração de capital, incluindo a blindagem do capital. Tal conceito, porém, não se aplica às obrigações especiais e recursos da RGR, para os quais adotar-se-á os valores do ano histórico t, conforme esquemático anteriormente exposto.

185. Em relação à solicitação da Abrate, Taesa e Cteep sobre a não atualização do WACC aplicado ao componente financeiro da RBSE, entende-se que o assunto não é pertinente à revisão de metodologia e deve ser tratado nos processos tarifários ou de revisão de receita.

186. Uma vez definida a metodologia, recomenda-se que o valor do WACC seja atualizado

P. 106 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

anualmente por meio de despacho da SGT até o final do mês de fevereiro do ano de aplicação A, quando será possível reunir os dados do ano A-1 para composição do cálculo e aplicação no ano A, com vigência a partir de março.

**Proposta para a atualização da taxa regulatória de remuneração do capital:** atualização anual dos parâmetros, adotando-se o conceito de blindagem regulatória de custo de capital próprio.

### 6.3 Impactos das Alternativas

299. O efeito da taxa regulatória de remuneração de capital não é diretamente observável, pois os investimentos dependem da remuneração, bem como de outros fatores como, por exemplo, a valoração dos ativos, a possibilidade de ganho de eficiência, etc. Restringindo-se aos efeitos da taxa, ainda que seja difícil delimitá-los, entende-se que o custo para os consumidores é o menor possível se a metodologia escolhida for capaz de replicar os custos incorridos pelos concessionários eficientes.

300. Não obstante, apresenta-se uma estimativa de impacto econômico. O montante de remuneração de capital depende tanto da taxa a ser definida, quando da base sobre a qual incidirá. No caso das transmissoras, as Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, foram estabelecidas provisoriamente para o ciclo 2018-2019, sendo equivalentes a R\$ 3,95 bilhões, dos quais, 28,8% referem-se à remuneração (R\$ 1,1 bilhão). Considerando tudo o mais constante, uma variação de um ponto percentual na taxa de remuneração real antes de impostos significa variação de R\$ 186 milhões nas receitas anuais das transmissoras prorrogadas.

301. Já em relação às usinas hidrelétricas enquadradas no regime de geração por cotas estabelecido pela Lei nº 12.783/2013, a remuneração de capital representa aproximadamente 60% das suas Receitas Anuais de Geração (excluindo encargos e indisponibilidade). Em relação à última deliberação da Diretoria Colegiada sobre o assunto, a remuneração sobre o capital representou aproximadamente R\$ 1,4 bilhão por ano. Estima-se que uma alteração de um ponto percentual na taxa de remuneração resulte em variação de R\$ 94 milhões anuais nas receitas anuais da geração e de R\$ 90 milhões anuais na receita anual de Angra.

302. Em suma, no caso de geradoras e transmissoras, estima-se que, para cada ponto percentual de variação da taxa regulatória de remuneração do capital antes de impostos, há variações de R\$ 371 mi nas receitas anuais.

303. Adicionalmente, para as transmissoras, há os efeitos decorrentes da Portaria nº 120/2016 do Ministério de Mina e Energia, no que se refere aos ativos previstos no art. 15, § 2º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, bem como das autorizações de reforços e melhorias.

304. No caso da distribuição, em termos de valores em reais e considerando apenas os dados do quarto ciclo de revisões tarifárias, a remuneração do capital representou, em média, cerca de 24% das



P. 107 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

receitas gerenciáveis (Valor da Parcela B) concedidas às concessionárias anualmente, equivalente a aproximadamente R\$ 12 bilhões por ano. Em síntese, uma alteração de 1% na taxa regulatória de remuneração do capital significa uma variação de 1,32% nas tarifas. Assim, estima-se que no segmento de distribuição, para cada ponto percentual de variação da taxa regulatória de remuneração do capital depois de impostos, há variações de R\$ 1,4 bi nas receitas anuais, ou R\$ 7,05 bi nas receitas do ciclo (5 anos).

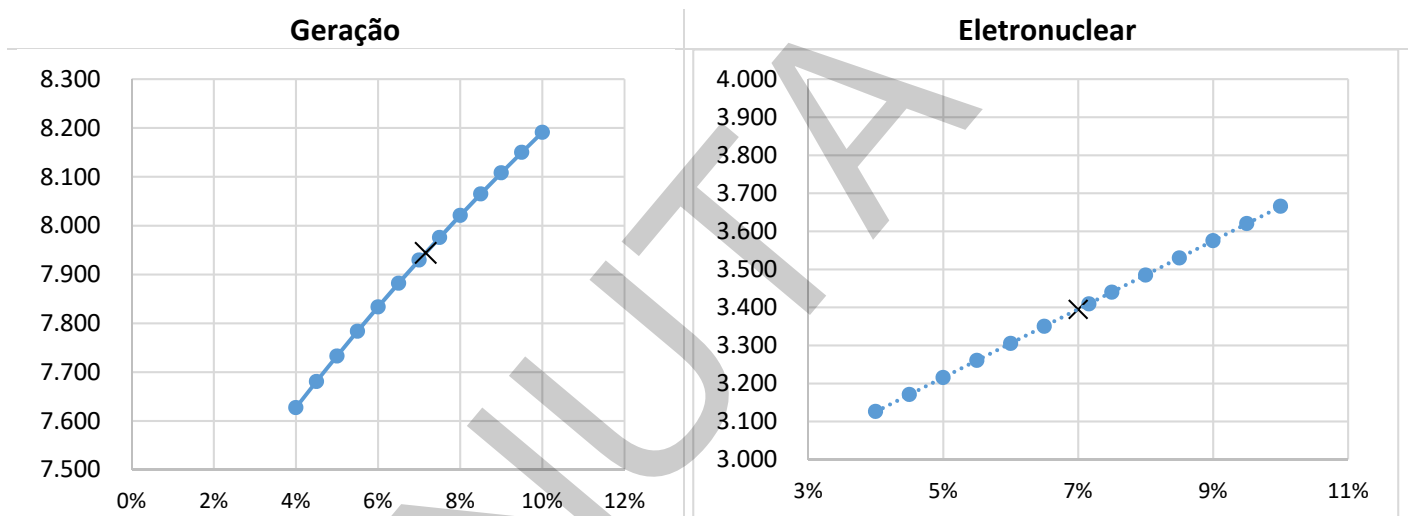


Figura 5 - Simulação do Impacto tarifário da variação de ponto percentual na Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (Eixo horizontal) - R\$ Milhões (Eixo vertical) – Geradores e Eletronuclear

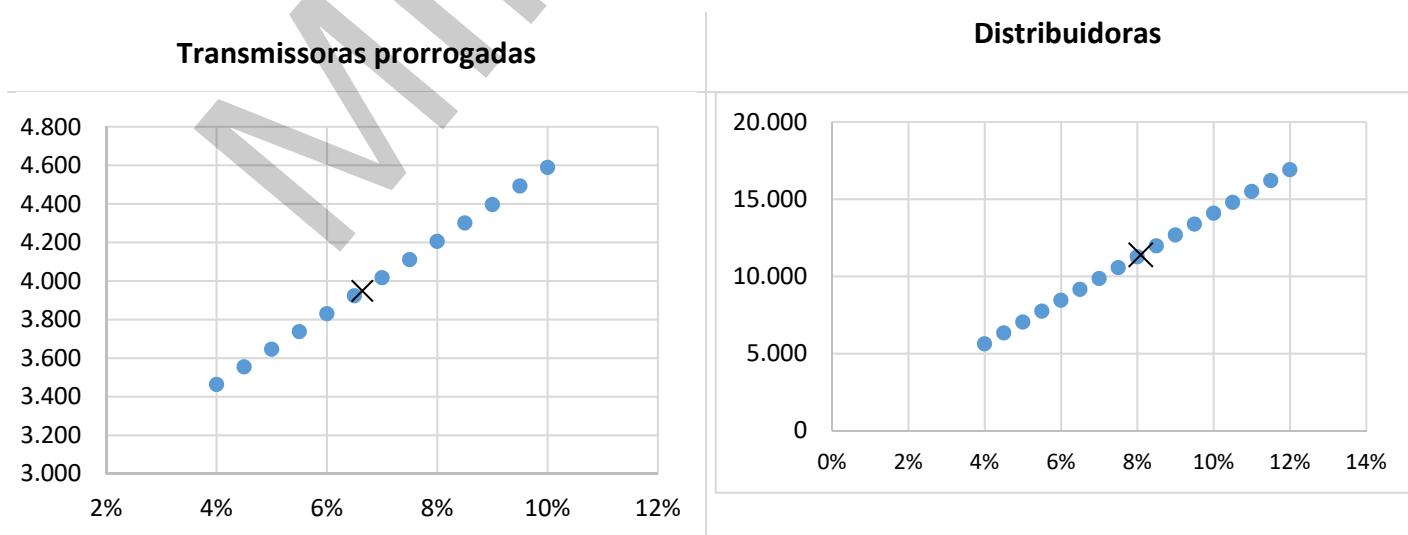


Figura 6 - Simulação do Impacto tarifário da variação de um ponto percentual na Taxa Regulatória de Remuneração do Capital (Eixo horizontal) - R\$ Milhões (Eixo vertical) – Transmissoras prorrogadas e Distribuidoras (Remuneração de capital sem RGR)



P. 108 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

#### 6.4 Comparação das Alternativas

305. Como já descrito, para definição da melhor alternativa para o cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital apresentada na AP 09/2019, algumas diretrizes foram consideradas. Relembre-se:






- A. **Estabilidade regulatória:** manutenção do que já vinha sendo aplicado anteriormente, caso novas opções não sejam claramente melhores;
- B. **Uso de parâmetros locais, quando possível:** desde que consigam incorporar uma relação adequada de equivalência aos parâmetros tradicionais, sem comprometer a fundamentação teórica da modelagem;
- C. **Simplificação do cálculo, quando possível;**
- D. **Uso de dados públicos, quando possível;**
- E. **Padronização de janelas para parâmetros iguais em diferentes segmentos regulados;**
- F. **Período de referência mais próximo do tamanho do período entre revisões:** objetiva melhor delimitação temporal ao não utilizar períodos muito longos ou muito curtos, mantendo o tamanho dos ciclos de receita ou tarifa como orientação (exceto para o caso do prêmio de risco de mercado, em que há fundamentação teórica para a utilização de janela longa).

306. Portanto, essas foram as principais diretrizes para o estabelecimento de parâmetros e procedimentos de cálculo da taxa regulatória de remuneração do capital. Sabendo que no caso concreto uma diretriz pode conflitar com outra, é relevante compreender isso é natural, pois nenhuma metodologia será capaz de conjugar perfeitamente todas essas diretrizes. Reguladores do mundo todo enfrentam custos de oportunidade (*trade-offs*) em suas tomadas de decisão, precisando equilibrar diferentes objetivos e interesses. Entretanto, quando o regulador demonstra quais foram as diretrizes que fundamentaram a decisão, garante maior clareza à sociedade quanto aos critérios julgados importantes para ponderar as diferentes alternativas metodológicas.

307. Todas as contribuições e argumentos técnicos favoráveis ou contrários a cada alternativa e seus parâmetros foram apresentados ao longo do AIR e em função deles, da contextualização da discussão do tema e da experiência da ANEEL é que foi construída a proposta a ser colocada em Consulta Pública (nos termos da Lei nº 13.848/2019). Ainda assim, de forma simplificada, as alternativas e seus parâmetros foram qualificados com base na sua capacidade de atendimento aos princípios definidos como orientadores da decisão regulatória, com o intuito de apresentar uma comparação mais objetiva, ainda que não possa ser completa, em função da complexidade do tema, da profundidade da discussão e da dimensão potencial do alcance dos efeitos da decisão.















P. 109 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Escala de atendimento ao princípio	Alto	Médio alto	Médio	Médio baixo	Baixo	Por parâmetro Geral		
	 5	 4	 3	 2	 1			
Parâmetro	Estabilidade Regulatória	Parâmetros nacionais	Simplificação	Dados públicos	Padronização de janelas entre segmentos	Janelas mais próximas do período		
A	Taxa livre de risco, risco país e inflação	5	2	2	5	2	1	57%
	Beta	5	1	2	1	5	5	63%
	Prêmio de Risco de Mercado	5	1	4	2	5	1	60%
	Remuneração de Capital de Terceiros: Debêntures	1	5	5	5	5	5	87%
	Estrutura de Capital: contabilidade regulatória	5	5	1	4	2	4	70%
	Conjunto da metodologia (WACC/CAPM)	5	2	2	2	2	2	50%
B	Taxa livre de risco, risco país e inflação	2	5	5	5	5	5	90%
	Beta	5	1	2	1	5	5	63%
	Prêmio de Risco de Mercado	5	1	4	1	5	1	57%
	Remuneração de Capital de Terceiros: Debêntures	1	5	5	5	5	5	87%
	Estrutura de capital: Rel. Div.Líqu. / EBITDA = 2,5x	1	5	5	3	5	2	70%
	Conjunto da metodologia (WACC/CAPM)	3	4	4	4	5	4	80%
C	Taxa livre de risco, risco país e inflação	1	5	5	5	5	5	87%
	Spread	1	1	1	5	5	5	40%
	Conjunto da metodologia (WACC/CAPM)	1	4	4	4	5	5	63%

308. Como se pode observar, a Alternativa B consegue se aproximar mais dos princípios definidos relativamente às outras, porém, nenhuma delas atende com 100% de precisão a todos eles, pois como explicado, pode haver conflito entre os princípios, cabendo ao regulador procurar preservar na medida do possível, o conjunto de diretrizes.

309. Em relação à forma de atualização, mantém-se os princípios de estabilidade regulatória e simplicidade e acrescenta-se previsibilidade, que é a capacidade de todos os agentes interessados conseguirem perceber, observar e prever a evolução da taxa regulatória de remuneração do capital a ser aplicada nos próximos períodos.

Parâmetro	Estabilidade Regulatória	Previsibilidade	Simplificação	Geral
1 Sem atualização dos valores, até a próxima revisão.	 5	 1	 2	 53%
2 Atualização anual de parâmetros até a próxima revisão	 4	 5	 2	 73%
3 Atualização acionada por gatilhos	 2	 1	 1	 27%

310. Nesse caso, considera-se que a atualização anual dos parâmetros não prejudica drasticamente a estabilidade regulatória, mas consegue dar maior previsibilidade por meio da publicidade da evolução da taxa, embora não seja essa uma opção simples, em função da necessidade de cálculo anual.



P. 110 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

311. A seguir, apresenta-se a comparação das alternativas metodológicas em termos de vantagens e desvantagens, conforme **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

	Vantagens das Alternativas	Desvantagens das Alternativas
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manutenção da metodologia WACC/CAPM, amplamente aplicada por reguladores do mundo inteiro contribui para a estabilidade das regras, mas com aprimoramentos necessários e possíveis.</li> <li>• Custo do capital próprio baseado no mercado americano, considerado o maior e mais seguro mercado do mundo.</li> <li>• Simplificação do cálculo do custo de capital de terceiros baseado no mercado brasileiro de debêntures.</li> <li>• Maior coerência do cálculo dos parâmetros para os segmentos, unificando o que for geral e diferenciando o que for específico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Quantidade de parâmetros da metodologia WACC/CAPM obriga decisões discricionárias por parte da Agência, as quais, embora fundamentadas, dificultam a operacionalização e o processo de discussão com os agentes.</li> </ul>
B	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manutenção da metodologia WACC/CAPM, amplamente aplicada por reguladores do mundo inteiro contribui para a estabilidade das regras.</li> <li>• Possibilidade de aplicação de procedimentos já adotados em outros países, de simplificação do cálculo e adoção do mercado brasileiro como referência de alguns parâmetros, como título público e debêntures.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Quantidade de parâmetros da metodologia WACC/CAPM obriga decisões discricionárias por parte da Agência, as quais, embora fundamentadas, dificultam a operacionalização e o processo de discussão com os agentes.</li> </ul>
C	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Simplificação dos parâmetros facilita a operacionalização, reduz a quantidade de escolhas a serem feitas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Não elimina as escolhas discricionárias, apesar de reduzi-las, em quantidade. Se o <i>spread</i> for baseado no WACC, a simplificação dos parâmetros não ocorre de fato, mas apenas na apresentação do resultado. Se o <i>spread</i> não for baseado no WACC, será necessário arbitrá-lo.</li> </ul>

**Quadro 2 - Vantagens e desvantagens das alternativas quanto à metodologia**

312. **O Erro! Fonte de referência não encontrada.** apresenta algumas vantagens e desvantagens das alternativas de atualização propostas.

	Vantagens das Alternativas	Desvantagens das Alternativas
1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Valor fixo contribui para a estabilidade e previsibilidade regulatórias.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• O intervalo de revisão metodológica pode ser considerado extenso. Como os parâmetros são dinâmicos, a não atualização do valor pode gerar acúmulo de expectativas em relação ao novo valor;</li> <li>• Com o passar do tempo o valor estabelecido pode se tornar inadequado tanto para mais quanto para menos, podendo beneficiar as empresas e onerar o consumidor, ou vice-versa, em patamar considerado não desejável</li> </ul>
2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atualização anual permite que a conjuntura seja incorporada gradualmente por meio da evolução dos parâmetros</li> <li>• Ameniza o acúmulo de expectativas em função do deslocamento das janelas utilizadas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atualizações mais frequentes somente são viáveis se o procedimento operacional for expedito;</li> </ul>
3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• A atualização será motivada por uma análise prévia de adequação dos parâmetros regulatórios.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Como no caso anterior, atualizações somente são viáveis se o procedimento operacional for expedito;</li> </ul>



P. 111 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Vantagens das Alternativas	Desvantagens das Alternativas
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Atualização por gatilhos pode fornecer maior estabilidade às empresas e aos consumidores de que a remuneração será coerente com a realidade do mercado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Os gatilhos podem não estar adequadamente mensurados.</li> </ul>

**Quadro 3 - Vantagens e desvantagens das alternativas quanto à atualização**

## 6.5 Riscos das Alternativas

313. O maior risco é que a metodologia e a forma de atualização não sejam capazes de refletir a taxa de remuneração que equilibre a remuneração adequada dos investimentos e o ônus tarifário ao consumidor.

314. Por um lado, a taxa de remuneração não pode ser tão baixa que incentive a postergação de investimentos necessários para garantir a continuidade e a qualidade do serviço prestado. Por outro lado, ela não deve ser tão alta que incentive sobreinvestimento e o remunere acima do que outra atividade com risco e retorno equivalentes o faria, o que representaria ineficiência alocativa dos recursos na economia e tarifas mais altas do que deveriam ser. Ao definir uma taxa de remuneração equivalente àquela exigida no mercado financeiro por investidores de empresas com risco equivalente, o regulador almeja que as empresas alcancem o nível de investimento economicamente eficiente, que resultará em correta alocação dos recursos do consumidor para esse serviço.

315. Para o consumidor, esse equilíbrio da taxa de remuneração é de suma importância. Uma taxa excessivamente alta tende a onerar a tarifa sem trazer benefícios de qualidade. Uma taxa abaixo do custo mínimo de atratividade pode representar uma ameaça à qualidade dos serviços, pois os agentes tendem a usar todos os meios disponíveis para não alocar novos recursos com retorno marginal abaixo de tal patamar. Entretanto, se as condições macroeconômicas são favoráveis, com melhores possibilidade de financiamento para as empresas, ao capturar esse ambiente por meio da taxa de remuneração regulatória, o regulador consegue repassar tais benefícios ao consumidor.

## 8. Experiência nacional e internacional

316. A metodologia WACC-CAPM utilizada pela ANEEL é a mais aplicada por reguladores do serviço de energia elétrica no mundo, bem como de outras indústrias de rede reguladas, como água, gás, telecomunicações, ferrovias e rodovias, inclusive no Brasil, quando se observa outras agências e órgãos reguladores estaduais.

317. Parcela menor de reguladores opta por utilizar outras formas de regular a taxa de remuneração que não seja o WACC, a exemplo dos casos em que a rentabilidade é calculada somente para o capital próprio, sendo o custo de capital de terceiros pago integralmente ou considerado juntamente com os custos operacionais. Em outros casos, a remuneração é paga como uma anuidade, como rentabilidade sobre os ativos a ser admitida dentro de um intervalo mínimo e máximo dentro do



P. 112 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

qual se estabelece uma taxa central. No Brasil, a ANAC é um exemplo de caso que não adota WACC/CAPM, pois optou recentemente por substituir essa metodologia.

318. A Figura apresenta classificação de alguns países sobre a utilização ou não de WACC/CAPM para determinar a remuneração de capital por reguladores do setor elétrico no mundo e de outros setores no Brasil. Mais detalhes da pesquisa realizada pela SRM estão disponíveis no Apêndice 6.



**Figura 7 - Método de cálculo da Taxa de Remuneração Regulatória sobre o Capital utilizado Reguladores – Exemplos de países que utilizam ou não o WACC**

Fonte: Países da Europa: *Council of European Energy Regulators*<sup>50</sup>. Demais países e Brasil: sítio eletrônicos dos órgãos reguladores e pesquisa realizada pela ANEEL. Elaboração própria, 2018.

## 8. Participação pública

319. As alternativas propostas foram construídas com base o histórico de deliberações da ANEEL sobre o tema, nas informações, contribuições e discussões surgidas por ocasião dos processos de atualização (distribuição) e revisão de metodologia (transmissão e geração) da taxa de remuneração do capital, cuja participação pública ocorreu no âmbito da 1ª Fase da AP nº 66/2017, 2ª Fase da AP nº 41/2017 e 2ª Fase da AP nº 16/2017, bem como nas contribuições colhidas contribuições no âmbito da CP nº 15/2018, quando foram recebidas contribuições de 25 agentes.

320. Na AP 9/2019 foram recebidas contribuições de 28 agentes: Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – Abradee, Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – Abrate, Associação Brasileira das Empresas Geradores de Energia Elétrica – Abrage, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – Abrace, Associação Brasileira da Infraestrutura e Indústrias de Base – Abdib, Instituto Acende Brasil, Centro de Estudos em Regulação de Mercados da Universidade de Brasília – CERME/UnB, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP Conselho de Consumidores da Área de Concessão da Centrais Elétricas do Pará S/A. – Concelpa, Conselho de Consumidores da EDP São Paulo - ConEDP/SP, Conselho de consumidores da CPFL Paulista/ Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga – Concen, , Conselho de

<sup>50</sup> CEER *Report on Investment Conditions in European Countries*, 2017. Disponível em: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fbd6a80e-5825-d1f3-fe35-bb3682b40c98>





P. 113 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Cidadãos Consumidores de Energia Elétrica de Poços de Caldas – Conccel, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT, Companhia Paranaense de Energia – Copel, Celesc Geração S.A. – Celesc G, Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig, Companhia Paranaense de Energia – Copel, CPFL Energia – CPFL, Energias do Brasil S.A. – EDP, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – Eletrosul, Enel, Energisa S.A., Equatorial Energia, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista – Cteep, Neoenergia, Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A – Taesa, da Subsecretaria de Energia - Secretaria de Avaliação de Políticas Públicas, Planejamento, Energia e Loteria - Secretaria Especial de Fazenda – Ministério da Economia - SECAP/FAZENDA-ME, 3G Radar.

321. Foram totalizadas 210 contribuições as quais foram agrupadas por assunto, sendo apresentada a argumentação principal dos agentes juntamente com a análise sobre a pertinência de se acatar ou não, tendo em vista o escopo da AP 09/2019, conforme subitens a seguir. A tabela abaixo resume o resultado da avaliação técnica sobre as contribuições recebidas. O Apêndice 7 apresenta o Relatório de Análise das Contribuições.

Assunto	Acatadas	Acatadas parcialmente	Não acatadas	Total
Remuneração do Capital Próprio	10	1	27	38
Remuneração do Capital de Terceiros	6	7	35	48
Estrutura de Capital	3	2	14	19
Metodologia - Janela dos dados	7	26	10	43
Metodologia - Medida de Tendência Central e tratamento de <i>outliers</i>	0	7	23	30
Metodologia - demais aspectos	5	9	5	19
PRORET	2	0	1	3
Atualização	1	0	9	10
<b>Total</b>	<b>34</b>	<b>52</b>	<b>124</b>	<b>210</b>

**Tabela 7 - Síntese da análise de contribuições da Audiência Pública nº 9/2019**

322. Na CP 26/2019 foram recebidas contribuições de 22 agentes: Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livre – Abrace, Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica – Abradee, Associação Brasileira das Empresas Geradores de Energia Elétrica – Abrage, Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica – Abrate, Celesc Distribuição S.A – Celesc, Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig, Copel Distribuição, Grupo CPFL Energia – CPFL, Energias do Brasil S.A. - GRUPO EDP, Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, Centrais Elétricas S/A – Eletrosul, Enel Energia - Grupo Enel, Grupo Energisa, Grupo Equatorial Energia – Equatorial, Neoenergia - Neoenergia / Fundação Getúlio Vargas – FGV, Federação das Indústrias do Estado de São Paulo – FIESP, Furnas Centrais Elétricas S/A – Furnas, Global Performance Management – GPM, Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - ISA CTEEP, Light Serviços de Eletricidade S/A – Light, Synergix Consultoria e Projetos Ambientais – Synergix, Transmissora Aliança de Energia Elétrica S/A – Taesa, Cia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE GT.

323. Foram totalizadas 171 contribuições as quais foram agrupadas por assunto, sendo apresentada a argumentação principal dos agentes juntamente com a análise sobre a pertinência de se



P. 114 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

acatar ou não, tendo em vista o escopo da CP 26/2019, conforme subitens a seguir. A tabela abaixo resume o resultado da avaliação técnica sobre as contribuições recebidas.

Assunto	Acatadas	Acatadas parcialmente	Não acatadas	Total
Remuneração do Capital Próprio	10	7	69	86
Remuneração do Capital de Terceiros	6		26	32
Estrutura de Capital		1	10	11
Metodologia - Janela dos dados	1		2	3
Obrigações especiais e ativos totalmente depreciados	13		5	18
Ajuste financeiro			1	1
PRORET CAIMI BAR	1			1
Atualização	2	5	12	19
<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>13</b>	<b>125</b>	<b>171</b>

Tabela 8 - Síntese da análise de contribuições da Consulta Pública nº 26/2019

## 9. Acompanhamento e fiscalização

324. O acompanhamento e monitoramento ocorrerá anualmente no momento de atualização dos parâmetros.

## 10. Alterações em regulamentos

325. A definição de nova taxa regulatória de remuneração de capital demandará alterações ou revogações dos regulamentos em vigor em função da edição do novo ato normativo, conforme explicitado no Quadro 4.

Segmento	Transmissão	Geração			Distribuição	
Submódulo PRORET	9.1	12.1	12.3	2.4	2.1	2.1A
Resolução Normativa nº	816/2018	818/2018	608/2014	807/2018	DSP nº 1.646/2016	686/2015

Quadro 4 - Dispositivos a serem alterados após definição da Taxa Regulatória de Remuneração do Capital

## 11. Vigência

326. Vigência anual.

327. Percentual definitivo aplicável às revisões de geração, de distribuição e de transmissão e provisório para autorizações de reforços e melhorias de transmissão ocorridas no respectivo ano de vigência.

- a. Segmento de distribuição: a partir de 2020; e
- b. Segmentos de transmissão e geração: aplicação a partir de junho de 2018.



P. 115 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

328. O resultado do cálculo conforme a metodologia proposta se encontra no Apêndice 1 e 2.

## 12. Conclusão

329. Foram avaliadas as contribuições recebidas no âmbito do processo nº 48500.001761/2018-10, instaurado para obter subsídios para a definição da metodologia de cálculo e atualização da taxa regulatória de remuneração do capital para revisão de tarifa ou receita dos segmentos de distribuição, transmissão e geração, com efeitos nos Submódulos 2.1, 2.1A, 2.4, 9.1 e 12.1 e 12.3 do PRORET, cujos resultados estão disponíveis nos anexos do presente Relatório de Análise de Impacto Regulatório.

*(Assinado digitalmente)*  
FELIPE PEREIRA  
Especialista em Regulação

*(Assinado digitalmente)*  
MARCO ALESSANDRO PANDO  
Analista Administrativo

*(Assinado digitalmente)*  
VANESSA RODRIGUES DOS SANTOS CARDOSO  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

*(Assinado digitalmente)*  
JÚLIO CÉSAR REZENDE FERRAZ  
Superintendente de Regulação Econômica e Estudos do Mercado



P. 116 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

## APÊNDICES

### Apêndice 1 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Segmentos de Transmissão e Geração - Resultado

Vigência anual.

Percentual definitivo aplicável às revisões de geração e de transmissão e provisório para autorizações de reforços e melhorias de transmissão ocorridas no respectivo ano de vigência.

Transmissão e Geração	Vigência		
	2018	2019	2020
<b>Remuneração de Capital Próprio</b>			
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%
Beta Alavancado	0,5190	0,4727	0,4223
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	3,31%	3,04%	2,73%
Remuneração real depois de impostos	9,71%	9,16%	8,56%
<b>Remuneração de Capital de Terceiros</b>			
Debêntures	6,92%	6,72%	6,31%
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%
Remuneração real antes de impostos	7,27%	7,12%	6,68%
Impostos	34,00%	34,00%	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,80%	4,70%	4,41%
<b>Estrutura de Capital</b>			
% Capital Próprio	58,27%	60,37%	61,86%
% Capital de Terceiros	41,73%	39,63%	38,14%
<b>Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada</b>			
Real, depois de impostos	7,66%	7,39%	6,98%
Real, antes de impostos	11,61%	11,20%	10,57%

Valor parcial: ver fórmula completa no Submódulo 9.1 do PRORET

Obrigações especiais - Transmissão	Vigência		
	2018	2019	2020
Prêmio de Risco do negócio e financeiro após impostos	5,58%	5,00%	4,81%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro antes de impostos	8,45%	7,57%	7,29%



P. 117 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

## Apêndice 2 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital – Segmento de Distribuição - Resultado

Distribuição	Simulações		Vigência	
	2018	2019	2020	
<b>Remuneração de Capital Próprio</b>				
Taxa Livre de Risco	6,40%	6,12%	5,83%	
Beta Alavancado	0,5536	0,5021	0,4464	
Prêmio de Risco de Mercado	6,38%	6,43%	6,46%	
Risco da Atividade	0,65%	0,57%	0,51%	
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	4,18%	3,80%	3,39%	
Remuneração real depois de impostos	10,58%	9,92%	9,23%	
<b>Remuneração de Capital de Terceiros</b>				
Debêntures	7,49%	7,18%	6,73%	
Custo de emissão	0,35%	0,40%	0,37%	
Remuneração real antes de impostos	7,84%	7,57%	7,10%	
Impostos	34,00%	34,00%	34,00%	
Remuneração real depois de impostos	5,17%	5,00%	4,69%	
<b>Estrutura de Capital</b>				
% Capital Próprio	54,03%	56,46%	58,07%	
% Capital de Terceiros	45,97%	43,54%	41,93%	
<b>Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada</b>				
Real, depois de impostos	8,10%	7,78%	7,32%	
Real, antes de impostos	12,27%	11,79%	11,10%	
Valor parcial: ver fórmula completa nos Submódulo 2.1 ou 2.1A do PRORET				
		Simulações		Vigência
<b>Obrigações especiais - Distribuição</b>		2018	2019	2020
Prêmio de Risco do negócio e financeiro após impostos		6,33%	5,58%	5,35%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro antes de impostos		9,58%	8,46%	8,10%



P. 118 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Apêndice 3 - Remuneração de recursos advindos da Reserva Global de Reversão – RGR

Remuneração Recursos RGR	Simulações		Vigência
	2018	2019	2020
Custo dos recursos da RGR	5,00%	5,00%	5,00%
Taxa de Administração média	1,38%	1,38%	1,38%
<b>Remuneração Recursos RGR nominal antes de impostos</b>	<b>6,38%</b>	<b>6,38%</b>	<b>6,38%</b>
Inflação implícita (B3, para 1826 dias, no último dia útil do ano base)	4,95%	4,25%	4,01%
Taxa referencial DI x Pré	9,99%	8,86%	6,43%
Taxa referencial DI x IPCA	4,80%	4,42%	2,33%
<b>Remuneração recursos RGR real, antes de impostos</b>	<b>1,36%</b>	<b>2,04%</b>	<b>2,28%</b>

MINUTA



P. 119 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

**Apêndice 4 - Taxa Regulatória de Remuneração do Capital real e antes de impostos – Segmento de Distribuição - por alíquotas de IRPJ e CSLL**

Enquadramento	Alíquota de IRPJ + CSLL	Simulações		Vigência
		2018	2019	2020
Imunidade ou não sujeição	0,00%	9,32%	8,90%	8,34%
SUDAM/SUDENE	15,25%	10,35%	9,91%	9,30%
Lucro inferior a R\$ 240 mil	25,00%	11,23%	10,77%	10,12%
Demais empresas	34,00%	12,27%	11,79%	11,10%

MINUTA



P. 120 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Apêndice 5 - Fontes das séries utilizadas

Parâmetro	Serie	Disponibilidade	Fonte	Link
<b>Taxa Livre de Risco + Risco país</b>	NTN-B	Pública	Secretaria do Tesouro Nacional	<a href="https://sisweb.tesouro.gov.br/apex/f?p=2031:2::::">https://sisweb.tesouro.gov.br/apex/f?p=2031:2::::</a>
<b>Beta</b>				
<b>Índice de mercado</b>	S&P 500	Privada	Terminal Bloomberg	
<b>Retorno das Empresas</b>	Preço das ações	Privada	Terminal Bloomberg	
<b>Prêmio de Risco de Mercado</b>				
<b>Retorno de Mercado</b>	S&P 500	Privada	Terminal Bloomberg	
<b>Taxa Livre de Risco</b>	USTB10Y	Pública	Banco Central Europeu	<a href="http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do;jsessionid=114EE6DB157DA61CA7FDC3C63BCA10E3?SERIES_KEY=143.FM.M.US.USD.4F.BB.US10YT_RR.YLDA">http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do;jsessionid=114EE6DB157DA61CA7FDC3C63BCA10E3?SERIES_KEY=143.FM.M.US.USD.4F.BB.US10YT_RR.YLDA</a>
<b>Debêntures</b>	Características	Pública	ANBIMA	<a href="http://www.debentures.com.br/exploreosnd/consultadados/emissoesdedebentures/caracteristicas_f.asp?tip_deb=publicas&amp;op_exc=Nada">http://www.debentures.com.br/exploreosnd/consultadados/emissoesdedebentures/caracteristicas_f.asp?tip_deb=publicas&amp;op_exc=Nada</a>
<b>Taxas referenciais B3</b>	DI x Pré e DI x IPCA	Pública	B3	<a href="http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/">http://www.b3.com.br/pt_br/market-data-e-indices/servicos-de-dados/market-data/consultas/mercado-de-derivativos/precos-referenciais/taxas-referenciais-bm-fbovespa/</a>
<b>Custo de Emissão</b>	Características	Pública	ANBIMA	<a href="http://www.debentures.com.br/exploreosnd/consultadados/emissoesdedebentures/caracteristicas_f.asp?tip_deb=publicas&amp;op_exc=Nada">http://www.debentures.com.br/exploreosnd/consultadados/emissoesdedebentures/caracteristicas_f.asp?tip_deb=publicas&amp;op_exc=Nada</a>

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.





P. 121 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

## Apêndice 6 - Experiência nacional e internacional sobre regulação da taxa de remuneração do capital

### Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM

	Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM
Argentina	<p>A Lei nº 24.065/1992<sup>51</sup> estabelece em seu artigo nº 41, que as tarifas aplicadas pelas transmissoras e distribuidoras deverão possibilitar taxa de rentabilidade razoável para empresas eficientes, devendo ainda guardar relação com parâmetros de eficácia e eficiência e ser similar à média da indústria ou a outras atividades de risco similar ou comparáveis, nacional e internacionalmente.</p> <p>A Resolução nº 556/2001<sup>52</sup>, do ENRE (<i>Ente Nacional Regulador de la Electricidad</i>) define que a taxa de rentabilidade deve ser calculada de acordo com a metodologia WACC e que o capital próprio será estimado com base no CAPM, adaptado à realidade do setor de distribuição da Argentina. Assim, à fórmula original do CAPM é adicionado o risco Argentina, sob condições de desempenho normal do mercado. A título de exemplo, em 2016, a Resolução nº 494/2016<sup>53</sup> estabeleceu nestes mesmos termos, a taxa de rentabilidade das distribuidoras Edenor e Edesur, em 8,10%, em termos reais e depois de impostos, para o quinquênio 2017-2021<sup>54</sup>.</p>
Austrália	<p>Na Austrália, utilizando também o método WACC/CAPM, o regulador estabelece intervalos formados por vários cálculos de beta e prêmio de risco de mercado e escolhem um ponto<sup>55</sup>. A taxa livre de risco é calculada com base em uma janela de 20 dias úteis. Anualmente alguns parâmetros atualizados e outros mantidos fixos. No custo do capital de terceiros são incluídos riscos de elevação dos custos de captação, que são calculados proporcionalmente à emissão média anual e deverão cobrir (i) as taxas brutas de subscrição; (ii) honorários legais e <i>roadshow</i>; (iii) taxas de classificação de crédito da empresa; (iv) taxas de <i>rating</i> de crédito; (v) taxas de registro; e (vi) demais taxas de emissão.</p> <p>No caso do custo do capital próprio, há uma provisão para custos de aporte de capital, quando um ajuste é requerido para manter a relação dívida / patrimônio líquido em 60%. A Autoridade Reguladora estima esses custos considerando que:</p> <p>(i) lucros retidos de 30% após impostos estarão disponíveis para aumentar o patrimônio a custo zero;</p>

<sup>51</sup> Ley nº 24.065/1992. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ley24065.pdf>

<sup>52</sup> Ente Nacional Regulador de la Electricidad. Argentina. Resolución ENRE 0556/2001. Disponível em:

[http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/\(SIDWeb\)/468725BF29AFB34D03258003004DD517](http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/(SIDWeb)/468725BF29AFB34D03258003004DD517)

<sup>53</sup> ENRE 0494/2016. Disponível em: <https://www.argentina.gob.ar/enre/resolucion-enre-ndeg-4942016>

<sup>54</sup> ENRE 64/2017. Disponível em: <https://www.boletinoficial.gob.ar/#!DetalleNorma/158458/20170201>

<sup>55</sup> Australian Energy Regulator (AER). Austrália. *Better Regulation. Explanatory Statement Rate of Return Guideline*. 2013. Disponível em:

[https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20Explanatory%20statement%20-%20appendices%20-%20rate%20of%20return%20guideline%20-%20December%202013\\_0.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20Explanatory%20statement%20-%20appendices%20-%20rate%20of%20return%20guideline%20-%20December%202013_0.pdf)

AER. *Australia. Final Decision. Endeavour Energy distribution determination*. 2015–16 to 2018–19. Attachment 3 – Rate of return April 2015. Disponível em:

[https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Final%20Decision%20Endeavour%20Energy%20distribution%20determination%20-%20Attachment%203%20-%20Rate%20of%20Return%20-%20April%202015\\_0.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Final%20Decision%20Endeavour%20Energy%20distribution%20determination%20-%20Attachment%203%20-%20Rate%20of%20Return%20-%20April%202015_0.pdf)

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 122 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM

	<p>(ii) dividendos são pagos conforme índice de <i>pay-out</i> de referência (70% do lucro após impostos);</p> <p>(iii) 25% dos dividendos pagos serão tratados como sendo reinvestidos por meio de Planos de Reinvestimento de Dividendos, com um abono de custo de equivalência patrimonial de 1% aplicado;</p> <p>(iv) qualquer outro aumento de capital exigido é valorado ao custo de 3% do <i>Seasoned Equity Offering</i> (SEO). Esses custos são adicionados à base de ativos regulados, ao mesmo tempo e em proporção às despesas de capital subjacentes, e depreciados ao longo da vida dos ativos.</p>
Finlândia	<p>Também adepto do WACC/CAPM, a Agência de Energia da Finlândia baseia-se em estudo da consultoria Ernest &amp; Young<sup>56</sup> para definir os parâmetros necessários<sup>57</sup>. Assim, a taxa livre de risco é recalculada anualmente de duas maneiras diferentes com base na média do retorno dos títulos do governo local com maturidade de dez anos. Um cálculo se baseia no histórico no período de abril a setembro no ano anterior e o outro cálculo se baseia em uma janela de dez anos anteriores. Ao final é escolhido o maior valor dentre esses dois cálculos para ser aplicado no próximo ano.</p> <p>Estabelece-se que não existem diferenças nos riscos setoriais entre operações de redes de distribuição de eletricidade e operações de rede de distribuição de eletricidade de alta tensão na Finlândia. Assim, o beta é calculado pela fórmula Hamada, na qual o impacto da alíquota do imposto também é eliminado.</p> <p>A Agência de Energia aplica 5% como Prêmio de Risco de Mercado, que também é aprovado pelo Tribunal do Mercado. De acordo com a Ernest Young e estudos apresentados, este nível é justificado quando a taxa de juros é determinada aplicando o rendimento de títulos de 10 anos do governo. Destaque-se que em períodos em que as taxas livres de risco se apresentaram muito baixas, o Prêmio de Risco de Mercado realizado ficou acima destes 5%, mas como várias pesquisas utilizadas defendem um nível seguro entre 5 e 6%, não houve alterações por conta desse fenômeno.</p>

<sup>56</sup> Ernst & Young Oy, *Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja maakaasuverkko toimintaan sitoutuneelle pääomalle (Determining a reasonable rate of return on capital invested in electricity and natural gas network operations)*, 10 October 2014. Disponível em:

[https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/EY\\_kohtuullinen\\_tuotto\\_WACC\\_loppuraportti.pdf/65533364-df15-4c0c-96ae-ad3d8a4268eb](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/EY_kohtuullinen_tuotto_WACC_loppuraportti.pdf/65533364-df15-4c0c-96ae-ad3d8a4268eb)

<sup>57</sup> Energy Market Authority.

- *Regulation methods in the fourth regulatory period of 1 January 2016 – 31 December 2019 and the fifth regulatory period of 1 January 2020 – 31 December 2023. Electricity distribution network operations. High-voltage distribution network operations.* Disponível em:

[https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Appendix\\_2\\_Regulation\\_methods\\_DSOs\\_2016-2023.pdf/b298b19e-04dc-4779-ab73-a709444bdace](https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Appendix_2_Regulation_methods_DSOs_2016-2023.pdf/b298b19e-04dc-4779-ab73-a709444bdace)

- *Regulation methods for the assessment of reasonableness in pricing of electricity transmission network operations in the third regulatory period starting on 1 January 2012 and ending on 31 December 2015.* Disponível em: [https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Appendix\\_1-Confirmation\\_decision\\_Methods\\_of\\_determining\\_reasonable\\_return\\_2012-2015\\_TSO.pdf/61d16bc1-2b04-49cc-a31f-05d0f1a9cece](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Appendix_1-Confirmation_decision_Methods_of_determining_reasonable_return_2012-2015_TSO.pdf/61d16bc1-2b04-49cc-a31f-05d0f1a9cece)

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 123 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM

A Agência Reguladora adiciona ao CAPM um prêmio por ausência de liquidez, na medida em que esse fenômeno reduziria o valor de uma empresa que não está listada em bolsa de valores ou que enfrente ausência de liquidez por outro motivo, como altos custos de transação ou períodos de venda mais alongados que o de uma companhia listada. Os reguladores assumem que a prática é altamente discricionária e que não possuem um único método para estimar esse prêmio.

Em relação à estrutura de capital, é considerada segura a proporção de 40% de dívida e 60% de capital próprio.

O prêmio de risco de crédito é formado por um limite inferior e superior. O limite inferior é estabelecido com base na média do retorno do índice de títulos de 10 anos de empresas de serviços públicos europeias com *rating* de crédito A pela *Bloomberg* para o período de junho de 2009 a maio de 2019, deduzido pelas cotações mensais médias dos títulos do governo alemão de 10 anos para o período de junho de 2009 a maio de 2019. O limite superior do intervalo é formado pela média do índice que consiste nos retornos sobre títulos de 10 anos de empresas de serviços públicos europeias com *rating* de crédito BBB pela *Bloomberg* para o período de junho de 2009 a maio de 2019, deduzido das cotações mensais médias dos títulos de dez anos do governo alemão para o período de junho de 2009 a maio de 2019. Assim um valor médio de prêmio de risco é definido com base nos dois valores mencionados e aplicado durante o período regulatório. Um detalhe é que os índices *Bloomberg* devem incluir várias empresas no momento da atualização do prêmio de risco, pois se isso não ocorrer, a Autoridade Reguladora define que o prêmio da dívida será de 1,4%.

O WACC é a metodologia adotada pela Holanda para a remuneração do capital<sup>58</sup>. Uma vez que as empresas para as quais essa taxa é estimada não são listadas em bolsa, o órgão regulador seleciona um grupo de pares de empresas de capital aberto que obtêm a maior parte de seus lucros de uma atividade similar àquela para a qual se estima o WACC. Esse grupo de empresas similares baseia o cálculo do beta para cada atividade bem como o nível apropriado de alavancagem e classificações de risco de crédito.

No caso do beta, são adotadas frequências diárias e janelas de três anos, mas há padrões de liquidez mínima aceitável, assim como testes de robustez estatística para a regressão. No caso do risco de crédito, verifica-se as classificações de crédito e alavancagem das indústrias de rede com base nos grupos de pares definindo a alavancagem e a classificação de crédito compatível com as empresas holandesas (50% de alavancagem e *rating* de crédito S & P 'A'). Assim, o custo de capital de terceiros autorizado é a taxa livre de risco mais um *spread* médio entre o rendimento da dívida das empresas e a taxa livre de risco nos últimos três anos.

<sup>58</sup> *The Netherlands Authority for Consumers and Markets. The Brattle Group. The WACC for the Dutch TSOs, DSOs, water companies and the Dutch Pilotage Organisation*  
Disponível em: [https://www.acm.nl/sites/default/files/old\\_publication/bijlagen/11387\\_Rapport%20Brattle%20-%20The%20WACC%20for%20the%20Dutch%20TSOs%2C%20DSOs%2C%20water%20companies%20and%20the%20Dutch%20Pilotage%20Organisation%20-%204%20maart%202013.pdf](https://www.acm.nl/sites/default/files/old_publication/bijlagen/11387_Rapport%20Brattle%20-%20The%20WACC%20for%20the%20Dutch%20TSOs%2C%20DSOs%2C%20water%20companies%20and%20the%20Dutch%20Pilotage%20Organisation%20-%204%20maart%202013.pdf)

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 124 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM

Noruega

A Noruega também adota o WACC. Entre 2007 e 2012<sup>59</sup>, com base nos parâmetros definidos por esta metodologia, eles resumiram a taxa de remuneração, colocando-a no formato  $1,14r + 2,39\%$ . Desse modo, eram realizadas atualizações anuais apenas da taxa livre de risco, calculada com base em média anual dos rendimentos dos títulos do governo norueguês com maturidade de cinco anos. A taxa de remuneração é baseada em uma empresa médio-eficiente e há uma garantia de retorno mínimo de 2%. Caso esse retorno não se realize, é feita correção na receita para manter o retorno mínimo sobre o capital.

Ocorre que, esse modelo, estabelecido para vigorar entre 2007 e 2013, se deparou com a crise financeira global de 2008, a qual impactou o WACC de duas maneiras: reduzindo o retorno dos títulos do governo norueguês, que por serem considerados seguros, sofreram aumento da demanda nesse período; e aumentando o risco de crédito para as empresas. Pela metodologia que vigorava, a taxa livre de risco era atualizada e os demais parâmetros permaneciam fixos, de forma que a taxa de remuneração foi sendo reduzida com as atualizações anuais, embora as empresas reclamassem de crédito mais caro e escasso no mercado. Mesmo diante dessa situação, o regulador (*The Norwegian Water Resources and Energy Directorate - NVE*<sup>60</sup>) manteve a metodologia até o fim do período regulatório. No entanto, em 2013 implantou um novo modelo, ainda com alguns parâmetros fixos, mas com mais parâmetros atualizáveis anualmente, considerando que tal modelo é robusto tanto para momentos de regularidade quanto de crises.

Assim, a partir de 2013 o modelo foi modificado, sendo mantidos fixos os seguintes parâmetros: estrutura de capital (dívida: 60%); taxa livre de risco (2,5%); beta (0,875); Prêmio de risco de mercado (5%, conforme estimativa da *PricewaterhouseCoopers - PWC* após 2008, utilizado em toda a Europa Ocidental); taxa de imposto para empresas de rede (28%).

Alguns parâmetros são atualizados anualmente. São eles: a inflação (média da inflação realizada nos últimos dois anos e nas projeções de inflação para os próximos dois anos, sendo que se for negativa, adota-se zero); taxa de *swap*, adotada como a taxa livre de risco do custo do capital de terceiros (média anual de taxas de *swap* de cinco anos em dois dos maiores bancos da Noruega) e prêmio de risco de crédito (diferencial entre as obrigações de empresas de energia com maturidade de cinco anos e as taxas de *swap* de cinco anos). No processo de atualização, os parâmetros variáveis são estimados com antecedência de um ano e determinados no final do ano quando os valores reais são conhecidos.

<sup>59</sup> Noruega. Direção dos Recursos Hídricos e Energia da Noruega (*Norges vassdrags- og energidirektorat – NVE*). Disponível em <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referanserenten/> e <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2006-10-18-1171>

<sup>60</sup> NVE: *Norges vassdrags- og energidirektorat*

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 125 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM

Nova Zelândia	<p>O WACC é estabelecido anualmente, mas alguns parâmetros ficam fixos por cinco anos: prêmio de risco de mercado, estrutura de capital, beta, custos de emissão de dívida e impostos. O que é atualizado anualmente: taxa livre de risco e prêmio de risco de dívida. Para a taxa livre de risco é selecionado título do governo com maturidade de cinco anos e janela de três meses. O prêmio de risco de dívida é feito com base em <i>spread</i> de cinco tipos de dívida de distribuidoras sobre o título do governo da nova Zelândia, nos últimos cinco anos (precisa ter prazo de ao menos 5 anos até o vencimento, classificação de BBB+, serem negociados publicamente).</p> <p>Existe um WACC, estimado com base no 2º tercil, que serve como padrão para fins de trajetória de preço-qualidade individuais, enquanto o ponto médio e um intervalo são determinados para fins de divulgação de informação.</p>
Países Baixos e Caribe	<p>A <i>Netherlands Authority for Consumers and Markets (ACM)</i> determina a remuneração de capital das empresas por meio da metodologia WACC/CAPM<sup>61</sup>. A taxa livre de risco é definida por meio dos títulos do governo com maturidade de 10 anos, desde que sejam negociados em mercados líquidos sendo selecionados aqueles com menor retorno. Atualmente esses títulos são, da Alemanha, dos Estados Unidos e do Chile. O regulador considera que uma janela de três anos é o melhor preditor dos retornos futuros pois no curto prazo a taxa livre de risco pode ser muito volátil, o que não julga adequado.</p> <p>Em relação ao prêmio de risco do negócio, utilizando dados diários e janelas de três anos, a ACM estabelece o beta com base em mediana das observações. Já para o prêmio de risco de mercado, utilizam-se do estudo de Elson Dimson, Paul Marsh e Mike Stauton, da <i>London Business School</i>, publicada pelo banco Credit Suisse, o qual é se baseia em dados de 23 países, no período de 1900 a 2015, pois se acredita que é necessário utilizar o maior tempo possível para este parâmetro para refletir múltiplas circunstâncias ocorridas no passado no mercado de capitais e que possam ocorrer no futuro, além de evitar distorções específicas de curto prazo.</p> <p>A estrutura de capital é definida com base em empresas similares, selecionadas por critérios de saúde financeira. O custo do capital de terceiros é definido para cada região a partir da diferença entre o retorno de títulos corporativos de empresas de serviços públicos por meio de índices que representam empresas comparáveis disponibilizados pelo serviço de dados <i>Bloomberg</i> e o retorno dos títulos do governo com retorno mais baixo da região em análise (como explicado no parágrafo da taxa de livre de risco). A forma utilizada pela ACM para compensar a dívida existente das empresas é considerar que a carteira possui dívida de 10 anos com <i>spread</i> anual igualmente dividido entre uma janela mais longa, de sete anos e outra mais recente, de três anos, o que resulta em um período de referência 10 anos.</p>

<sup>61</sup> *Netherlands Authority for Consumers and Markets. Calculating the WACC for energy and water companies in the Caribbean Netherlands. 2017-2019. Disponível em: [https://www.acm.nl/sites/default/files/old\\_publication/publicaties/17388\\_wacc-determination-dutch-caribbean.pdf](https://www.acm.nl/sites/default/files/old_publication/publicaties/17388_wacc-determination-dutch-caribbean.pdf)*

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 126 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM

República Tcheca	Também utilizando WACC/CAPM, a República Tcheca <sup>62</sup> adota títulos do próprio país como taxa livre de risco, considerando que o mesmo já incorpora o risco país. A mediana é utilizada para o beta, estrutura de capital e prêmio de risco de dívida. São consideradas janelas de 10 anos no caso de taxa livre de risco, estrutura de capital, beta, prêmio de risco de dívida. Entretanto, para o prêmio de risco de mercado, a janela é extremamente longa. O prêmio de risco de dívida é calculado com base em títulos corporativos locais com maturidade de 10 anos.
Singapura	A Energy Market Authority se baseou no WACC/CAPM para estabelecer o preço de contratos de geração de energia, com objetivo de mitigar poder de mercado de geradoras e aumentar a eficiência no mercado de eletricidade <sup>63</sup> . A maturidade escolhida para a taxa livre de risco guarda relação com a do tipo de ativo em avaliação. As empresas escolhidas para a estrutura de capital e beta devem ser comparáveis a um novo entrante no segmento, com base em cinco critérios: disponibilidade de informações (públicas), saúde financeira, local de negócio (não precisa ser somente de Singapura, mas podem ser de países com a mesma classificação de crédito), receita tem que ser pelo menos 50% proveniente da atividade de geração térmica. A amostra final por esses critérios resultou na última definição em apenas cinco empresas. São adotadas janelas de três meses para cálculo da taxa livre de risco e prêmio de risco da dívida; e de cinco anos para beta e estrutura de capital, além de mediana para prêmio de risco de mercado e estrutura de capital.
Brasil	A Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT) estabelece taxa de remuneração para os segmentos de rodovias e ferrovias. No caso das ferrovias, utiliza o WACC com análise probabilística através de simulação numérica pelo Método de Monte Carlo para as concessões ferroviárias. Assim, a estrutura de capital é calculada com base nos custos de captação de recursos de terceiros, custo de oportunidade dos investidores e circunstâncias macroeconômicas do momento, bem como das expectativas do seu desdobramento no horizonte de projeto. Com base em análise estatística dos indicadores de referência são definidas a taxa livre de risco, o retorno do mercado de referência, o prêmio de risco de mercado e a inflação. O beta é calculado com base em amostra de empresas do setor ferroviário que possuem papéis negociados no mercado de referência e o custo de capital de terceiros, conforme as condições de financiamento específicas fornecidas pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) <sup>64</sup> .

<sup>62</sup> Energetický regulační úřad. Zásady cenové regulace pro období 2016-2018 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství a pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství (Princípios de regulação de preços para o período 2016-2018 para os setores do mercado de eletricidade, gás e eletricidade). Disponível em: <https://www.eru.cz/documents/10540/462862/Zasady-cenove-regulace-IV-RO.pdf/e438802a-b956-4df7-8353-89ccfd72a1ae>

<sup>63</sup> Energy Market Authority. Singapore Government. Review of the long run marginal cost parameters for setting the vesting contract price for and 2018. Final Determination Paper. Disponível em: <https://www.ema.gov.sg/cmsmedia/Consultations/Electricity/Review%20of%20LRMC%20parameters%20for%20Vesting%20Contract%20Price%202017%20-%202018/Final%20Determination/Final%20Determination%20Paper%20-%20Review%20of%20Vesting%20Parameters%20for%202017-2018.pdf>

<sup>64</sup> Agência Nacional de Transportes Terrestres (ANTT). Resolução nº 5337, de 10 de maio de 2017; Nota Técnica Nº 016/SUEXE/2015

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 127 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

#### Países que utilizam a metodologia WACC/CAPM

A Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) também aplica o WACC/CAPM nos seus processos de determinação de preços e tarifas, estudos de viabilidade econômico-financeira dos processos de outorgas de faixa de frequência e processos de Celebração e Acompanhamento de Termo de Ajustamento de Conduta (TAC). A segregação dos segmentos é denominada de critério de agregação. O prêmio de risco de crédito é calculado com base no excedente da taxa média ponderada das debêntures do setor sobre a remuneração dos Certificados de Depósito Interbancário (CDI). Existe uma estrutura de capital ótima (fixa em 30% de endividamento) e uma real. Existe uma taxa livre de risco para o capital próprio e outra para o capital de terceiros. O Prêmio de Risco de Mercado (PRM) é o excedente médio da taxa de retorno do índice de mercado (IBOVESPA) em relação à Taxa Livre de Risco do Custo do Capital Próprio<sup>65</sup>.

Estava em consulta pública até o dia 8/4/2018, proposta de revisão da metodologia de estimativa do custo médio ponderado de capital da ANATEL, sugerindo a utilização de prêmio de risco de mercado com base no mercado norte-americano, flexibilizações no cálculo do custo de capital de terceiros, entre outros.

Em decorrência do Novo Marco Regulatório do Setor Portuário, estabelecido pela Lei nº 12.815/2013, a Resolução nº 3.220 da Agência Nacional de Telecomunicações Transportes Aquaviários (ANTAQ) regulamenta a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de arrendamento portuário, cuja metodologia é apresentada pela Nota Técnica nº 07/2014/GRP/SPO/ANTAQ/SEP. Sendo assim, o Fluxo de Caixa Marginal dos contratos é trazido a valor presente por taxa de desconto mensurada conforme WACC.

Por fim, cite-se que alguns órgãos reguladores estaduais também se fundamentam no binômio WACC/CAPM para definir a remuneração de empresas sob sua regulação, entre eles: a Agência Reguladora do Paraná (AGEPAR), a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo (ARSESP) e a Secretaria de Desenvolvimento Econômico, Ciência, Tecnologia e Ensino Superior do Estado de Minas Gerais (SEDECTES).

#### Países que não utilizam a metodologia WACC/CAPM

Bolívia

A Bolívia é mais um país que não aplica o WACC, pois conforme estabelece a Lei de Eletricidade<sup>66</sup>, as tarifas de distribuição consideram uma taxa de retorno sobre o patrimônio líquido, calculada por meio da média aritmética das taxas de retorno anuais sobre o patrimônio do grupo de empresas listadas na Bolsa de Valores de Nova York e incluídas no índice de empresas de utilidade pública Dow Jones. Já os custos financeiros são regulados e reconhecidos pela Superintendência de Eletricidade como parte dos custos operacionais.

<sup>65</sup> Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL). Resolução nº 630, de 10 de fevereiro de 2014. Disponível em:

<http://www.anatel.gov.br/legislacao/resolucoes/2014/741-resolu%C3%A7%C3%A3o-630>

<sup>66</sup> Bolívia: Ley 1604/1994. Disponível em: <https://www.cndc.bo/normativa/leyes/ley.pdf>

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

P. 128 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

Países que não utilizam a metodologia WACC/CAPM	
Chile	No Chile, a Lei Geral de Serviços Elétricos <sup>67</sup> estabelece a taxa de rentabilidade das empresas de distribuição. Assim, a taxa de rentabilidade agregada da indústria é fixada com base em taxa interna de retorno, cujos valores de entrada são o Valor Novo de Reposição (VNR) dos ativos, com vida útil de 30 anos, e as receitas e despesas operacionais agregadas. A diferença entre o fluxo de receitas e despesas agregadas sobre o VNR resultará no retorno regulatório o qual, por ocasião da revisão tarifária, no intervalo entre 6% e 14% (variação de $\pm$ 4% a partir de 10%, conforme artigos nº 106 e 108 da referida Lei).
Dinamarca	<p>O regulador (<i>Danish Energy Regulatory Authority</i>) não utiliza o WACC para o segmento de distribuição, mas fixa o retorno máximo permitido em: rendimento de título de longo prazo (30 anos) mais 1%. Com isso, o resultado das distribuidoras dividido pela base de ativos regulatórios tem que ser inferior a esse retorno fixado. A base de ativos regulatórios é determinada anualmente (custos ajustados por preço e depreciação).</p> <p>A empresa de transmissão dinamarquesa, Energinet é totalmente estatal e não tem permissão para acumular capital ou pagar dividendos ao seu proprietário, o Ministério Dinamarquês de Energia, sendo regulada por regime de custo. Por conseguinte, a empresa apenas recupera os custos necessários para que opere de modo eficiente e obtém o chamado “retorno de capital necessário”. Excedentes de receita devem retornar aos consumidores na forma de reduções nas tarifas, medida que vale também para a situação contrária.</p> <p>Em 2014, o Comitê de Regulação em Eletricidade (<i>Electricity Regulation Committee</i>)<sup>68</sup> recomendou mudanças na regulação das receitas das distribuidoras em relação a vários itens. Especificamente sobre o retorno sobre o investimento, recomendou que fosse estabelecido um novo limite com base no histórico de retornos possíveis para uma distribuidora e um retorno sobre o investimento futuro definido por meio da metodologia WACC, baseado no mercado<sup>69</sup>. Segundo <i>Danish Energy Regulatory Authority</i><sup>70</sup>, a aplicação de metodologia contemplando essa recomendação estava prevista 2018.</p>
Espanha	Por ocasião da reforma geral do setor elétrico ocorrida em 2013, a Espanha estabeleceu, por meio de Decreto-Lei (Real Decreto-Ley 9/2013), que a taxa de remuneração apropriada para as atividades de transmissão e distribuição, de baixo risco, bem gerida e eficiente, seria fixada com base no rendimento dos títulos do governo com maturidade de 10 nos, no mercado secundário e com janela de três meses, com adição de 200 pontos base (2%) a partir de janeiro de 2014.

<sup>67</sup> Chile. *Ministerio de Minería. Ley General de Servicios Eléctricos, en Materia de Energía Eléctrica*. Disponível em: <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=3410>

<sup>68</sup> *Central Electricity Regulatory Commission*: <http://cercind.gov.in>

<sup>69</sup> *Nordic Energy Regulators (NordREG)*. 2011. *Economic regulation of electricity grids in Nordic countries*. Disponível em: [http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Economic\\_regulation\\_of\\_electricity\\_grids\\_in\\_Nordic\\_countries.pdf](http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2013/02/Economic_regulation_of_electricity_grids_in_Nordic_countries.pdf)

<sup>70</sup> *Danish Energy Regulatory Authority. National Report Denmark*, 2016. Disponível em:

[http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Information/Diverse\\_publicationer\\_og\\_artikler/National\\_Report\\_2016\\_Denmark.pdf](http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/Information/Diverse_publicationer_og_artikler/National_Report_2016_Denmark.pdf)

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 129 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que não utilizam a metodologia WACC/CAPM

Em 2018, a CNMC (*Comisión Nacional de Los Mercados Y La Competencia*) cumprindo obrigação de analisar as informações contábeis das empresas a fim de verificar o impacto das mudanças introduzidas pelo marco da remuneração da atividade, enviou à Secretaria de Estado de Energia do MINETAD (*Ministry of Energy, Tourism and Digital Agenda*), recomendação para revisar a taxa de remuneração para adaptá-la ao custo do capital próprio e de terceiros, que se reduziram durante o atual período regulatório<sup>71</sup>. Notícias atinentes ao setor indicam que a taxa tem viés de redução apontada por agentes do governo para o próximo período regulatório a iniciar em 2020, assim como há pleitos de agentes solicitando a mudança da metodologia para o WACC<sup>72</sup>.

Para remunerar apenas o capital próprio, a FERC utilizou por mais de 30 anos até 2014, a metodologia do Fluxo de Caixa Descontado, com base na fórmula;

$$P = \frac{D}{(k - g)}$$

Onde:

*P* é o preço das ações ordinárias das empresas;

*D* é o dividendo anual;

*k* é a taxa de desconto, que se deseja encontrar; e

*g* é a taxa de crescimento esperada dos dividendos, a qual espera-se que no longo prazo convirja às taxas de crescimento da economia.

Após assumir, regulatoriamente, que os dividendos crescem à metade da taxa de crescimento da economia, define-se o Modelo de Dividendos Ajustado, cuja fórmula é descrita assim:

$$k = \frac{D}{P} * (1 + 0,5g) + g$$

<sup>71</sup> Comisión Nacional de Los Mercados Y La Competencia. Nota de Prensa. Disponível em:

[https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Notas%20de%20prensa/2018/20180111\\_NP\\_INF\\_Distribuidoras.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2018/20180111_NP_INF_Distribuidoras.pdf)

[https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor\\_contenidos/Notas%20de%20prensa/2018/20180508\\_%20NP\\_%20informe\\_transporte\\_electricidad.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Notas%20de%20prensa/2018/20180508_%20NP_%20informe_transporte_electricidad.pdf)

<sup>72</sup> Disponível em: [https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/04/12/companias/1523558087\\_203589.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/04/12/companias/1523558087_203589.html) e em:

[https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/06/28/companias/1530207981\\_517097.html](https://cincodias.elpais.com/cincodias/2018/06/28/companias/1530207981_517097.html)

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 130 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que não utilizam a metodologia WACC/CAPM

	<p>Em 2014, a FERC<sup>73</sup> estabeleceu o modelo de Fluxo de Caixa Descontado em dois estágios, aplicando para a transmissão, a mesma metodologia adotada para os segmentos de gás e oleodutos. O modelo é definido pela mesma fórmula anterior, mas a taxa de crescimento <math>g</math> é dividida em duas partes, sendo 2/3 de curto prazo e 1/3 de longo prazo. Assim, o regulador estabelece a remuneração, com base nos dividendos declarados pelas empresas nos últimos seis meses, sendo que a taxa de crescimento de curto prazo dos dividendos de cada empresa é fixada com base na média das estimativas de analistas de investimento do mercado (conforme o <i>Institutional Brokers Estimate System</i> – IBES), para o período de três a cinco anos. A parte de <math>g</math> que se refere ao longo prazo é medida com base nas estimativas para o PIB de longo prazo de três instituições diferentes. O regulador estabelece ainda uma zona de razoabilidade, com base na mediana de um intervalo considerado adequado para a taxa de retorno.</p>
Guatémala	<p>A <i>Ley General de Electricidad</i><sup>74</sup> estabelece que as tarifas serão calculadas pela <i>Comisión Nacional de Energía</i>, órgão técnico ligado ao Ministério de Energia e Minas. O custo de capital e de operação da rede de distribuição é estabelecido para uma empresa eficiente de referência por meio do Valor Agregado da Distribuição, um tipo de anuidade. A taxa de custo de capital deve refletir as taxas para empresas de risco similar no país, podendo ser distintas para as atividades de transmissão e distribuição, devendo situar-se no intervalo entre 7% e 13% real, ao ano.</p>
Panamá	<p>A taxa razoável de retorno também é estabelecida pela Lei nº 6, de 1997<sup>75</sup>, que trata do marco regulatório para a prestação do serviço público de eletricidade, não compreendendo os custos de dívida e sendo fixada no conceito antes de imposto de renda. A Lei estabelece que para o serviço de transmissão, a taxa de retorno não deve ser diferente em mais de 2% da soma do rendimento anual dos títulos do governo dos Estados Unidos com maturidade de 30 anos somado à uma bonificação de 7% a título de risco dos negócios de transmissão no país. Essa taxa é calculada pela média das taxas efetivas realizadas nos 12 meses anteriores à revisão tarifária.</p> <p>Para o serviço de distribuição, a taxa de retorno a ser aplicada é calculada a partir do Valor Agregado da Distribuição, que calcula quais seriam os custos eficientes e o custo de oportunidade que deve obter o concessionário, não considerando o custo de endividamento. A taxa de retorno levará em conta a eficiência, qualidade, investimentos, entre outros aspectos, e não deve ser diferente em mais de 2% da soma do rendimento anual dos títulos do governo dos Estados Unidos com maturidade de 30 anos, com janela de 12 meses antes da data de revisão tarifária, somado à uma bonificação de 8% a título de risco dos negócios de distribuição no país.</p>

<sup>73</sup> United States of America. Federal Energy Regulatory Commission. Opinion No. 531. Order on Initial Decision. Issued June 19, 2014. Disponível em:

<https://www.ferc.gov/whats-new/comm-meet/2014/061914/E-7.pdf>

<sup>74</sup> Guatemala. *Ley General de Electricidad*. Decreto nº 93-96. *El Congreso de la República de Guatemala*. Disponível em: [https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/06/2.1\\_Ley\\_General\\_de\\_Electricidad.pdf](https://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/06/2.1_Ley_General_de_Electricidad.pdf)

<sup>75</sup> Disponível em: [https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/transparencia/articulo\\_9/9\\_2-politicas\\_institucionales/marco\\_legal/electricidad/leyes\\_sectoriales/ley\\_6\\_1997.pdf](https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/transparencia/articulo_9/9_2-politicas_institucionales/marco_legal/electricidad/leyes_sectoriales/ley_6_1997.pdf)

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.



P. 131 do RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 2/2020 – SRM/ANEEL, de 09/03/2020.

### Países que não utilizam a metodologia WACC/CAPM

Peru	No Peru, a taxa de rentabilidade das empresas de distribuição calculada pelo Regulador Osinergmin ( <i>Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería</i> ) é estabelecida por Lei ( <i>Ley de Concesiones Eléctricas</i> , art. 71 e 79) <sup>76</sup> , devendo permanecer, por ocasião da revisão tarifária, no intervalo entre 8% e 16%. Assim, a taxa de rentabilidade agregada da indústria é fixada com base em taxa interna de retorno, cujos valores de entrada são o Valor Novo de Reposição dos ativos, com vida útil de 30 anos, sendo que os fluxos anuais são estabelecidos por meio do modelo de empresa de referência, denominados Valor Agregado da Distribuição (VAD).
Brasil	A Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC), em processo <sup>77</sup> que tratou de parâmetros da concessão de alguns aeroportos, no que se refere às taxas de desconto dos fluxos de caixa marginais dos respectivos contratos, iniciou a discussão propondo que tais taxas fossem calculadas com base no WACC/CAPM. Entretanto, ao final do processo, propôs que a taxa se baseasse nos valores da SELIC e da inflação medida pelo IPCA. A mudança foi justificada <sup>78</sup> como uma forma de preservar a estabilidade regulatória <sup>79</sup> .

<sup>76</sup> Peru. *Ley de Concesiones Eléctricas. Decreto Ley nº 25.844*, publicada en el Diario Oficial El Peruano el 19/11/1992. Disponível em:

[https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY\\_CONCESIONES\\_ELECTRICAS.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf)

<sup>77</sup> Agência Nacional de Aviação Civil. ANAC. Resolução nº 451, de 27 de novembro de 2017. Disponível em: [http://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao/legislacao-1/resolucoes/2017/resolucao-no-451-27-11-2017/@@display-file/arquivo\\_norma/RA2017-0451.pdf](http://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao/legislacao-1/resolucoes/2017/resolucao-no-451-27-11-2017/@@display-file/arquivo_norma/RA2017-0451.pdf)

<sup>78</sup> Agência Nacional de Aviação Civil. ANAC. Primeira Revisão dos Parâmetros da Concessão dos Aeroportos de Brasília, Campinas e Guarulhos - Proposta de Resolução que dispõe sobre as taxas de desconto dos fluxos de caixa marginais dos respectivos Contratos. Justificativa. 2017. Disponível em: <http://www.anac.gov.br/participacao-social/audiencias-e-consultas-publicas/audiencias/2017/aud11/ap-11-2017-justificativa.pdf>

<sup>79</sup> Agência Nacional de Aviação Civil. ANAC. Metodologia para o Cálculo da Taxa de Desconto – Resolução nº 451, de 27 de novembro de 2017, que trata Primeira Revisão dos Parâmetros da Concessão dos Aeroportos de Brasília, Campinas e Guarulhos, no tocante às taxas de desconto dos fluxos de caixa marginais dos respectivos Contratos. Memória de Cálculo. 2017. Disponível em: [http://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao/legislacao-1/resolucoes/2017/resolucao-no-451-27-11-2017/@@display-file/anexo\\_norma/Mem%C3%B3ria%20de%20C%C3%A1lculo.zip](http://www.anac.gov.br/assuntos/legislacao/legislacao-1/resolucoes/2017/resolucao-no-451-27-11-2017/@@display-file/anexo_norma/Mem%C3%B3ria%20de%20C%C3%A1lculo.zip)

\* O Relatório de AIR é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

