



**Audiência Pública 41/2017 – 2ª Fase**  
*“Aprimoramento da proposta de regulamentação da  
revisão periódica das Receitas Anuais Permitidas das  
instalações de transmissão de energia elétrica,  
especificamente em relação aos temas de custos  
operacionais regulatórios e custo de capital”*

## Contribuições ISA CTEEP

---

# Índice

1	Considerações iniciais .....	7
1.1	Sumário Executivo .....	7
1.1.1	Receita de Operação e Manutenção – NT nº 160/2017 e NT nº 164/2017 .....	10
1.1.2	Custo Médio Ponderado de Capital .....	16
1.1.3	Considerações gerais .....	21
1.2	Importância da razoabilidade nos processos tarifários .....	26
2	Contribuições à metodologia de cálculo da Receita por Operação e Manutenção – NT nº 160/2017 e NT nº 164/2017 .....	33
2.1	Aspectos gerais sobre o modelo de custo operacional eficiente .....	33
2.2	Coerência do modelo DEA: pesos dos produtos e benchmarks .....	39
2.2.1	Comparabilidade dos custos operacionais das empresas .....	41
2.2.2	Pesos alocados aos produtos .....	44
2.2.3	Benchmarks .....	48
2.2.4	Premissa de retorno de escala .....	50
2.2.5	Análise da comparabilidade das empresas .....	52
2.2.6	Variáveis do modelo .....	86
2.2.7	Restrições aos pesos .....	93
2.3	Ajuste pelo 3º Quartil .....	98
2.4	Margem de Lucratividade .....	101
2.5	Correção da base de custos operacionais .....	105
3	Contribuições ao modelo de WACC – NT nº 161/2017 .....	107
3.1	Necessidade de estabilidade, coerência dos critérios regulatórios e isonomia de tratamento entre incumbente e novos investidores .....	107
3.2	Resultado dos Leilões .....	111
3.2.1	EDP .....	111
3.2.2	ENERGISA .....	112
3.2.3	Equatorial Energia .....	112
3.2.4	TAESA .....	112
3.2.5	ISA CTEEP .....	113
3.2.6	Visão dos Analistas de Mercado .....	113
3.2.7	Conclusão .....	114

3.3	Aprimoramentos propostos à metodologia do cálculo do Ke regulatório .....	115
3.3.1	Taxa Livre de Risco .....	115
3.3.2	Prêmio pelo risco de mercado .....	125
3.3.3	Beta: utilização de amostra local .....	127
3.4	Estrutura de capital .....	135
3.4.1	Estrutura de capital - pedido subsidiário .....	138
3.5	Custo da dívida .....	140
3.5.1	Custo da Dívida (Taxa Livre de Risco + Spread) .....	140
4	Conclusões.....	149
4.1	Resumo dos Pedidos .....	153
5	Anexos.....	157
Anexo I.	Pesos do modelo DEA da NT 164/2017.....	157
Anexo II.	Variáveis duais do modelo DEA da NT 164/2017.....	162
Anexo III.	Gráficos de comparação dos escores sem outliers. ....	165
Anexo IV.	Gráficos dos resultados da análise de cluster .....	169
Anexo V.	Tabelas de apoio para o cálculo da qualidade .....	180
Anexo VI.	Parecer sobre a taxa de remuneração do capital nas concessões de transmissão de energia prorrogadas em 2012.....	184
Anexo VII.	Parecer sobre a alteração dos critérios de revisão ordinária quinquenal dos contratos de transmissão de energia elétrica.....	185
Anexo VIII.	Estudo do comportamento dos custos de Operação E Manutenção em função da idade operacional de transformadores e disjuntores – AREMAS – <i>Reliability, Risk &amp; Economics</i> 186	
Anexo IX.	Parecer Técnico sobre Definição dos Custos de Operação e Manutenção – ESE Engenharia de Sistemas Elétricos S/S Ltda.....	187
Anexo X.	Planilha de Cálculo da idade média dos ativos. ....	188
Anexo XI.	Código R utilizado para cálculo dos escores corrigidos pela Idade dos Ativos .	189
6.	Referências.....	190

## Lista de Tabelas

Tabela 1: Escores para o Custo Operacional Eficiente conforme metodologia de 2012 .....	14
Tabela 2: Escores para o Custo Operacional eficiente conforme metodologia da AP nº 41/2017 .....	14
Tabela 3: Escores para o Custo Operacional Eficiente conforme metodologia de 2012 .....	37
Tabela 4: Escores para o Custo Operacional eficiente conforme metodologia da AP nº 41/2017 .....	37
Tabela 5: Nº de empresas com peso igual ao limite da restrição .....	47
Tabela 6: <i>Benchmarks</i> de cada empresa da amostra.....	48
Tabela 7: Modelo log-linear para avaliação dos resíduos.....	53
Tabela 8: Super-eficiência .....	57
Tabela 9: Resumo dos métodos de seleção de <i>outlier</i> .....	58
Tabela 10: Escores médios excluindo-se <i>outliers</i> .....	59
Tabela 11: Variação percentual nos dados das <i>holdings</i> em comparação com as matrizes. ....	69
Tabela 12: Composição sugerida das <i>holdings</i> , conforme critério operacional .....	71
Tabela 13: Variáveis (Produtos) .....	86
Tabela 14: Restrições para trade-offs entre insumos e produtos.....	93
Tabela 15: Custo por classe de tensão .....	95
Tabela 16: Custo de O&M por Classe de Tensão .....	97
Tabela 17: Cálculo das Taxas de Retorno - BTG Pactual .....	114
Tabela 18: Diferença entre a NTN-B e (UST BOND 10+Risco País)/Inflação .....	122
Tabela 19: Beta alavancado e desalavancado das transmissoras sob revisão tarifária .....	131
Tabela 20: Betas do setor de energia calculados por Damodaran .....	131
Tabela 21: Betas do setor de energia calculados por Damodaran .....	133
Tabela 22: Estrutura de Capital ISA CTEEP e TAESA.....	140
Tabela 23: Custos de emissão de debêntures de empresas do setor elétrico.....	145
Tabela 24: Pesos do modelo DEA.....	157
Tabela 25: (Pesos dos produtos) / (Pesos do Insumo).....	159
Tabela 26: Relação de Eventos em Aberto no SATRA que foram considerados pela ANEEL....	180
Tabela 27 - Eventos isentos de PV .....	183

## Lista de ilustrações

Figura 1: Variação do Custo Operacional Eficiente na NT 383/2012 e NT 164/2017 (R\$ milhões)	11
Figura 2: Variação do Múltiplo do Custo Operacional Eficiente por km na NT 383/2012 e NT 164/2017 (R\$)	12
Figura 3: Variação do Múltiplo do Custo Operacional Eficiente por MVA na NT 383/2012 e NT 164/2017 (R\$)	12
Figura 4: Custo anual equivalente de O&M do transformador	15
Figura 5: WACCs Setoriais	17
Figura 6: Relação RAP vs Investimento	23
Figura 7: Fracasso dos leilões de transmissão frente o WACC	24
Figura 8: Gráfico da Distância de Cook	54
Figura 9: Gráfico dos resíduos na forma de Student	55
Figura 10: distribuição dos escores supereficientes	57
Figura 11: Distribuição dos ativos por tipo e por empresa	61
Figura 12: Exemplos de resultados da Estatística GAP	63
Figura 13: Exemplo de resultado do <i>Multiscale Bootstrap Resampling</i>	64
Figura 14: Exemplos de número ótimo de clusters, calculados pelo método k-means	66
Figura 15: clusters formados para cada $k^*$ , conforme método k-means	66
Figura 16: Exemplos de resultado para o número ótimo de clusters conforme algoritmo PAM67	68
Figura 17: Clusters conforme algoritmo PAM	68
Figura 18: Dados de falhas nos anos que ocorrem e taxa equivalente anual de falhas	74
Figura 19: Curva de custo de operação e manutenção em função do tempo de operação dos ativos	74
Figura 20: Taxas de falhas anuais equivalentes do transformador	75
Figura 21: Custo anual de O&M equivalente do transformador	76
Figura 22: Idade média dos ativos por empresa	83
Figura 23: Escores corrigidos por Mínimos Quadrados Comuns (MQC)	84
Figura 24: Escores Corrigidos por TOBIT	84
Figura 25: Exemplo de Potencia Total da FT CS / CE na base de dados da ANEEL	91
Figura 26: Exemplo de Potência contratada da FT CS/CE no CPST	92
Figura 27: O&M por MVA e faixa de tensão - (50 a 300 MVA)	98

Figura 28: WACCS Setoriais .....	107
Figura 29: Fracasso dos leilões de transmissão frente o WACC.....	109
Figura 30: Variação do EMBI+ .....	116
Figura 31: Variação da taxa cambial do dólar e Diferença entre inflações Brasil (IPCA) e EUA (CPI).....	117
Figura 32: Taxa Cambial Histórica .....	117
Figura 33: Comparação entre UST-10 e NTN-B (mensal).....	118

## 1 Considerações iniciais

### 1.1 Sumário Executivo

Este documento apresenta as contribuições da CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista ("ISA CTEEP") para aprimoramento da metodologia proposta no bojo da 2ª fase da Audiência Pública ANEEL nº 41/2017 ("AP nº 41/2017").

A aplicação de metodologias justas e coerentes é fundamental para que haja, simultaneamente, modicidade tarifária e sustentabilidade das concessionárias de serviço público. Essa afirmativa, inclusive, se traduz na missão da ANEEL, qual seja "Proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade".

A existência de inconsistências e instabilidade regulatória, mesmo que leve a uma redução artificial das tarifas no curto prazo, causará graves custos para a sociedade, como diminuição da qualidade do serviço e aumento do custo da energia no longo prazo. Esse entendimento é inclusive ressaltado pelo Prof. Dr. Marçal Justen Filho em parecer emitido para ISA CTEEP (Anexo VI):

*"37. O problema mais grave reside na tentação de promover a redução drástica das tarifas. Essa solução apresenta grande apelo perante a população e se produz às custas da inviabilização do empreendimento ou da eliminação da rentabilidade inicialmente oferecida."*

As inconsistências verificadas no bojo da metodologia ora proposta para o processo de revisão tarifária e que serão a seguir detalhadas, decorrem essencialmente da ausência de coerência: **(i)** com as regras e sinal regulatório apresentado no contexto da renovação das concessões de transmissão; **(ii)** com os parâmetros remuneratórios contratados na mesma ocasião; **(iii)** no tratamento que pretende-se dar às concessões de transmissão quando comparado àquele que a Agência confere aos demais segmentos de energia elétrica, tais como as concessões de distribuição, por exemplo; **(iv)** com os parâmetros praticados nos leilões de transmissão de energia já realizados pela ANEEL.

Todo esse arcabouço que se propõe por meio da AP 41/2017 acaba por resultar em mudança transformacional no patamar de remuneração e se deve a três componentes principais, no que se refere à receita de operação e manutenção:

- (i) Alteração na metodologia de benchmarking, com inclusão de empresas licitadas, as quais, conforme se demonstrará a seguir, não são comparáveis;
- (ii) Exclusão, sem qualquer justificativa, do “Ajuste para a Qualidade” constante na NT 383/2012 que previa um adicional de receita pelo desempenho dos serviços prestados entre 10% e 49%, com média de 27,9%; Tal “Ajuste para a Qualidade” foi substituído, sem qualquer justificativa, por um ajuste arbitrário pelo escore médio do terceiro quartil, com uma faixa consideravelmente menor em relação ao modelo anterior: entre 4,6% e 15% e média de 10%;
- (iii) Exclusão, também sem qualquer justificativa, da “Margem de Lucratividade” de 10% a ser acrescida sobre o valor do Custo Operacional Eficiente de O&M e Ajuste para a Qualidade, prevista na Nota Técnica EPE DEA/DEE 01/12 e adotada pelo MME por ocasião da renovação das concessões.

Ademais, no que se refere ao custo médio ponderado de capital regulatório (WACC), há graves inconsistências e falta de isonomia entre a metodologia proposta no âmbito da AP nº 41/2017 e as utilizadas para os leilões de transmissão e outros segmentos do setor elétrico. Vejamos algumas delas:

- (i) Taxa Livre de Risco: A metodologia proposta pela Agência por meio da NT 161/2017 propõe a utilização do Treasury Bond de 10 anos do tesouro americano para taxa livre de risco. Em sentido contrário, para os leilões de transmissão, a ANEEL utiliza-se da NTN-B (taxa nacional) para representar o mesmo parâmetro. A perda imposta às transmissoras é superior a 1% a.a.
- (ii) Prêmio pelo risco de mercado: Propõe a ANEEL que o prêmio de risco de mercado seja atualizado conjunturalmente. Já para os leilões, a ANEEL defende a aplicação de uma taxa fixa, sem qualquer atualização ou alteração conjuntural. O prêmio proposto na NT 161/2017 é 1,5% a.a. inferior ao proposto para os leilões, o que é inaceitável.
- (iii) Estrutura de capital: Por meio da NT 161/2017 a ANEEL sugere que para o cálculo da estrutura de capital sejam utilizados dados contábeis de uma amostra que contempla diversas empresas, em sua maioria empresas licitadas. Já para os leilões de transmissão, a Agência se utiliza de uma planilha de fluxo de caixa que



permite o cálculo de uma estrutura de capital equivalente média ao longo do período da concessão. A alavancagem proposta pela NT 161/2017 é superior ao dobro da utilizada para os leilões, o que reduz substancialmente o WACC.

- (iv) Custo de capital de terceiros: A metodologia sugerida pela ANEEL adota como custo de capital de terceiros o custo do 1ª quartil da média diária dos Yields to Maturity dos últimos 24 meses, das debêntures do setor elétrico com precificação pela ANBIMA. Já para os leilões de transmissão e distribuidoras a ANEEL utiliza metodologia distinta, com base na taxa livre de risco mais um *spread* ou com base no 3º quartil. Tal discriminação leva a uma diminuição indevida superior a 3,0% a.a. no componente Kd proposto pela NT 161/2017.

O que se observa, portanto, é um tratamento não isonômico entre agentes do mesmo setor. E não só isso, as proposições, por vezes, carecem de fundamentação científica e regulatória sólida que permita o entendimento e a adoção do quanto previsto. Essa diferenciação, sem qualquer fundamentação técnica, infringe princípios constitucionais, em especial o da isonomia, já que oferece a agentes sob situações iguais, tratamentos e metodologias completamente diversas.

Esse posicionamento é ressaltado pelo Prof. Dr. Marçal Justen Filho em parecer emitido para a ISA CTEEP (Anexo VI):

*124. A imposição constitucional da isonomia não significa a vedação a tratamento diferenciado entre sujeitos e situações. É costumeiro afirmar que a igualdade significa tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na medida em que se igualem ou em que desigualem. Mas essa formula é insuficiente e necessita ser aprofundada.*

(...)

*164. A validade de qualquer diferenciação de tratamento para o capital aplicado em concessões antigas e novas depende, em primeiro lugar, da efetiva distinção entre as duas situações*

*165. Portanto, a diferenciação entre antigas e novas concessões somente pode derivar das características dos negócios, na medida em que apresentem riscos distintos de investimento.*

*166. A ANEEL adota a tese de que os novos empreendimentos deveriam receber remuneração mais elevada do que os antigos por apresentarem riscos mais elevados.*

*167. Ocorre que essa tese depende de comprovação fática, não sendo suficiente apenas ponderação abstrata.*

*168. A avaliação de riscos de um determinado empreendimento envolve circunstâncias de diversa ordem, que se materializam na ordem dos fatos.*

*169. É descabido afirmar, de modo genérico, que um negócio apresenta riscos mais elevados do que outro. Nem é cabível defender que os riscos de implantação de novas linhas de transmissão são superiores àqueles da operação das antigas.*

### **1.1.1 Receita de Operação e Manutenção – NT nº 160/2017 e NT nº 164/2017**

Em 2012, no contexto da renovação das concessões, a ANEEL, por meio da Nota Técnica nº 383/2012 SRE/ANEEL (“NT 383/2012”) definiu o valor inicial do custo operacional eficiente de Operação e Manutenção e o prêmio pela qualidade das transmissoras que optaram pela renovação das concessões nos termos da Lei 12.783/2013.

O Ministério de Minas e Energia (“MME”), por sua vez, no exercício de sua competência para definir a Receita Anual Permitida - RAP inicial das transmissoras acrescentou ao valor constante da NT 383/2012 um percentual de 10% a título de margem de lucratividade. Nota-se que tal patamar é absolutamente razoável e encontra-se em linha com o esperado para diversas atividades, inclusive no próprio segmento.

Assim, o modelo de remuneração proposto e contratado entre as concessionárias e o Poder Concedente quando da renovação das concessões consistia em três pilares: **(i)** definição do custo operacional eficiente; **(ii)** ajuste para a qualidade; **(iii)** definição da margem de lucratividade. Isso significa dizer que, durante toda a vigência da concessão, o modelo adotado deve ter como base os três pilares definidos inicialmente, os quais, ainda que possam ser ajustados, mediante a devida justificativa, devem ser mantidos como critério na edição de novas metodologias, sob pena de violação da garantia de equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

#### **1.1.1.1 Margem de lucratividade**

Em que pese a definição do modelo de remuneração das transmissoras que optaram pela renovação das concessões e, contrariando o que foi contratado entre Concessionárias e Poder Concedente, em injustificada oposição quanto ao que já havia sido estabelecido, o percentual de lucratividade definido pelo MME com base em estudos da EPE, que foi condição essencial

para a aceitação da prorrogação das concessões, foi totalmente desconsiderado na metodologia proposta na AP 41/2017 e consistida na Nota Técnica nº 160/2017 – SRM/ANEEL (“NT 160/2017”).

A alteração não só fere a legítima expectativa do concessionário de ver as condições pré estabelecidas respeitadas, como parte do pressuposto fictício de que a atividade estaria sendo desempenhada pelo concessionário sem expectativa mínima de margem, ou seja, apenas pelo custo considerado eficiente. Hipótese esta irreal e, portanto, insustentável. Essa é inclusive a posição do Prof. Dr. Marçal Justen Filho em parecer emitido para Associação Brasileira das Empresas de Transmissão de Energia Elétrica (Anexo VII):

*“67. Uma vez prevista a margem de lucro de 10% por ocasião da pactuação da prorrogação, incorporou-se ela na equação econômico-financeira e se tornou insuprimível por ato unilateral da autoridade reguladora ou do Poder Concedente.”*

### 1.1.1.2 Definição do custo operacional e ajuste para a qualidade

A metodologia proposta por meio da AP nº 41/2017 e apresentada na NT 160/2017, implica em reconhecimento de remuneração menor às transmissoras mesmo diante da diminuição de custos das empresas e aumento da eficiência. Em outras palavras isso significa dizer que **o novo método proposto dá sinal contrário à eficiência das concessionárias quando diminui desproporcionalmente a parcela de custos reconhecida na receita, mesmo diante do aumento da eficiência.** Veja-se o que revelam os gráficos abaixo:

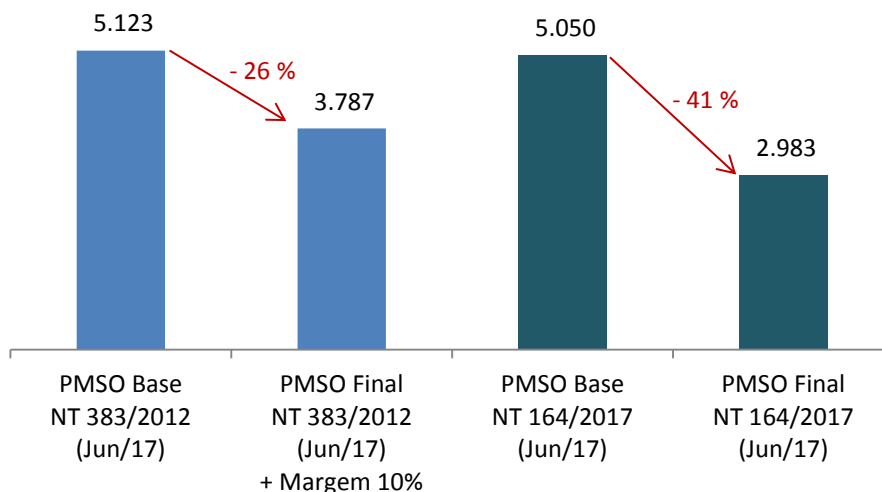


Figura 1: Variação do Custo Operacional Eficiente na NT 383/2012 e NT 164/2017 (R\$ milhões)

O que se observa, portanto, é que entre 2012 e 2016, as empresas reduziram seus custos operacionais, em termos absolutos, de R\$ 5.123 milhões para R\$ 5.050 milhões, para operar e manter uma rede que aumentou de 90.798 km para 91.787 km e com capacidade de transformação que aumentou de 252.939 MVA para 264.413 MVA.

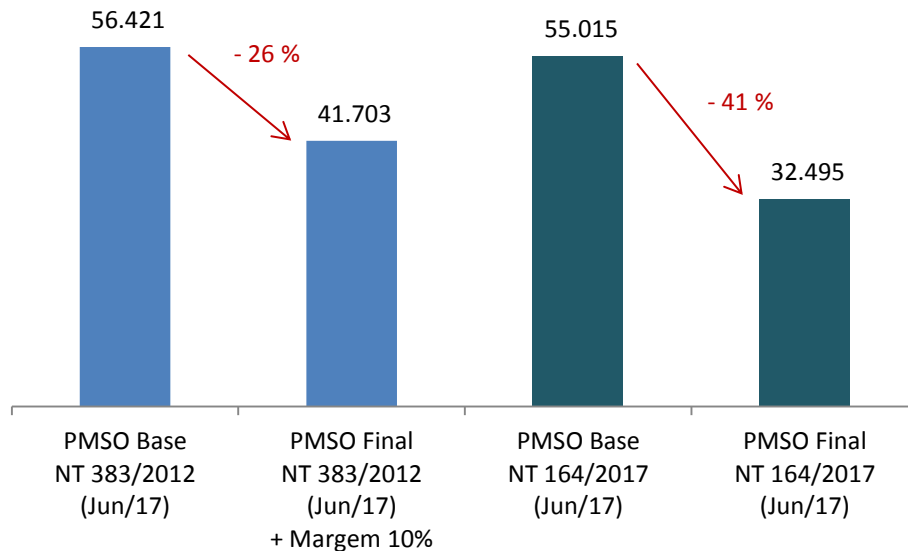


Figura 2: Variação do Múltiplo do Custo Operacional Eficiente por km na NT 383/2012 e NT 164/2017 (R\$)

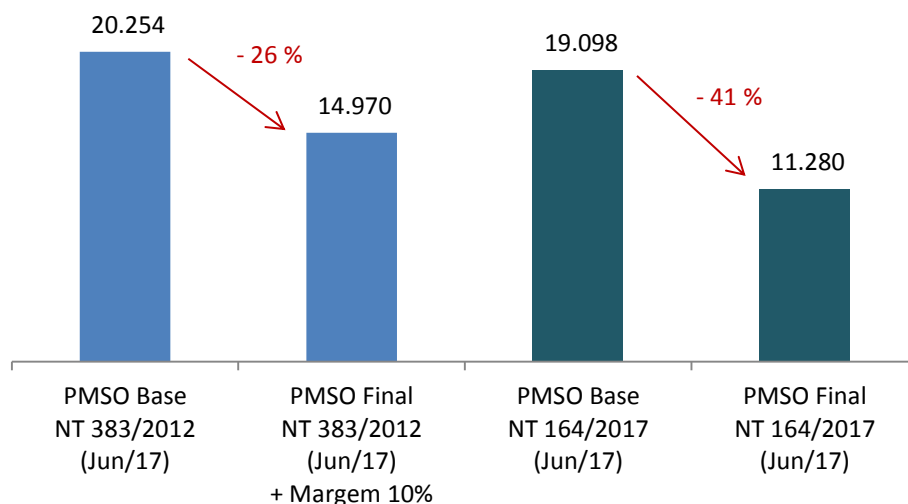


Figura 3: Variação do Múltiplo do Custo Operacional Eficiente por MVA na NT 383/2012 e NT 164/2017 (R\$)

Isso significa dizer que o custo por km reduziu de R\$ 56.421 para R\$ 55.015 e custo por MVA reduziu de R\$ 20.254 para R\$ 19.098. **É um aumento de eficiência que demonstra de forma cabal que não faz sentido reduzir desproporcionalmente o nível de reconhecimento tarifários dos custos, que diminuiu de 74% para 59%.**

**De forma geral, temos que a redução de custos foi de 1,43%, enquanto a redução da receita operacional foi de 21,23%, ou seja, completamente desproporcional e desarrazoado. Se considerarmos apenas a empresa mais eficiente em cada ciclo, a desproporção fica ainda mais evidente, uma vez que a empresa mais eficiente tinha uma receita reconhecida de 145% dos custos operacionais, enquanto na proposta atual a receita reconhecida para a empresa mais eficiente é de apenas 104% dos custos. Ou seja, propõe-se uma redução arbitrária de 41 p.p.**

Ademais, proporcional o pensamento de que apenas parte do ganho de eficiência deva ser apropriado pelo consumidor, enquanto a outra parte, como forma de incentivo, seja destinada ao concessionário.

**Ou seja, para incentivar a eficiência, a redução de receita deve ser inferior à redução de custos. Sendo assim, a redução da receita deveria ter sido inferior a 1,43%, o que torna a redução proposta desproporcional, desprovida de razoabilidade e, portanto, injusta, além de injustificada.**

**O resultado é que se impôs um prejuízo anual superior a R\$ 2,0 bilhões para o conjunto de transmissoras afetadas, que são, em sua maioria, empresas estatais, ou seja, é um dano substancial ao patrimônio público. Além disso, consiste em um sinal regulatório inverso, na medida em que pune as concessionárias pelo aumento da eficiência,** incentivando potencialmente o aumento de custos.

Veja-se que essa mudança de patamar na RAP de O&M também implica prejuízo para o sistema elétrico nacional, na medida em que a mudança abrupta na definição das tarifas das transmissoras afasta potenciais investidores que veem nessa inconsistência e instabilidade um risco para a realização de novos investimentos.

**Tabela 1: Escores para o Custo Operacional Eficiente conforme metodologia de 2012**

Empresa	Escores DEA	Ajuste para a qualidade	Eficiência final NT 383	Portaria 579 de 31/10/12	Ganho em pontos percentuais
ELETROSUL	47%	49%	96%	106%	59,0%
CTEEP	96%	39%	135%	145%	49,0%
COPEL	46%	39%	85%	95%	49,0%
CEMIG	62%	29%	91%	101%	39,0%
CEEE	58%	19%	77%	87%	29,0%
CHESF	37%	19%	56%	66%	29,0%
ELETRONORTE	27%	19%	46%	56%	29,0%
FURNAS	39%	10%	49%	59%	20,0%
Média	51%	28%	79%	89%	<b>37,9%</b>

Fontes: NT 383/2012-SGT/ANEEL e Portaria 579/2012

**Tabela 2: Escores para o Custo Operacional eficiente conforme metodologia da AP nº 41/2017**

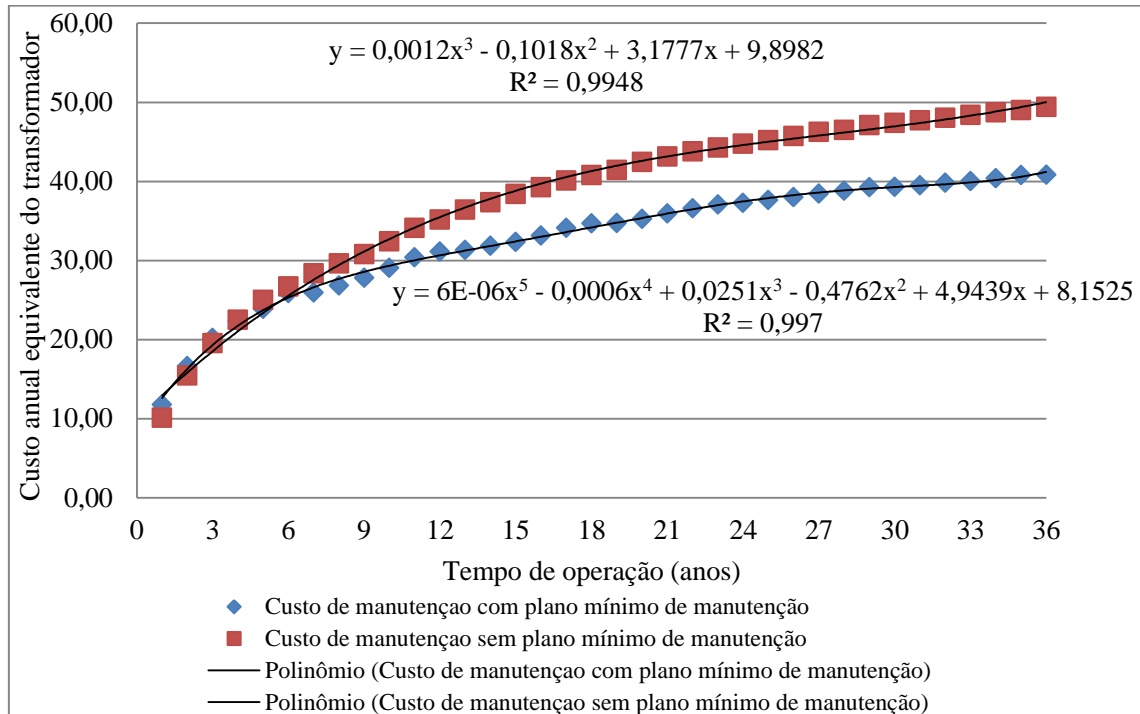
Empresa (contrato de concessão principal)	Escores	Escores ajustados	Ganho em pontos percentuais
CEMIG-GT	91,3%	106,3%	15,0%
CTEEP	89,5%	104,1%	14,7%
CEEE-GT	85,4%	99,4%	14,0%
CELG G&T	72,4%	84,2%	11,9%
FURNAS	55,5%	64,6%	9,1%
COPEL-GT	48,5%	56,4%	8,0%
CHESF	38,1%	44,3%	6,3%
ELETROSUL	37,4%	43,6%	6,1%
ELETRONORTE	28,3%	33,0%	4,6%
Média	60,7%	70,7%	<b>10,0%</b>

Fonte: NT 164/2017-SRM/ANEEL

Essa alteração nos escores das empresas mesmo quando se observa um aumento na eficiência das concessionárias que renovaram as concessões nos termos da Lei 12.783/2013 se deve principalmente à utilização de método substancialmente diverso daquele constante na NT 383/2012, já que utiliza novas variáveis e restrições e inclui empresas licitadas na amostra para comparação. Cabe ressaltar que o método proposto, além de inadequado, também apresenta vício de forma, dada ausência de justificativa técnico-científica-regulatória para a mudança previstas nas NTs 160/2017 e 164/2017.

No que tange a amostra utilizada, as empresas licitadas configuram um grupo diferente das existentes, com idades médias dos ativos substancialmente inferiores. O parecer técnico elaborado pela ESE Engenharia de Sistemas Elétricos S/S Ltda (Anexo IX) demonstra que as idades médias dos ativos das concessionárias licitadas varia entre 0,3 anos e 15,2 anos, enquanto que a das existentes varia entre 17,02 anos e 29,76 anos. Tal diferença de idade implica em custos operacionais inferiores por parte das licitadas, uma vez que quanto mais antigos forem os ativos, maiores serão seus custos de O&M, conforme demonstrado no estudo

da empresa de engenharia AREMAS – Reliability, Risk & Economics (Anexo VIII) e observado no Figura 4.



**Figura 4: Custo anual equivalente de O&M do transformador**

Fonte: Anexo VIII

Para além da questão a ser tratada quando da definição do custo operacional, vale mencionar também a alteração efetuada pelo regulador, sem qualquer justificativa científica, do ajuste para a qualidade. É que, como já mencionado, o modelo de remuneração contratado em 2012 previa que após a definição dos escores de eficiência, a qualidade das concessionárias seria premiada com base na disponibilidade do sistema operado. Essa disponibilidade seria premiada com ajustes adicionais de 10% a 49% aos escores de eficiência.

**Acontece que, em que pese ter sido esse o modelo inicial, essa Agência, sem qualquer justificativa, não considerou o quesito qualidade para fins de ajuste, passando a adotá-lo como variável para definição dos escores de eficiência. Como resultado, os ajustes aplicados aos escores, que eram em média 37,9 pp, passaram a 10 pp, o que fere o equilíbrio econômico financeiro.** Uma vez mais, não houve qualquer justificativa técnico-científica-regulatória para essa mudança e, mesmo que houvesse, redução tão substancial do patamar de receita não poderia ser implementada, visto que não atende aos princípios da razoabilidade nem da proporcionalidade.

Tal fato não pode ser acatado, visto que altera as condições iniciais da proposta para renovação das concessões. Veja-se o posicionamento do Prof. Marçal Justen Filho em parecer emitido para a ISA CTEEP:

*14. Em 2012, foi utilizado um modelo de remuneração composto por três elementos. O primeiro era o custo operacional eficiente, tal como determinado pelo método “DEA”. O segundo era um prêmio de qualidade (fundado na disponibilidade das instalações de transmissão), que resultava num percentual a ser somado aos escores de eficiência apurados pelo “DEA”. O terceiro era uma margem de lucratividade de 10% 15. A proposta de 2017 não prevê nem o prêmio de qualidade nem a margem de lucratividade de 10%.*

*15. A proposta de 2017 não prevê nem o prêmio de qualidade nem a margem de lucratividade de 10%. O “DEA” previsto envolve um modelo matemático, que elege valores específicos para determinar a eficiência das empresas.*

*16. Um dos problemas evidentes da metodologia proposta consiste na confessada incapacidade de avaliar a variação da eficiência das concessionárias ao longo dos últimos cinco anos.*

*17. A finalidade principal da revisão ordinária consiste em investigar o desempenho das concessionárias, tomando por base a avaliação da sua eficiência. Se o método adotado for inadequado a isso, existe uma limitação insuperável à sua adoção.*

*18. Por outro lado, as alterações propostas implicam inovação surpreendente na disciplina regulatória, que é agravada pela eliminação de vantagens previstas por ocasião da prorrogação.*

*(...)*

*170. No caso concreto, a inovação pretendida é inválida não porque contempla a alteração da disciplina regulatória. O problema fundamental é a modificação do próprio conceito de eficiência e a submissão das empresas a efeitos de fatos ocorridos no passado e insuscetíveis de modificação.*

### **1.1.2 Custo Médio Ponderado de Capital**

No âmbito da AP 41/2017, a definição do Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) foi tratada na Nota Técnica nº 161/2017 SRM/ANEEL (“NT 161/2017”).

No que se refere ao cálculo do WACC, vale mencionar que para fins de comparabilidade, aspecto relevante quando se trata de política regulatória, embora empreendimentos licitados e autorizados apresentem suas especificidades, **na maioria dos aspectos as atividades não só se aproximam como de fato se identificam. Assim, é injustificável qualquer incongruência**



**entre tratamento adotado na metodologia proposta na presente AP nº 41/2017 para o cálculo do WACC e aquela estabelecida pela ANEEL para os leilões de transmissão.**

Além da incongruência entre o tratamento adotado na AP nº 41/2017 e o os leilões de transmissão, o WACC proposto também apresenta grande variação quando comparado com as taxas utilizadas nos demais setores de infraestrutura, conforme evidencia a Figura 5 abaixo.

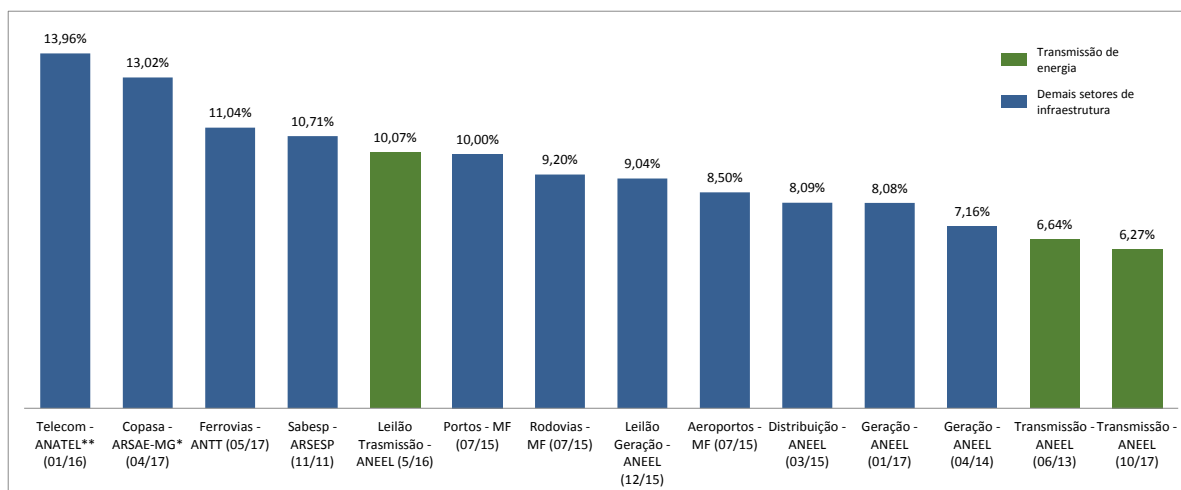


Figura 5: WACCs Setoriais

Nesse cenário, os modelos para apuração do custo de capital são compostos: **(i)** por parâmetros fundamentais e macroeconômicos, que não podem variar entre segmentos e **(ii)** parâmetros que medem de forma específica os riscos de cada atividade.

Dentre os parâmetros fundamentais, destacam-se a taxa livre de risco e o prêmio pelo risco de mercado, que não podem ser diferentes entre os tipos de empreendimento, segmentos ou mesmo setores da economia. Esse também é o entendimento do I. Prof. Dr. Marçal Justen Filho em parecer emitido para ISA CTEEP (Anexo VI):

*“251. Em primeiro lugar, existem parâmetros comuns invariáveis, que se aplicam de modo idêntico a todo e qualquer investimento. Assim se passa com as variáveis atinentes a taxa livre de risco, prêmio pelo risco de mercado, metodologia para definição da estrutura de capital. Esses parâmetros não variam em vista das características dos negócios.*

*252. As circunstâncias específicas de um negócio são apanhadas por meio da medida de risco correspondente (Beta). A variação do Beta pode ocorrer, mas depende de estudos com fundamentação sólida.”*

(...)

e) No caso concreto, é juridicamente válida a proposta de adotar metodologias diferentes para conceitos universais como taxa livre de risco e prêmio pelo risco de mercado para empreendimentos novos (leilões) e antigos (reforços e melhorias)?

**Resposta: Não. A metodologia de remuneração do capital envolve algumas questões que são comuns a todo e qualquer empreendimento. Os critérios escolhidos para a remuneração do capital, no tocante a essas questões comuns e invariáveis, são uniformes. Mais precisamente, não é cabível que a regulação setorial consagre metodologias diversas para avaliar essas questões comuns. Ainda que exista uma competência discricionária para estabelecer a metodologia, devem ser observados os princípios fundamentais norteadores da atividade administrativa. Cabe à autoridade reguladora adotar a metodologia mais correta e adequada. Não lhe é facultado escolher duas metodologias diversas para avaliar questões comuns e invariáveis, especialmente quando isso resulta em tratamento significativamente mais vantajoso para uma das situações objeto de regulação.**

Por outro lado, há parâmetros específicos, como o *beta*, que, com a devida justificativa técnico-científica, poderiam ser diferentes entre os segmentos ou tipos de empreendimento. Cabe destacar a necessidade de comprovação da motivação para adoção de parâmetros específicos diferentes. Neste mesmo entende o I. Prof. Dr. Marçal Justen Filho:

*“124. A imposição constitucional da isonomia não significa a vedação a tratamento diferenciado entre sujeitos e situações. É costumeiro afirmar que a igualdade significa tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na medida em que se igualem ou em que desigualem. Mas essa formula é insuficiente e necessita ser aprofundada.*

125. O primeiro parâmetro da discricionariedade reside na existência de uma distinção efetiva e real entre as pessoas e as situações consideradas.

126. O segundo parâmetro consiste na adequação do tratamento jurídico. Significa que a diferenciação jurídica deve ser proporcional e compatível com a distinção existente entre os objetos, constituindo-se numa espécie de providência jurídica destinada a compensar essa diferenciação.”

Não fica demonstrada a existência de uma diferença efetiva que justifique o tratamento diferente para parâmetros fundamentais, como, por exemplo, a taxa livre de risco. **Sendo assim, o tratamento proposto na Nota Técnica nº 161/2017-SRM/ANEEL é uma discriminação inconstitucional que se assemelha ao Apartheid, conforme exposto pelo I. Prof. Dr. Marçal Justen Filho em parecer emitido para ISA CTEEP (Anexo VI):**

*128. Um exemplo de tratamento discriminatório inconstitucional é a atribuição de direitos e obrigações fundada exclusivamente na raça. Alguém poderia afirmar que a cor da pele é uma distinção objetiva entre os sujeitos. Ainda que se possa reputar que pessoas com cor da pele apresentam uma distinção física, daí não se segue a*

*validade de discriminação fundada em tal critério. Assegurar maiores benefícios a alguém em virtude da cor da pele viola a isonomia, por um lado, em virtude da ausência de proporcionalidade: não existe qualquer vínculo entre o tratamento mais privilegiado e a cor da pele. Por outro lado, infringe os valores constitucionais que asseguram a dignidade de todos os seres humanos.*

*129. No entanto, a origem racial pode ser um critério para tratamento discriminatório válido, tal como se passa na hipótese das chamadas ações afirmativas. Admite-se como válida a garantia de tratamento favorecido em favor de minorias raciais para ingresso em universidade pública (cotas). Nesse caso, reconhece-se que a situação econômico-social da minoria exige uma providência jurídica compensatória. O tratamento jurídico mais benéfico é relacionado diretamente à cor da pele, que é o critério para identificar situações socioeconômicas distintas e que devem ser eliminadas.*

*130. A realização dos valores fundamentais, protegidos constitucionalmente, é o critério norteador da isonomia. A validade da adoção de tratamento jurídico igualitário ou discriminatório depende dos fins a serem atingidos.*

*131. Como se evidencia, o princípio-regra da isonomia não atribui uma margem ampla de autonomia para promover tratamento discriminatório das diversas situações. Não basta a autoridade pública afirmar que, no exercício de sua competência, reputa cabível discriminar entre determinadas hipóteses. A validade da discriminação depende da comprovação do atendimento dos parâmetros jurídicos da isonomia.*

*132. Portanto, a titularidade pela ANEEL de competência regulatória para definir a remuneração para o custo do capital regulatório não lhe atribui poder jurídico para livremente adotar um tratamento diferenciado para a remuneração do capital aplicado por concessionários novos e antigos.*

Adicionalmente, a metodologia proposta também é incoerente quando se observa que o WACC de 6,27%, definido na Nota Técnica nº 161/2017-SRM/ANEEL de 22/09/2017 (“NT nº 161/2017”) é significativamente mais baixo do que o WACC de 10,07% oferecido pela ANEEL nos Leilões de Transmissão.

Nessa definição, o proposto pela NT nº 161/2017 não leva em conta que as transmissoras existentes estão expostas a um risco muito superior ao das transmissoras licitadas<sup>1</sup>. Diante

---

<sup>1</sup> Isso porque (i) os empreendimentos licitados têm revisão somente do custo de capital de terceiros, por três vezes (no 5º, 10º e 15º ano após a assinatura do contrato), sendo válida para os próximos ciclos (não retroativo); (ii) as transmissoras existentes e os reforços e melhorias estão sujeitos à revisão retroativa do WACC a cada 5 anos, bem como revisão da Receita de O&M; e (iii) as transmissoras existentes e os reforços e melhorias ainda têm seus valores de investimento revisados por ocasião da Revisão Tarifária, de forma que as RAP associadas refletirão um banco de preços incerto e que em muitos casos não reflete os custos das transmissoras; (iv.) os reforços e melhorias (projetos brownfield)

disso, conclui-se que a metodologia proposta configura um sinal regulatório e financeiro invertido, pois define uma taxa de remuneração regulatória inferior para os investimentos obrigatórios e de maior risco, quando deveria ter sido prevista remuneração maior para as transmissoras existentes que são responsáveis pela execução de reforços e melhorias, os quais muitas vezes podem substituir, de forma mais eficiente, a execução de novos empreendimentos de transmissão, contribuindo, inclusive, para a modicidade tarifária. Nesse sentido é o entendimento do I. Prof. Dr. Marçal Justen Filho (Anexo VI):

*“244. Ou seja, ocorreu a desvinculação da remuneração do capital relativamente à questão do risco. Essa solução viola a isonomia de modo inquestionável, eis que não se admite invocar uma distinção e adotar tratamento diferenciado desvinculado dela.”*

Ademais, o WACC proposto tão distinto entre os leilões de transmissão e o das melhorias e reforços pode influenciar na execução das obras necessárias para a expansão do sistema pelos Agentes, EPE e ONS, preterindo-se soluções de execução de melhorias e reforços, consequência da remuneração insuficiente e inconstitucional.

**Em suma, trata-se de forma oportunística e injusta o incumbente, que já está capturado por conta do caráter intensivo em capital do setor de transmissão (“sunk costs”), e não tem alternativa que a de continuar a naquele negócio. Sobre esse ponto específico, o I. Prof. Dr. Marçal Justen Filho (Anexo VI):**

*“192. Antes de ir avante, é relevante destacar a inconstitucionalidade de uma regulação oportunística.*

*193. Os antigos investidores já realizaram investimentos, que somente podem ser recuperados mediante a continuação da exploração. Em princípio, não existe alternativa para esses antigos investidores deixarem o negócio. Utiliza-se a expressão “sunk cost” para identificar esse tipo de investimento.*

(...)

---

tem riscos maiores, já que implementados em instalações com maior complexidade construtiva e maior dificuldade em obtenção de autorização junto ao Operador Nacional do Sistema para executar os desligamentos necessários, uma vez que as obras são implementadas em subestações e linhas existentes com relevante importância sistêmica.

*195. A hipótese típica é o investimento em infraestrutura, que exige capitais vultosos amortizáveis ao longo de décadas. Então, o investidor desembolsa os seus recursos para implantar o empreendimento e fica “escravizado”. A fixação de remuneração irrisória não é acompanhada da alternativa de o investidor retirar-se do negócio.*

*198. Ou seja, o antigo investidor se encontra numa posição de “escravidão”, no sentido de estar sujeito às decisões da autoridade reguladora, sem possibilidade formal de colocar fim ao vínculo jurídico existente.”*

Cabe destacar que a metodologia adotada para cálculo do WACC utilizado para definição das RAPs teto dos leilões de transmissão era similar à atualmente proposta na AP nº 41/2017. Tal metodologia levou ao fracasso dos leilões, os quais só voltaram a ter sucesso após aprimoramento da metodologia. Ou seja, resta comprovado com que (i) a metodologia atualmente proposta é inadequada e (ii) a metodologia adotada para os leilões de transmissão é superior tanto do ponto de vista técnico-científico como empírico, conforme será demonstrado ao longo desta contribuição.

### **1.1.3 Considerações gerais**

Diante do exposto, pode-se concluir que a metodologia proposta na AP nº 41/2017 apresenta baixa maturidade nos modelos selecionados, e que diversas questões e especificidades não foram devidamente abordadas, razão pela qual são necessários substanciais aprimoramentos metodológicos, conforme será exposto ao longo deste documento.

Há que se considerar a elevada relevância e quantidade de aprimoramentos necessários, muitos dos quais são de alta complexidade e requerem acesso a informações das quais não dispomos, em virtude de serem específicas de outras empresas, de domínio exclusivo dessa Agência ou mesmo pelo período insuficiente para um assunto de tamanha complexidade.

Em que pese a evidente e costumeira dedicação da ANEEL para o tratamento de assuntos complexos como o presente, a elevada quantidade de pontos de melhorias e a complexidade envolvida nos temas, certamente demandará novas fases de audiência pública.

Nesse sentido, é recomendável a abertura de novas fases de discussões e proposições no bojo da AP nº 41/2017, a fim de que seja garantido a devida participação dos agentes e dos órgãos técnicos na construção e aprimoramento de metodologia tão relevante para o setor elétrico e economia brasileiros.. Destaque-se, por oportuno, que ainda que tal medida implique a

eventual postergação da revisão para o próximo ciclo, tal possibilidade é mais benéfica para o setor na medida em que permitirá o aperfeiçoamento e melhor definição dos critérios a serem adotados na metodologia de revisão tarifária das transmissoras de energia elétrica.

Tomando como exemplo procedimento já adotado por essa D. Agência, vê-se que para definição do 4º Ciclo de Revisão Tarifária das Distribuidoras a discussão foi iniciada por meio da Consulta Pública nº 11/2013, no âmbito da qual foram realizadas reuniões técnicas específicas com os conselhos de consumidores, com as concessionárias de distribuição e com analistas de mercado. Somente depois disso é que foi aberta a Audiência Pública nº 23/2014, a qual se desenvolveu em três etapas de contribuições, sendo que em cada uma destas foi concedido prazo médio de dois meses para a apresentação de contribuições pelos agentes, as quais permitiram os avanços e aprimoramentos para a fase seguinte.

Ainda de forma análoga e corroborando a importância de um procedimento participativo e transparente na definição da receita das concessionárias de energia elétrica, cabe citar que o processo de revisão dos preços dos serviços de distribuição e transmissão de energia adotado na Inglaterra (RIIO – *Revenue=Incentives + Innovation + Outputs*), no qual foi reconhecida a importância de estimular a participação da sociedade e especialistas para a definição do processo<sup>2</sup>.

Por fim, cabe destacar a importância de utilização de uma metodologia justa, robusta e coerente, com entendimento sistêmico e de longo prazo.

**Reconhecemos o esforço da ANEEL para aprimorar o modelo e gerar incentivos para o aumento da eficiência das empresas,** e permitir, com isso, a modicidade tarifária. **Contudo, a busca por uma redução tarifária artificial certamente não atingirá o objetivo pretendido. Mais que isso, terá o efeito oposto,** na medida em que: (i) aumenta a percepção de risco por parte das empresas e investidores, os quais podem passar a exigir taxas de rentabilidade superiores; (ii) na ausência dos efeitos do item anterior, pode atrair investidores que aceitam retornos insustentáveis mas que, diante da realidade que posteriormente constatam, atrasam

---

<sup>2</sup> RIIO Accounts will provide a better view of price control performance and so be of particular benefit to the investor community.

ou não entregam seus empreendimentos, como comprovado recentemente pelo “fenômeno Abengoa”; e (ii) desincentiva os investimentos em reforços e melhorias.

Nessa linha, o artigo publicado pelo Instituto Acende Brasil em outubro de 2017<sup>3</sup>, intitulado “Estados, governos, credibilidade e oportunidade”, sobre uma audiência da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados, que se aplica perfeitamente ao caso em tela, conclui que **“(…) o exame que se espera ver acontecer na audiência pública, em prol da transparência e do debate público esclarecidos, deve ser pautado pela objetividade técnica e distanciar-se do apelo emocional e populista. Mesmo porque, como vimos acima, a conta pode ser artificialmente reduzida e postergada, mas ela sempre volta para aqueles que a deveriam ter pago” (grifou-se).**

Um recente exemplo de dano ao consumidor causado pela busca uma redução artificial das tarifas é o fracasso de leilões de transmissão e posterior aumento expressivo da relação RAP/investimento, **que chegou a atingir nível superior ao dobro do verificado nos anos de maior estabilidade regulatória e respeito ao incumbente**, conforme demonstrado no gráfico a seguir

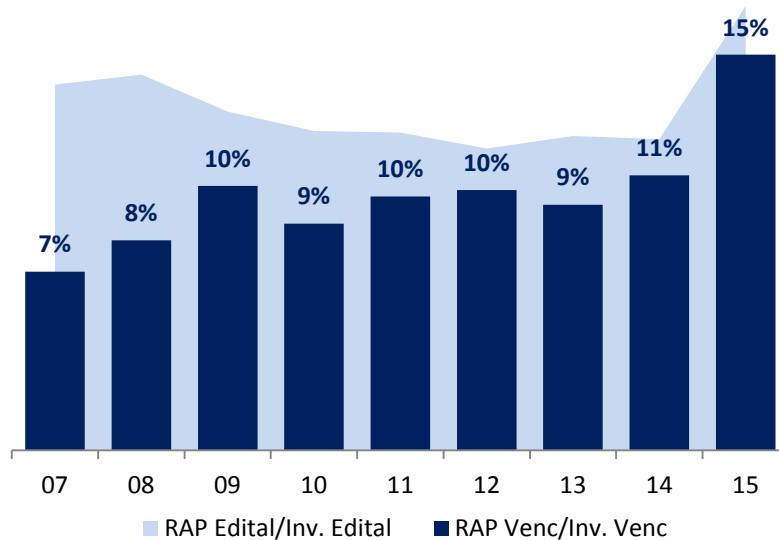


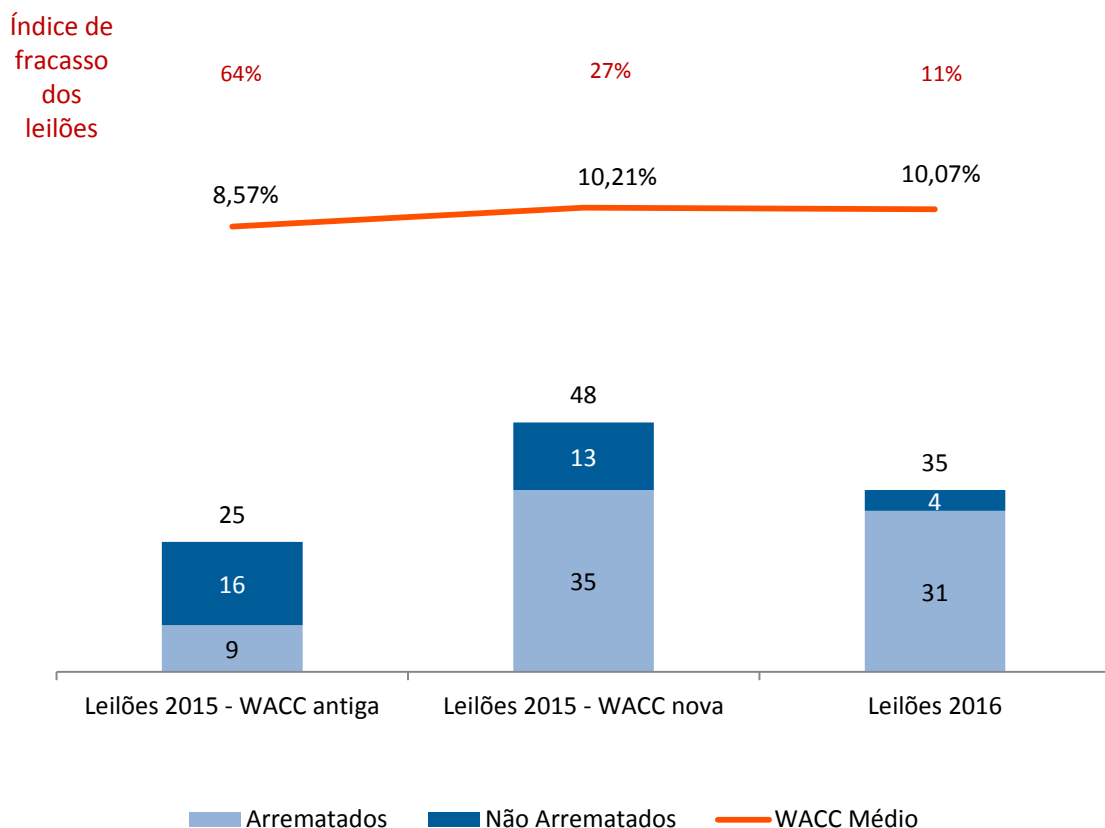
Figura 6: Relação RAP vs Investimento

<sup>3</sup> [http://www.acendebrasil.com.br/media/artigos/20171005\\_CanalEnergia.pdf](http://www.acendebrasil.com.br/media/artigos/20171005_CanalEnergia.pdf)

A Figura 6 apresenta aumento na relação RAP/Investimento, quando comparado com o ano de 2007 e 2008 em que a percepção de risco regulatório pelos Agentes era baixa. A elevação da relação deve-se ao aumento da percepção de risco pelos empreendedores devido à instabilidade regulatória, como por exemplo, a Medida Provisória nº 579/2012.

**Caso a relação RAP vs Investimento de 2007, que era de 7%, tivesse se mantido ao longo dos anos subsequentes, os usuários da rede básica pagariam R\$ 69 bilhões a menos<sup>4</sup> pela expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN). Em outras palavras, a instabilidade regulatória onerou e continua onerando o consumidor.**

Outro exemplo pode ser verificado na figura abaixo, na qual se verifica que somente com o aumento do WACC dos leilões de transmissão o índice de fracasso dos lotes licitados diminuiu.



**Figura 7: Fracasso dos leilões de transmissão frente o WACC**

<sup>4</sup> O montante foi obtido através da diferença entre a RAP vencedora dos Leilões realizados após 2007 e a RAP projetada considerando-se a relação RAP vs Investimento de 7%



No mesmo sentido, o Instituto Acende afirma que *“A credibilidade e a confiança do Estado brasileiro são cruciais para atrair investimentos e para a retomada do crescimento do país. Veja-se o caso dos leilões de transmissão: com a instabilidade criada pelo atraso no pagamento em questão, diversos lotes ficaram sem oferta e o país deixou de contar com bilhões em investimentos que poderiam ter criado milhares de empregos”* (grifou-se).

Portanto, a melhor forma de atingir a modicidade tarifária é a aplicação de metodologias consistentes, aderentes à realidade fática e que tenham razoabilidade e proporcionalidade nos critérios propostos.

Note-se que o efeito da regulamentação aqui discutida transcende o Setor Elétrico Brasileiro, que é um catalisador para outros setores da economia, com reflexos diretos sobre a reputação do país em termos globais.

Com isso, o resultado de uma política tarifária justa e consistente, o que não se observa na proposta apresentada nas NTs, é a redução da percepção de risco pelos investidores, atração de investimentos e busca de eficiência, resultando, simultaneamente, em modicidade tarifária, viabilidade econômico-financeira dos agentes e atração de investimentos produtivos para retomada do processo de crescimento do país.

Em suma, o resultado desta Audiência Pública será relevante também para contribuir para esta nova fase de crescimento econômico do país.

A ISA CTEEP, em razão das diversas, substanciais e complexas alterações metodológicas necessárias para adequação dos modelos propostos nas NTs 160/2017, 161/2017 e 164/2017, sugere a abertura de novas fases de Audiência Pública para que os temas possam ser amplamente debatidos com os agentes afetados. Cabe destacar que a divisão do tema “revisão tarifária” em mais de uma fase da mesma Audiência Pública já foi adotada no âmbito da Distribuição.

## 1.2 Importância da razoabilidade nos processos tarifários

Ainda antes de adentrar aos aspectos técnicos da contribuição, cabe pontuar alguns aspectos de caráter geral que devem balizar todo o processo e que tem total aderência com o escopo dessa AP 41/2017.

Conforme exposto acima, as inconsistências observadas prejudicam e impedem a adequada aplicação da metodologia que balizará a Revisão Periódica das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão de energia elétrica na medida em que não estão em conformidade com os objetivos essenciais que devem guiar a atividade reguladora e em particular a Revisão Periódica cujo objetivo crucial é o de restabelecer o equilíbrio econômico financeiro da concessionária, considerando a efetiva e justa remuneração desta bem como reconhecendo e premiando as respostas positivas a incentivos regulatórios de eficiência (metas) estabelecidos quando do início da relação regulatória.

Em suma: o que legitimamente se espera é que o regulador aplique de modo adequado o modelo para aferimento do custo operacional das concessionárias, o ajuste para a qualidade, a margem de lucratividade e a compensação pelo custo do capital investido.

Conforme se extrai dos documentos que subsidiam a referida AP 41/2017, o fundamento legal para a proposição da metodologia em comento é o poder regulador da ANEEL, em especial a sua competência para realizar os processos de revisão tarifária<sup>5</sup>.

Desse modo, antes mesmo de adentrar nos detalhes da metodologia proposta, urge detalhar e compreender o poder regulador da Agência, bem como os limites que lhe são característicos e, em específico, elucidar o objetivo e importância da revisão tarifária periódica no contexto da regulação.

A competência reguladora atribuída à ANEEL tem como fundamento a necessidade de controlar as atividades de prestação de serviços públicos de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do Governo Federal<sup>6</sup>. O exercício da regulação, portanto, deve se

---

<sup>5</sup> Lei nº 8987/1995, Lei nº 9074/1995, Lei nº 9427/1996, Lei nº 10848/2004, Lei nº 12783/2013, Decreto nº 2335/1995 e Decreto nº 2655/1998.

<sup>6</sup> Art. 2º da Lei nº 9427/1996.

dar em atenção a necessária garantia de estabilidade e coerência, como exposto. No âmbito setorial, deve assim visar à capacitação continuada e sustentabilidade da atividade com consequente reversão de benefícios qualitativos para a sociedade como um todo.

Assim, para atingir sua finalidade, a lógica regulatória deve buscar o equilíbrio do sistema regulado, permitindo a consecução das políticas e interesse público afetos a esse sistema<sup>7</sup>. Esta só se faz possível se respeitada a coerência dos parâmetros de revisão em relação às metas e incentivos previamente colocados. Portanto, cabe e se faz obrigatório à ANEEL, adotar critérios e estabelecer metodologias que permitam o crescimento e o desenvolvimento dos serviços de energia elétrica, que são de interesse público.

Na linha da discricionariedade, importante ressaltar que, ainda que se atribua determinada discricionariedade técnica à regulação, tal atividade deve ser balizada por meio de limites e princípios norteadores. Isso porque, a regulação estatal significa, em última instância, uma derrogação (ainda que parcial e admitida na Constituição) do princípio da livre iniciativa. Destarte, os limites à atividade de regulação garantem o equilíbrio entre a consecução da sua finalidade e a observância da Constituição Federal.

Importa destacar os princípios norteadores de um sistema regulatório efetivo<sup>8</sup>, quais sejam: **(i) motivação**, de forma que qualquer mudança na regra vigente deva ser devidamente justificada, demonstrando não somente as razões das alterações, mas principalmente em que medida referidas alterações são aderentes à realidade, estão em consonância com as premissas regulatórias de coerência, estabilidade e sustentabilidade da atividade e atendem ao interesse público de modo equilibrado; **(ii) racionalidade e razoabilidade da metodologia**,

---

<sup>7</sup>“Atividade regulatória é “o estabelecimento e a implementação de regras para a atividade econômica destinadas a garantir seu funcionamento equilibrado, de acordo com determinados objetivos públicos”. (Moreira, Vital. Auto-Regulamentação Profissional e Administração Pública, Coimbra, Almedina, 1997, p.34.

<sup>8</sup> Compilação de lições de Weyman-Jones, T., J. Boucinha, C. Godinho, C. Feteira Inacio, P. Martins e J. Latore (2006), “Efficiency Analysis for Incentive Regulation”, in *Performance Measurement and Regulation of Network Utilities* edited by T. Coelli and D. Lawrence (2006), Published by Edward Elgar Publishing Limited.

Jasmab, T e Pollit, M (2000). *Benchmarking and Regulation of Electricity Transmission and Distribution Utilities: Lessons from International Experience*”.

mediante a adoção de um nexos lógico, um juízo de plausibilidade que permeie a medida proposta para determinado setor regulado; **(iii) consistência regulatória**, em linha com os princípios já colocados, levando-se em conta que as decisões do regulador afetam setores com investimentos irreversíveis e com horizontes de longo prazo, os quais, portanto, necessitam de estabilidade, razão pela qual deve haver compatibilidade e coerência entre a norma e o sistema já instituído; **(iv) proporcionalidade**, haja vista o impacto que a regulamentação terá sobre o setor, deve-se guardar proporção entre os meios utilizados para a obtenção de determinado fim e, ainda na mesma linha, que os incentivos (metas) colocadas *a Priori* são consideradas na justa e proporcional razão em que são atendidas; e **(v) transparência, clareza e simplicidade**, que não são exigidas apenas na apresentação do resultado da metodologia proposta, mas, sobretudo, no processo de construção e justificação da nova regra.

Os princípios acima devem ser observados na atividade de regulação ampla e também refletem de forma ainda mais precisa na atividade de regulação específica, tal como na regulação tarifária. Isso porque, é no âmbito dessa atuação do Poder Público que são realizadas as revisões tarifárias periódicas, cujo objetivo, de acordo com a própria ANEEL, é o estabelecimento de tarifas que para *“assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade”*, o que corrobora e evidencia a legítima expectativa dos agentes regulados de recomposição tarifária em condições adequadas.

Com efeito, no contexto da regulação tarifária, e mais especificamente na regulação das tarifas do serviço de transmissão de energia elétrica, deve-se considerar que o concessionário desse serviço não tem a possibilidade de modificar o seu negócio nem de fazer a liquidação do seu investimento, sendo fundamentalmente, em razão disso, um agente passivo da ação do regulador na sua fixação tarifária.

Desse modo, como reflexo do princípio da proporcionalidade, o agente regulador deve se abster de praticar a “regulação perversa” ou oportunística. Esse tipo de regulação consiste basicamente em anomalia regulatória que desconsidera a “confiança” acordada entre concessionário e Poder Concedente, quando do ingresso em setor de infraestrutura marcado por elevados custos afundados e, por consequência, restrições à retirada.

Tal anomalia se perfaz pela instituição de metodologias e critérios claramente dissonantes e injustificados daqueles aceitos pelo agente quando decidiu, sob condições diversas, aderir à

concessão, mas que depois disso encontra-se “capturado” sem a possibilidade de evadir-se do ambiente em que investiu alto nível de capital vislumbrando um longo período de recuperação. Tal condição, repudiada na teoria e certamente no controle externo da função regulatória, deve ser eliminada da presente metodologia em análise.

Adicione-se ainda que é vital que a regulação tarifária para o setor atenda à devida remuneração do capital investido e estabeleça incentivos para a prestação da atividade, de forma que o devido reconhecimento dos custos de operação e manutenção garanta a devida prestação e continuidade do serviço público concedido.

Em razão disso e também em observância aos princípios da racionalidade, razoabilidade e consistência, imperioso se faz que a regulação tarifária não seja editada com base em um único ou exclusivo preceito, e.g. a modicidade tarifária. Longe disso, a regulação tarifária deve estabelecer metodologias que promovam o equilíbrio entre o interesse público e a atividade econômica que permite a sua consecução.

Veja-se que a tentativa de estabelecimento de uma “modicidade tarifária forçada” (*i.e.*, a busca pela fixação do menor preço em detrimento da devida remuneração, calculada em conformidade com o modelo escolhido), na verdade importa prejuízos à verdadeira modicidade tarifária e incentivo à eficiência, pois resulta em sinal regulatório nocivo, no sentido de que a regulação inconsistente não reconhecerá os investimentos realizados, o que afasta os agentes interessados em contribuir para o avanço e melhoria do sistema.

Além disso, ainda com base nos princípios acima mencionados, a regulação tarifária deve se atentar para a lógica do sistema regulado, bem como para as suas perspectivas de evolução. No caso do segmento de transmissão de energia, ora sob análise, para o estabelecimento da metodologia de revisão tarifária das transmissoras, relevante que a ANEEL pondere sobre as tendências que vem se estabelecendo no sistema de energia elétrica – tais como a consolidação da tecnologia de geração distribuída e as inovações na capacidade de armazenamento energético que implicam a relevância da transformação da atividade de expansão das redes de transmissão de energia elétrica. Expansão esta que requer que se respeite, ainda mais, a consistência e preservação da atividade com direcionamento para investimentos em inovação e adaptação.

A partir dos preceitos e limites da regulação acima expostos, considerando que consistência exige sempre uma análise retrospectiva, cabe trazer o histórico das metodologias tarifárias destinadas às empresas de transmissão de energia elétrica, que foram implementadas pela ANEEL desde a origem do modelo regulatório brasileiro.

O Primeiro Ciclo de Revisões das Receitas Anuais Permitidas – RAPs foi definido por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 256/2007, cuja metodologia previa, em síntese, a divisão das empresas em clusters – Empresas Existentes e Empresas Licitadas, cuja análise da separação era realizada com base em atributos como estrutura ótima de capital real, grau de verticalização e composição acionária<sup>9</sup>. O modelo reconhecia a importância de se diferenciar as circunstâncias reais e a consequente necessidade de se manter uma regulação aderente à realidade fática. Em outras palavras: consistência regulatória desde o início. Comparar aqueles que são comparáveis. Preceito relevante que não pode injustificadamente ser abandonado.

O Segundo Ciclo de Revisões das RAPs, por seu turno, foi definido por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 386/2009, cuja metodologia previa, em síntese, a alteração do critério de definição da estrutura ótima de capital, não diferenciando mais as Empresas Existentes das Licitadas e calculando a estrutura ótima de capital com base na existência de ativos de geração nos balanços patrimoniais, não poluição dos balanços patrimoniais com informações referentes a políticas de governo e de distribuição de dividendos, além da consideração de dados referentes ao período de concentração dos investimentos<sup>10</sup>. Brusca separação questionável. Ainda que a regulação permita um grau de ajuste à realidade e que permita um coeficiente de incentivo regulatório, não se podem permitir alterações descoladas da realidade fática que, por fim, prejudicam a sustentabilidade da atividade. Em outros termos: consistência e legítima expectativa uma vez mais ficam à sombra da regulação.

Em sequência, a metodologia do Terceiro Ciclo de Revisões, regulamentada no bojo da Resolução Normativa ANEEL nº 553/2013, que aprovou a versão 1.0 do Submódulo 9.1 dos Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET. No bojo dessa metodologia foi mantida a mesma relação percentual entre custos operacionais e regulatórios e custo de reposição dos

---

<sup>9</sup> Nota Técnica nº 048/2006-SRT/ANEEL, de 13/02/2006.

<sup>10</sup> Nota Técnica nº 075/2013-SRE/ANEEL, de 22/03/2013.

ativos obtida no processo de revisão anterior, acrescido de um percentual de 1,3% como previsão de custos com seguros. Ressalte-se que, de acordo com a própria Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM<sup>11</sup>, foram mantidas as premissas e parâmetros obtidos no benchmarking realizado no âmbito da 2ª RTP.

Destaque-se que, nos termos do referido Submódulo, a abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo dos custos operacionais eficientes na revisão periódica tem por objetivo estabelecer parâmetros de eficiência para determinar os custos associados à execução dos processos e atividades de operação e manutenção das instalações elétricas de transmissão, direção e administração.

Por fim, no presente Ciclo de Revisão das RTPs, em que pese a manifestação da ANEEL no sentido de que era necessária a atualização dos parâmetros que afetam o cálculo das tarifas, bem como uma avaliação da pertinência da continuidade dos parâmetros propostos na última revisão metodológica<sup>12</sup>, **a realidade fática é que os agentes foram surpreendidos com a propositura de uma nova metodologia completamente dissonante com o quanto vinha sendo praticado no setor e sem nenhuma explicação ou embasamento técnico e nem regulatório para justificar tal modificação.**

Conforme será detalhado adiante, na metodologia proposta na AP nº 41/2017: **(i)** optou-se por aumentar a amostra das empresas, incluindo as empresas licitadas, que têm custos operacionais, base de ativos e outras realidades totalmente dissonantes com a das empresas renovadas, e holdings fictícias, que também trazem distorção quando comparadas com as empresas renovadas; **(ii)** desconsiderou-se o percentual de lucratividade atribuído pelo MME por ocasião da prorrogação das concessões; e **(iii)** piorou-se a relação entre custos efetivos e custos reconhecidos, mesmo diante do aumento significativo do nível de eficiência das empresas; **(iv)** aplicou-se metodologia de cálculo do custo de capital regulatório inconsistente com a adotada para os leilões de transmissão, mesmo após a comprovação de que essa proposta é irrealista, tendo em vista o fracasso dos leilões quando referida metodologia foi adotada.

---

<sup>11</sup> p. 2 da Nota Técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

<sup>12</sup> Análise de Impacto Regulatório – Anexo III da Nota Técnica nº 161/2017-SRM/ANEEL, de 22/09/2017.

Deve-se destacar, por oportuno, que a aplicação dos princípios da razoabilidade e consistência regulatória impedem a edição de novas metodologias incongruentes, *i.e.*, sem atentar para os sinais regulatórios que já foram oferecidos aos agentes e para as perspectivas do setor. Portanto, a observância do sinal regulatório apresentado por ocasião da renovação das concessões **não pode ser considerada uma mera expectativa das empresas transmissoras, mas sim parte da equação econômico-financeira das concessões e garantia de que o agente regulador não irá editar normas para regulação tarifária aos solavancos e de forma errática, mas sim consistentes com o quanto já sinalizado para o mercado.**

Expostos os princípios aderentes à regulação como um todo e o inafastável contexto histórico, a ISA CTEEP passa a apresentar contribuições específicas para aprimoramento de cada um dos pontos que sustentam a metodologia proposta no âmbito da AP 41/2017, adiantando desde já que a proposta é de revisão integral da metodologia em favor de parâmetros adequados, em linha com a boa regulação e, por consequência, que somente contribuem para o saudável desenvolvimento da regulação brasileira, que em muito tem como referência o contínuo aperfeiçoamento da atividade da ANEEL.



## 2 Contribuições à metodologia de cálculo da Receita por Operação e Manutenção – NT nº 160/2017 e NT nº 164/2017

A contribuição ao modelo proposto para o Custo Operacional Eficiente será exposta, em síntese, mediante: **(i)** a análise dos resultados do modelo DEA, a fim de identificar possíveis inconsistências de modelagem; **(ii)** avaliação das empresas comparadas no processo de *benchmarking*; **(iii)** apontamentos quanto à necessidade de coerência técnica da agregação das variáveis e da seleção das mesmas; **(iv)** demonstração da impropriedade na exclusão injustificada da margem de lucratividade; e **(v)** manifestação quanto à necessidade de correção da base de custos operacionais.

### 2.1 Aspectos gerais sobre o modelo de custo operacional eficiente

Conforme exposto acima, a coerência e estabilidade são princípios necessários e inafastáveis na regulação, já que a observância de tais parâmetros é que garante legitimidade ao poder regulador e sustentabilidade e desenvolvimento do mercado regulado.

Sendo assim, é manifesto que, ao editar novas metodologias, a ANEEL deve expor as razões e objetivos pretendidos que fundamentaram o novo regulamento e respeitar os parâmetros e sinais previamente indicados para os agentes, de forma que haja consistência e proporcionalidade entre a nova regra e o arcabouço legal e regulamentar vigente.

Nesse esteio, deve-se destacar que o aprimoramento das normas e metodologias é medida necessária e apoiada pelos agentes que se submetem ao poder regulador da Agência. Não obstante, o avanço e o aprimoramento da regulamentação devem atender ao equilíbrio do setor elétrico e respeitar os direitos e deveres já estabelecidos e observados pelos agentes, razão pela qual, no âmbito da regulação tarifária, é forçosa a manutenção dos critérios utilizados na determinação da receita inicial das concessionárias, posto que são parte da equação econômico-financeira do contrato de concessão.

Em outras palavras, sob o pretexto de aprimorar a metodologia tarifária anteriormente estabelecida, essa D. Agência não pode alterar regras e condições que compõem a equação econômico-financeira garantida aos concessionários.

Nem se diga que essas alterações injustificadas estão atreladas ao poder discricionário do regulador, pois, esse poder não permite a alteração de regras previamente estabelecidas de

forma não fundamentada, mas apenas atribui a competência para doção de regulamentos desde que esses respeitem as condições iniciais do contratado entre Poder Concedente e concessionárias e sejam dotados de fundamentação técnico-científica . Essa é inclusive a posição do I. Prof. Dr. Marçal Justen Filho (Anexo VII)

*110. A autoridade reguladora é investida de autonomia para adotar as soluções mais adequadas. Mas essa autonomia não se configura como discricionariedade no sentido próprio. Trata-se de adotar soluções fundadas no conhecimento técnico-científico.*

*111. A competência da autoridade reguladora para dotar uma solução fundada em pressupostos técnicos e econômicos não compreende o poder jurídico para transmutar o objeto do contrato ou as suas condições essenciais.*

*112. Ou seja, as condições originais dão identidade à contratação, o que impede a introdução de alterações que – se tivessem sido previstas originalmente – teriam afetado a decisão das partes ou de terceiros.*

Todavia, conforme será a seguir detalhado, a metodologia proposta no bojo da AP nº 41/2017, alterou e afetou sobremaneira a lógica e patamares tarifários anteriormente estabelecidos para as transmissoras de energia elétrica. Mais uma vez, nesse ponto, não há como se contrapor que essa diminuição dos patamares de receita esteja atrelada a dinamicidade da equação econômico-financeira típica de contratos de concessão de prestação de serviço público, já que essa dinamicidade não autoriza a eliminação sumária de direitos e garantias contratados entre Poder Concedente e concessionária. Veja-se trecho esclarecedor do Parecer emitido pelo I. Prof. Dr. Marçal Justen Filho (Anexo VII):

*113. Bem por isso, a revisão ordinária é delimitada pelos direitos assegurados ao concessionário, no momento inicial da concessão.*

*114. A dinamicidade da equação econômico-financeira não significa que a autoridade reguladora disponha de autonomia para eliminar direitos e garantias que foram essenciais para a contratação.*

*115. Por outro lado, os parâmetros adotados na revisão ordinária devem ser predeterminados e objetivos, sendo vedado à autoridade reguladora eleger os indicadores que bem lhe aprouver, segundo um juízo de oportunidade.*

*116. Muito menos cabível é variar os parâmetros de modo a assegurar o atingimento de um resultado desfavorável ao concessionário. Isso se passa quando a autoridade reguladora escolhe os índices mais desfavoráveis à elevação das tarifas. Não é válida a decisão de afastar os índices que acarretarão o aumento da tarifa e adotar aqueles que produzem a sua redução. A discricionariedade técnica não é um poder jurídico outorgado para prejudicar o concessionário.*

*117. Também é vedado promover comparação com situações distintas daquela que é objeto da revisão ordinária. A inexistência de similitude conduz à imprestabilidade do padrão de comparação escolhido.*

*118. Enfim, a autoridade reguladora encontra-se vinculada aos fatos, na sua integralidade. É vedado ignorar a realidade, ainda que de modo parcial. Não é facultado segmentar a realidade e eleger para exame apenas os aspectos que são favoráveis a alguma tese preordenada da autoridade.*

Ou seja, as condições que balizaram a renovação dos contratos de concessão nos termos da Lei 12.783/2013 fazem parte da equação econômico-financeira e devem ser respeitadas, em especial quando da realização do processo de revisão, porquanto é momento crucial para a efetivação da garantia ao equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Retornando especificamente à questão da metodologia proposta, o cálculo dos escores de eficiência das empresas foi corrompido em razão da utilização de premissas de comparabilidade equivocadas na aplicação da metodologia do DEA. Com efeito, com o intuito de aumentar a amostra de empresas, a metodologia proposta incluiu na comparação, além das empresas existentes sujeitas à revisão tarifária, **(i)** as empresas licitadas, que possuem custos operacionais totalmente distintos das empresas renovadas; **(ii)** as *holdings* de empresas licitadas criadas artificialmente sob a perspectiva societária, desconsiderando a realidade operacional; **(iii)** as *holdings* compostas pelas empresas existentes e seus contratos licitados; e **(iv)** os contratos revisados das empresas existentes, considerando apenas os ativos da concessão sob revisão.

**Essa decisão viola um dos pressupostos fundamentais da utilização do DEA, já que impõe a comparação de empresas que são de fato incomparáveis e por vezes até inexistentes. Esse conceito é inclusive repisado na NT 160/2017: “uma questão fundamental da análise de benchmarking é o estabelecimento do critério de comparabilidade entre as empresas, ou seja, quais elementos as caracterizam, em que medida são comparáveis e sob quais aspectos se diferenciam”.** Desse modo, é notório que a utilização de premissas de comparabilidade equivocadas é injustificável do ponto de vista técnico-científico como também não encontra respaldo no direito, já que resulta em violação ao princípio da isonomia.

Com efeito, nas lições de José Afonso da Silva<sup>13</sup> entende-se por isonomia o tratamento igualitário dos desiguais, considerando suas desigualdades. Isso significa dizer que não se pode adotar o mesmo tratamento a situações desiguais, não comparáveis entre si.

É nesse contexto, e levando-se em consideração o consagrado conceito de isonomia que a ação de comparar, como se iguais fossem, empresas totalmente desiguais, acaba por ferir tal princípio. Essa é inclusive a posição adotada pelo I. Professor Marçal Justen Filho (Anexo VI)

*119. Ocorre que a adoção de tratamento diferenciado para as duas hipóteses envolve o princípio da isonomia. E a diferenciação adotada é incompatível com o princípio da isonomia.*

(...)

*124. A imposição constitucional da isonomia não significa a vedação a tratamento diferenciado entre sujeitos e situações. É costumeiro afirmar que a igualdade significa tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na medida em que se igualem ou em que desigualem. Mas essa formula é insuficiente e necessita ser aprofundada.<sup>14</sup>*

**Além disso, a escolha subjetiva e injustificada do 3º quartil da amostra como balizador do ajuste dos escores de eficiência impactou negativamente na definição dos resultados finais. Desse modo, a lógica do Ajuste para a Qualidade, prevista e considerada quando da renovação das concessões, foi completamente alterada sem que fosse apresentada nenhuma motivação técnica e nem regulatória para tanto.**

Conforme ilustrado no quadro abaixo, essa mudança inconsistente e desproporcional frente à regra vigente resultou em uma redução drástica no reconhecimento dos níveis de desempenho e qualidade alcançados pelas empresas, já que altera drasticamente o patamar tarifário das empresas. A Tabela 3 e a Tabela 4 mostram os níveis de reconhecimento do custo operacional de 2012 e 2017, respectivamente. O Ajuste para a Qualidade acrescentou, em média, 28 pontos percentuais aos escores calculados por meio da metodologia de

---

<sup>13</sup> In Curso de Direito Constitucional Positivo - 32ª edição

<sup>14</sup> O tema foi objeto de análise precursora de CELSO ANTÔNIO BANDEIRA DE MELLO (O conteúdo jurídico do princípio da igualdade, São Paulo: RT, 1978). O pensamento do autor foi fortemente influenciado pelos estudos sobre o princípio da proporcionalidade, numa época em que o tema merecia reduzida atenção da doutrina pátria.

*benchmarking*, ao passo que o ajuste pelo 3º quartil proposto na AP 41/2017 foi responsável por um acréscimo médio de 10 pontos percentuais aos escores calculados.

**Tabela 3: Escores para o Custo Operacional Eficiente conforme metodologia de 2012**

Empresa	Escores DEA	Ajuste para a qualidade	Eficiência final NT 383	Portaria 579 de 31/10/12	Ganho em pontos percentuais
ELETROSUL	47%	49%	96%	106%	59,0%
CTEEP	96%	39%	135%	145%	49,0%
COPEL	46%	39%	85%	95%	49,0%
CEMIG	62%	29%	91%	101%	39,0%
CEEE	58%	19%	77%	87%	29,0%
CHESF	37%	19%	56%	66%	29,0%
ELETRONORTE	27%	19%	46%	56%	29,0%
FURNAS	39%	10%	49%	59%	20,0%
Média	51%	28%	79%	89%	<b>37,9%</b>

Fontes: NT 383/2012-SGT/ANEEL e Portaria 579/2012

**Tabela 4: Escores para o Custo Operacional eficiente conforme metodologia da AP nº 41/2017**

Empresa (contrato de concessão principal)	Escores	Escores ajustados	Ganho em pontos percentuais
CEMIG-GT	91,3%	106,3%	15,0%
CTEEP	89,5%	104,1%	14,7%
CEEE-GT	85,4%	99,4%	14,0%
CELG G&T	72,4%	84,2%	11,9%
FURNAS	55,5%	64,6%	9,1%
COPEL-GT	48,5%	56,4%	8,0%
CHESF	38,1%	44,3%	6,3%
ELETROSUL	37,4%	43,6%	6,1%
ELETRONORTE	28,3%	33,0%	4,6%
Média	60,7%	70,7%	10,0%

Fonte: NT 164/2017-SRM/ANEEL

Ressalte-se, por oportuno, que a alteração na definição dos escores de eficiência, considerando o 3º quartil da amostra, não é aderente ao desempenho de qualidade das empresas, critério esse que era considerado e relevante na metodologia anterior, pois os patamares propostos não guardam relação com os níveis de desempenho obtidos pelas empresas e, portanto, são completamente dissociados da realidade e finalidade a que se destinam.

Corroborando a assertiva acima, cabe trazer a lição do I. Professor Marçal Justen Filho (Anexo VII) no sentido de que a alteração do patamar de remuneração com base no modelo proposto viola a segurança jurídica e altera o próprio conceito de eficiência:

*170. No caso concreto, a inovação pretendida é inválida não porque contempla a alteração da disciplina regulatória. O problema fundamental é a modificação do próprio conceito de eficiência e a submissão das empresas a efeitos de fatos ocorridos no passado e insuscetíveis de modificação.*

Por fim, o patamar de remuneração das empresas também foi completa e injustificadamente alterado diante do desaparecimento da “Taxa de Lucro” de 10% que foi acrescida sobre as tarifas de O&M das empresas, que fora recomendado por meio da Nota Técnica DEA/DEE 01/12.

Por ocasião da renovação das concessões e por força da Portaria MME nº 579/2012, foi garantido às empresas a adição dessa taxa de lucratividade na remuneração pelos serviços de O&M, sob a justificativa de que *“a renovação das concessões de geração e transmissão importará desafios de ajustes econômico-financeiros às empresas, sendo o valor considerado para a taxa de lucro um fator favorável à aceitação das condições de renovação propostas pelo órgão concedente. De outra forma, uma taxa de lucro relativamente baixa poderá induzir à não renovação, o que poderá afetar as reduções tarifárias antevistas pelo Governo”*.

Tal margem faz parte da equação econômico-financeira das concessões, conforme o I. I. Professor Doutor Marçal Justen Filho (Anexo VII):

*“66. A margem de lucro configurou-se, portanto, como uma vantagem essencial à formulação da decisão da concessionária quanto a aceitar a prorrogação. Entre os motivos da decisão de aceitar a prorrogação, encontrava-se a existência da margem de lucro.*

*67. Uma vez prevista a margem de lucro de 10% por ocasião da pactuação da prorrogação, incorporou-se ela na equação econômico-financeira e se tornou insuprimível por ato unilateral da autoridade reguladora ou do Poder Concedente.”*

**Contudo, sem que fosse apresentada qualquer justificativa ou indicativo de reavaliação desse patamar pela ANEEL, tal garantia foi desconsiderada na metodologia proposta no bojo da AP nº 41/2017.**

Pelo exposto, com base nos princípios da coerência, consistência e razoabilidade regulatória, requer-se a manutenção do patamar de remuneração estabelecido por ocasião da renovação das concessões para as transmissoras. Para tanto, é necessário que a definição dos escores de eficiência se dê nas três etapas que compuseram a metodologia base para a renovação das concessões: **(i)** cálculo dos escores de eficiência por meio de *benchmarking*; **(ii)** ajuste dos escores considerando indicadores de qualidade, mantendo o patamar do prêmio concedido; e **(iii)** margem de lucratividade de 10%.

Ressalta-se que os itens (i) e (ii) podem e devem ser aprimorados metodologicamente pelo regulador. Ademais, deve-se destacar que a não aplicação dessas três etapas configura quebra das regras inicialmente contratadas entre Concessionárias e Poder Concedente.

**Pedido 1.** Propõe-se o reconhecimento da aplicação das três etapas para definição da remuneração relacionada aos Custos de Operação e Manutenção das concessionárias que renovaram suas concessões nos termos da Lei 12.783/2003, quais sejam: (i) cálculo dos escores de eficiência por meio de *benchmarking*, sem inclusão de companhias licitadas; (ii) ajuste dos escores considerando indicadores de qualidade, mantendo o patamar do prêmio concedido; e (iii) margem de lucratividade de 10%.

## 2.2 Coerência do modelo DEA: pesos dos produtos e benchmarks

Para cálculo dos escores de eficiência, foi utilizado o *Data Envelopment Analysis*, método não-paramétrico e determinístico de *Benchmarking*. Frequentemente utilizado por reguladores especialmente para casos de distribuição de energia elétrica, como documentado por Bogetoft e Otto (2010), esse método tem como vantagem a sua relativa simplicidade, já que não necessita de conhecimentos *a priori* da relação entre entradas e saídas. **Um requisito amplamente documentado do método é que as empresas comparadas por ele devem ser homogêneas: devem produzir os mesmos produtos, utilizando os mesmos insumos (ver, por exemplo, Thanassoulis (2001)).** O ambiente ao qual estão submetidas as unidades comparadas também deve ser homogêneo, e quando observadas interferências de variáveis não-controláveis pelos agentes, elas devem ser tratadas em um segundo estágio. Alternativamente, pode-se introduzir ajustes nos dados a fim de tornar as empresas comparáveis (SIMAR E WILSON, 2007; BANKER E NATARAJAN, 2008; YU ET AL., 2010; BRENNAN ET AL., 2014, entre outros).

Para o caso da transmissão de energia, observa-se uma frequência menor da utilização do DEA para a comparação de empresas. **Em uma pesquisa conduzida por Haney e Pollitt (2013) com 25 reguladores de Transmissão de Energia do mundo todo, 13 deles apontaram o uso de alguma técnica de *benchmarking* para regular suas empresas de transmissão, mas apenas 4 deles usavam técnicas de fronteira como o DEA. Em estudo mais recente, Llorca *et al.* também destacam que há poucos estudos publicados sobre *benchmarking* de transmissoras de energia. Esse segmento é de difícil análise, porque em geral há poucas transmissoras de energia em**

cada país, e tem seus resultados altamente relacionados com o parque de ativos, muitas vezes dificilmente comparável.

Técnicas paramétricas como o *Stochastic Frontier Analysis* (SFA) têm como vantagem sobre o DEA a capacidade discriminatória do impacto de diferentes ativos no resultado final, identificando aqueles que são, em média, mais relevantes para o conjunto de empresas. O uso de abordagens paramétricas, contudo, é limitado especialmente por dois fatores: o tamanho da amostra e a multicolinearidade entre os ativos. O primeiro fator é mais relevante para as técnicas de estimação baseadas em Máxima Verossimilhança, como o próprio SFA, nas quais se atinge a convergência dos parâmetros para próximo do valor real quando a amostra tende a infinito. A multicolinearidade, por sua vez, se dá pela alta correlação das variáveis de ativos, o que compromete análises econométricas.

Para o caso da transmissão de energia no Brasil, o uso do DEA também apresenta limitações, principalmente por violar a premissa de comparabilidade entre as empresas analisadas. Se tomarmos como base apenas as empresas sujeitas à revisão tarifária neste ciclo, já pode-se observar que há distinção entre os tipos de ativos instalados e características ambientais. Incluindo na amostra as empresas licitadas após 2000, o grupo torna-se ainda mais heterogêneo, com características diversas de operação, tecnologia e ativos. outro aspecto relevante quando da aplicação do DEA é a qualidade dos dados utilizados: os resultados obtidos em uma análise determinística e não paramétrica podem ser gravemente afetados por dados espúrios, os utilizando para a composição da fronteira.

Por isso, o uso do DEA é visto com limitação para a avaliação do problema da Transmissão de energia brasileiro. **Seria mais adequado o uso de abordagens paramétricas, capazes de lidar com a diferença da relevância dos ativos.** A literatura de econometria é diversa em técnicas para tratamento de problemas como a autocorrelação de variáveis e o tamanho da amostra.

Sendo assim, tendo em vista os argumentos expostos, a CTEEP requer que o regulador faça uso de um modelo de *benchmarking* paramétrico. O uso de uma metodologia não-paramétrica como o DEA demanda um tratamento dos dados custoso e complexo, a exemplo do que é mostrado por Agrell e Bogetoft (2014) na descrição do seu modelo de *benchmarking*



internacional: o relatório final desse projeto (Frontier Economics, 2013<sup>15</sup>), que usou um modelo DEA para comparar empresas de transmissão de 22 países, mostra o extenso trabalho efetuado para adequar as variáveis à aplicação do DEA. Um projeto de cerca de um ano de duração foi responsável por investigar os custos das empresas e montar o “Grid normalizado” que serviu como *input*. Há metodologias econométricas que podem lidar com as diferenças entre variáveis e empresas a um custo menor, como o *Stochastic Frontier Analysis (SFA)* ou mesmo técnicas de regressão econométricas que lidam com dados em painel, endogeneidade e multicolinearidade.

**Pedido 2.** Solicita-se que a ANEEL utilize um método paramétrico para definição dos escores de eficiência, capaz de lidar com os problemas intrínsecos aos dados da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil, como a multicolinearidade, endogeneidade, diferenças entre agentes comparados, dados em painel, entre outros.

### 2.2.1 Comparabilidade dos custos operacionais das empresas

Conforme mencionado, para a aplicação do DEA é necessário que as empresas comparadas produzam os mesmos produtos, utilizando os mesmos insumos. Sendo assim, aspectos que prejudicam a comparabilidade entre as empresas devem ser endereçados preferencialmente antes dos dados serem inseridos no modelo. Como exemplo desse tipo de correção, pode-se citar o ajuste dos custos de pessoal pelo índice salarial criado pelo regulador, cuja memória de cálculo está descrita no Apêndice B da NT 160/2017-SRM/ANEEL: de forma estruturada, busca-se corrigir a distorção causada nos custos devido a uma variável não controlável pelos agentes, que é a dinâmica do mercado de trabalho. Há, contudo, outros fatores que distorcem a comparabilidade dos custos das empresas, além da questão da dinâmica do mercado de trabalho.

O modelo proposto pelo regulador traz como input o custo operacional das empresas, informado por meio do Balanço Mensal Padronizado (BMP). No Apêndice A da NT 160/2017-SRM/ANEEL são descritas as contas contábeis que compõem a base de custos considerada

---

<sup>15</sup> Relatório disponível em: [https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Frontier-Sumicid-Consentec\\_e3grid2012-European+TSO+Benchmarking+Study-final+report\\_25+07+2013.pdf/06bbb587-c788-415e-b4bb-6c605c7c264f](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Frontier-Sumicid-Consentec_e3grid2012-European+TSO+Benchmarking+Study-final+report_25+07+2013.pdf/06bbb587-c788-415e-b4bb-6c605c7c264f)

comparável pelo regulador. Dentre elas, há dentro do grupo “Outros” rubricas referentes ao custo com tributos. Dentre os tributos de maior peso para a ISA CTEEP, destacamos a despesa com IPTU referente às áreas de servidão e às instalações da empresa.

Ocorre que, dentre as empresas existentes comparadas no estudo de *benchmarking*, a ISA CTEEP é a única empresa privada da amostra, sendo as demais concessionárias de economia mista ou estatais. Na maior parte dos casos, as empresas estatais são isentas do pagamento de IPTU, direito extensivo às empresas de capital misto.

O Artigo 150. VI, alínea “a” da Constituição Federal prevê a impossibilidade de cobrança de impostos entre União, Estados e Municípios, configurando o “Princípio da Imunidade Recíproca”:

*“Art. 150. Sem prejuízo de outras garantias asseguradas ao contribuinte, é vedado à União, aos Estados, ao Distrito Federal e aos municípios:*

*(...)*

*VI – instituir imposto sobre:*

*a) Patrimônio, renda e serviços, uns dos outros;”*

Assim, uma vez caracterizado que determinado imóvel é de propriedade da União, por exemplo, não poderia haver cobrança de IPTU pelo Município.

Existe uma previsão no parágrafo terceiro deste mesmo artigo afastando esta regra para patrimônios e serviços privados, ou casos em que haja pagamento de tarifas pelos usuários. Conforme esse artigo, portanto, as empresas prestadoras de serviço público não deveriam ser imunes ao pagamento de impostos:

*“§ 3º As vedações do inciso VI, a, e do parágrafo anterior não se aplicam ao patrimônio, à renda e aos serviços relacionados com exploração de atividades econômicas regidas pelas normas aplicáveis a empreendimentos privados, ou em que haja contraprestação ou pagamento de preços ou tarifas pelo usuário, nem exoneram o promitente comprador da obrigação de pagar imposto relativamente ao bem imóvel.”*

Entretanto, de um modo geral, existem decisões judiciais favoráveis à tese da imunidade recíproca quando a empresa envolvida é pública ou sociedade de economia mista, já que a presença do Estado na composição societária afasta a previsão de “empreendimento privado” trazida no parágrafo terceiro.

Neste sentido é o julgado abaixo com o entendimento atual do STJ sobre o assunto no julgamento da Ação Civil Ordinária nº 2757 movida pela Companhia Estadual de Águas e Esgotos do Rio de Janeiro (Cedae):

*“AÇÃO CÍVEL ORIGINÁRIA. DIREITO CONSTITUCIONAL E TRIBUTÁRIO. ALCANCE DA IMUNIDADE TRIBUTÁRIA RECÍPROCA. ART. 150, VI, ‘A’, DA CRFB/88. NATUREZA PÚBLICA DOS SERVIÇOS DE ÁGUA E ESGOTO PRESTADOS POR SOCIEDADE DE ECONOMIA MISTA. SERVIÇO PRESTADO DE MANEIRA EXCLUSIVA E NÃO CONCORRENCIAL. IRRELEVÂNCIA DO CAPITAL PRIVADO PARTICIPANTE DA COMPOSIÇÃO SOCIETÁRIA DA AUTORA. JURISPRUDÊNCIA DESTA CORTE NO SENTIDO DE QUE A IMUNIDADE TRIBUTÁRIA RECÍPROCA ALCANÇA AS SOCIEDADES DE ECONOMIA MISTA PRESTADORAS DE SERVIÇOS PÚBLICOS. PRECEDENTES. PEDIDO QUE SE JULGA PROCEDENTE.”*

O mesmo ocorreu no julgamento da Apelação nº 00154118720154013300 no TRF da 1ª região:

*TRIBUTÁRIO. EMBARGOS À EXECUÇÃO FISCAL. INFRAERO. IMUNIDADE. IPTU. INEXIGIBILIDADE. TAXA DE LIMPEZA PÚBLICA - TLP. DUPLA INCIDÊNCIA SOBRE MESMA ÁREA: TOTAL E DESMEMBRADA. INADMISSIBILIDADE. IMÓVEL LINDEIRO. 1. Imunidade/IPTU. "É compatível com a Constituição a extensão de imunidade tributária recíproca à Empresa Brasileira de Infraestrutura Aeroportuária - INFRAERO, na qualidade de empresa pública prestadora de serviço público". (...)*

Assim como nesses casos, há diversos outros favoráveis às empresas públicas e de economia mista prestadoras de serviços públicos, garantindo o direito ao princípio da imunidade recíproca. Portanto, na prática, é difícil precisar quais empresas públicas e de economia mista pagam esse tipo de tributo.

O fato é que, sendo a ISA CTEEP uma empresa de capital privado, ela não tem para si estendido o direito ao princípio da imunidade recíproca, pagando integralmente o IPTU aos municípios onde tem instalações e faixas de servidão. É uma despesa a mais em sua base de dados, que não consta na mesma proporção nas empresas públicas e de economia mista. Para garantir a comparabilidade entre as empresas submetidas ao processo de benchmarking, é necessário expurgar a despesa de IPTU do custo operacional para fins de cálculo do escore.

Ainda, a despesa de IPTU é inegociável por parte da prestadora de serviço privada. Não faz parte, portanto da parcela do custo passível de ser reduzida pela eficiência gerencial da empresa. A despesa configura-se, portanto, como um repasse necessário à empresa privada prestadora de serviço público.

Assim, para tornar a base de despesas comparáveis e fazer o repasse justo de custos, a solução é:

- (i) Expurgar a despesa de IPTU de todas as empresas da base de dados antes de rodar o estudo de benchmarking (DEA ou outro método qualquer) para cálculo dos escores de eficiência;
- (ii) Incluir a despesa de IPTU na base de referência para incidência do escore calculado.

É importante ressaltar que a equalização das condições de comparabilidade entre as empresas comparadas é requisito do DEA. E, ainda, que o pagamento dessa despesa é desigual entre os agentes comparados, sem que as empresas privadas tenham margem para atuação.

**Pedido 3.** Solicita-se o expurgo da despesa de IPTU da base de despesas de todas as empresas submetidas ao benchmarking, apenas para cálculo do escore, a fim de melhorar a comparabilidade entre elas. Ressalta-se que, para fins de composição da base de referência de custos na qual o escore de eficiência é aplicado para determinação da receita, essa despesa deve ser mantida, uma vez que não é gerenciável pelos agentes.

### 2.2.2 Pesos alocados aos produtos

A formulação primal do problema de otimização resolvido pelo DEA, apresentada de forma adaptada no Apêndice C da NT 160/2017-SRM/ANEEL, tem como variáveis analisadas os pesos  $u$  e  $v$  alocados aos produtos e insumos, de modo a atender as restrições do problema. Os pesos  $u$  e  $v$  são os “preços-sombra” do modelo de otimização resolvido pelo DEA: isoladamente, correspondem aos valores marginais atribuídos a cada produtos e insumo incluídos na solução. A forma original fracional do modelo primal, entretanto, sugere que o que importa para a análise é a razão entre os pesos dos produtos e dos insumos, conforme destacado por Thanassoulis (2001). Além disso, a eficiência resultante da função objetivo desse problema trata-se da razão entre os produtos e os insumos do modelo. Para cada empresa avaliada, calcula-se a relação produto/insumo,  $u_r/v_i$ . Compara-se essa relação por produto entre todas as empresas, e para compor a eficiência máxima da empresa, considera-se a combinação de valores  $u_r/v_i$  que maximiza a sua eficiência. Ou seja, o problema escolhe os pesos  $u$  e  $v$  de modo a fazer a empresa analisada o melhor possível. Ao contrário de

modelos paramétricos, desconsidera-se a importância relativa de cada variável preditora ao resultado, e também se ignora o comportamento médio de cada variável.

O modelo da NT 164/2017-SRM/ANEEL foi reproduzido no *software* livre R ([www.r-project.org](http://www.r-project.org)), por meio do pacote de otimização *lpsolve*. Os pesos obtidos estão disponíveis na Tabela 24 do Anexo I. As razões entre os pesos dos *outputs* e o peso do *input* são mostradas na Tabela 25 do Anexo I.

Chama atenção que os pesos mais significativos são atribuídos ao “fator de escala”,  $\varphi$ , para as empresas pequenas que compõem a fronteira de eficiência ou que têm escores elevados: CELG G&T 2013 (100%), CELEO\_h 2013 (96,9%), CELEO\_h 2015 (100%), CELG G&T 2015 (81,3%), CELEO\_h 2014 (99,4%), CELEO\_h 2016 (100%), CELG G&T 2016 (72,4%). Segundo Bogetoft e Otto (2011, página 134), esse escalar corresponde ao custo de apenas ter acesso a combinações convexas que formam a fronteira de eficiência, e não ter retornos constantes de escala. Quanto maior o valor de  $\varphi$ , menores serão os valores de  $v_j y_j$  necessários para atender as restrições do problema. Portanto, como o modelo tem premissa de Retornos de Escala Crescentes (*Non Decreasing Returns to Scale* – NDRS), as menores empresas da amostra têm o “benefício” de acessarem a fronteira de eficiência por meio de combinações convexas de produtos e insumos, e não devido a combinações reais dos mesmos. Por isso, quando forçadas a acessar a fronteira de eficiência por meio de combinações reais de insumos e produtos em um modelo de Retornos Constantes de Escala (CRS), todas elas têm decréscimo no escore de eficiência, e algumas das empresas pequenas que estão na fronteira acabam deixando esse posto, como é o caso da CELEO\_h 2013. As maiores empresas da amostra, por outro lado, só podem acessar a fronteira de eficiência por meio de combinações de produtos e insumos que pressupõem retornos constantes de escala. Modelos paramétricos evitariam essa distorção.

O peso elevado atribuído ao “fator de escala”,  $\varphi$ , não seria um problema necessariamente, se o segmento analisado apresentasse de fato retornos crescentes de escala. Embora essa premissa seja amplamente associada a monopólios naturais, não há consenso se o transporte de energia tem retornos de escala crescentes. Llorca *et al.* (2016) descrevem alguns estudos que divergem nesse sentido. Haney e Pollit (2013) também destacam que alguns reguladores preferem não assumir premissa de retorno de escala, adotando modelos de retorno de escala variável. Um teste sobre o tipo de retorno de escala da base de dados em questão é apresentado na seção 2.2.4. Por hora, toma-se como relevante da análise do peso alocado a

esse escalar a observação das empresas que recebem elevados pesos para essa variável, CELEO\_h e CELG G&T: é importante verificar se não há dados espúrios nos custos e ativos dessas empresas. Considerando a variável de custo, chama atenção que a CELG G&T tem PMSO nominal de 2013 e 2014 de cerca de metade dos valores apontados em 2015 e 2016. Sugere-se uma análise detalhada dos valores de 2013 e 2014, já que são essas observações que compõem a fronteira de eficiência.

Outro ponto importante a ser observado referente aos pesos alocados aos produtos e insumos é que empresas com variáveis zeradas recebem pesos alocados a elas. A premissa de igualdade de insumos e produtos do DEA se traduz matematicamente no espaço amostral das variáveis de insumo e produto, onde  $X \in \mathbb{R}_+^*$  e  $Y \in \mathbb{R}_+^*$ . Em outras palavras, é necessário que nenhuma variável de insumo ou produto seja igual ou inferior a zero. Portanto, é um erro conceitual incluir no modelo variáveis com observações zeradas, como é o caso da variável **Extensão de rede < 230 kV**. Na prática, CELG G&T, CELEO\_h, ALUPAR\_h, CEMIG-GT, CEMIG-GT\_h, TAESA e TAESA\_h têm seu escore de eficiência definido por uma variável que elas nem possuem.

Para resolver esse problema, seria necessário retirar da base de dados a variável que não tem observações para todas as empresas. Sobre esse aspecto, há três alternativas para a variável **Extensão de rede < 230 kV**:

1. Retirá-la no modelo, agrupando-a com a **Extensão de rede  $\geq 230$  kV**;
2. Retirá-la no modelo, agrupando-a por meio de uma soma ponderada com a **Extensão de rede  $\geq 230$  kV**, considerando a diferença no custo de operação das redes de baixa e de alta tensão;
3. Mantê-la no modelo, mas inserir restrições aos pesos que impeçam que essa variável componha o escore de empresas que não possuem observações para ela.

A solução 3 é a de mais difícil implementação, porque requer um conhecimento detalhado de informações sobre a relação PMSO vs Extensão de Rede < 230 kV.

A solução 1 é a mais simples, mas ignora que há diferença no custo de operação de redes de alta e de baixa tensão. Por isso, sugere-se a implementação da solução 2, com pesos diferentes para rede de alta e de baixa tensão. Os pesos atribuídos consideram características operacionais, e são sugeridos na seção 2.2.7.1, após análise dos custos de alta e baixa tensão.

Por fim, destaca-se os pesos relativos da Tabela 25 do Anexo I: quando comparados com as restrições aos pesos impostas no modelo, observa-se que é elevado o número de empresas que têm seus pesos associados aos limites impostos. A Tabela 5 mostra a quantidade de empresas, do total de 97 observações, que têm seus pesos definidos nos limites dos intervalos das restrições aos pesos. A restrição que relaciona Rede de baixa tensão com Rede de alta tensão, por exemplo, tem 100% dos pesos ajustados conforme os limites da restrição. Há duas alternativas que explicam esse comportamento: se as restrições são definidas com base em amplo conhecimento do comportamento das variáveis, a maioria das empresas tem desempenho inferior ao esperado, e tem seus pesos limitados pelas restrições ou, alternativamente, as restrições impostas estão muito longe da realidade das empresas analisadas.

**Tabela 5: Nº de empresas com peso igual ao limite da restrição**

Restrição	Limite	Valor	Nº de Empresas com peso igual ao limite da restrição	% do total
Opex vs Rede $\geq$ 230 kV (R\$/Km Rede)	Mínimo	2.500,00	45	52%
	Máximo	8.500,00	5	
Rede < 230 kV vs Rede $\geq$ 230 kV	Mínimo	0,20	59	100%
	Máximo	0,75	38	
Opex vs Potência Total (R\$ / (MVA+Mvar) )	Mínimo	400,00	40	72%
	Máximo	4.000,00	30	
Opex vs Módulos Manobra ( R\$ / Qtde. Mod. Manobra )	Mínimo	15.000,00	32	85%
	Máximo	70.000,00	50	
Mod. Eq. Vs Módulos Manobra	Mínimo	1,00	17	42%
	Máximo	10,00	24	

Ressalta-se que o próprio regulador admite na NT 160/2017-SRM/ANEEL que os limites das restrições são amplos de modo a acomodar incertezas relacionadas à sua definição. Ainda assim, as restrições 2, 3 e 4 impõem alterações significativas na definição dos escores de eficiência de muitas empresas. Essa primeira avaliação do modelo sugere que os limites das restrições (ou o seu uso) devem ser analisados. Uma discussão detalhada sobre os valores adequados para essas restrições é apresentada na seção 2.2.7.

### 2.2.3 Benchmarks

As variáveis da formulação dual do problema de otimização do modelo da NT 164/2017-SRM/ANEEL reproduzido para fins de análise estão disponíveis no Anexo II. Para cada unidade avaliada, o modelo define um Conjunto de Referências, indicado pelas variáveis duais diferentes de zero. A combinação dos valores dessas variáveis com os valores reais de *outputs* e *inputs* da unidade avaliada resulta em *outputs* e *inputs* hipotéticos, que resultariam nos valores eficientes de unidade. A relação entre os *outputs* e *inputs* hipotéticos e os reais é expressa pelo score de eficiência (SHERMAN E ZHU, 2006). As variáveis duais mostram, portanto, as empresas que compõem a fronteira de cada observação.

Observa-se que a fronteira de eficiência foi definida majoritariamente por empresas que não existem, as *Holdings* estimadas. Os scores de eficiência das demais empresas são comparações diretas com estes *benchmarks*. Optamos por chamar essas *holdings* de “estimadas” porque o agrupamento que as compõe foi definido pelo regulador, e não necessariamente reflete a operação desses agentes. A composição das *holdings* será explorada na seção 2.2.5.3. A Tabela 6 mostra o número de empresas para as quais cada *benchmark* define a fronteira de eficiência.

**Tabela 6: Benchmarks de cada empresa da amostra**

Benchmark (Empresa/Ano)	Tipo	Nº de empresas para as quais é <i>benchmark</i>		Empresas existentes com a fronteira definida pelo benchmark em 2016	
		Total	Existentes		
CELG G&T 2013	Existente	55	24	CEEE-GT CELG G&T CEMIG-GT	CTEEP CHESF COPEL-GT
CELEO Holding 2015	Licitada – Holding estimada	53	16	ELETROSUL ELETRONORTE	COPEL-GT FURNAS
State Grid Holding 2014	Licitada – Holding estimada	26	8	ELETROSUL	COPEL-GT
CELEO Holding 2016	Licitada – Holding estimada	31	12	CEEE-GT CEMIG-GT	CHESF
CTEEP Holding 2015	Existente – Holding estimada	71	28	CEEE-GT CEMIG-GT ELETRONORTE ELETROSUL	CTEEP COPEL CHESF



Em um modelo DEA, quando uma empresa define a fronteira de um número elevado de agentes, é necessário avaliar se essa observação não destoa demais das outras, configurando um *outlier*. Sob esse ponto de vista, apenas a CTEEP\_h 2015 apresenta comportamento de *outlier*, porque define a fronteira para 71 das 97 observações.

O que mais chama atenção é que das 6 empresas que compõem a fronteira de eficiência, apenas uma existe de fato (CELG). Quatro delas são holdings estimadas compostas exclusivamente por empresas licitadas, e a restante é a holding não operacional CTEEP\_h.

A relevância das *holdings* no resultado do modelo reforça a necessidade de avaliar se o agrupamento das SPEs se aproxima à realidade operacional dos agentes. Além disso, chama atenção que a fronteira seja composta praticamente por licitadas. Esse fato levanta suspeita sobre a comparabilidade das empresas, que será investigada a fundo na próxima seção.

Em regulação baseada em critérios de eficiência, como a adotada no Brasil, comparabilidade é essencial. Entretanto, comparabilidade remete a isonomia, princípio e critério consagrado constitucionalmente<sup>16</sup>, isto é: comparar os comparáveis na medida em que sejam comparáveis. É neste contexto que a ANEEL reconhece a importância dos critérios para comparação: *“uma questão fundamental da análise do benchmarking é o estabelecimento do critério de comparabilidade entre as empresas, ou seja, quais elementos as caracterizam, em que medida são comparáveis e sob quais aspectos se diferenciam”* – NT 160/2017, p.2

Na regulação por incentivo, admite-se a simulação de condições de competição, o que, por óbvio, permite um grau de estímulo regulatório. Entretanto, meta descolada da realidade se afasta do conceito de meta para se tornar fantasia inalcançável e, portanto, não admissível dentro dos critérios de consistência e razoabilidade. E nesse contexto que se deve observar que mesmo dentro do segmento de transmissão de energia elétrica há singularidades das concessionárias renovadas, que por força de circunstâncias específicas da renovação (envolvendo critérios e condições específicas), em especial com relação à composição dos seus ativos, capital humano e gestão financeira que tem que ser consideradas quando da decisão

---

<sup>16</sup> CONSTITUIÇÃO FEDERAL – 1988: “Art. 5º Todos são iguais perante a lei, sem distinção de qualquer natureza, garantindo-se aos brasileiros e aos estrangeiros residentes no País a inviolabilidade do direito à vida, à liberdade, à igualdade, à segurança e à propriedade, nos termos seguintes:”

regulatória. Em não sendo, viciam a regulação de modo injustificável e questionável. Em outras palavras, de modo sujeito a controle externo.

#### 2.2.4 Premissa de retorno de escala

Na NT 164/2017-SRM/ANEEL, adota-se a premissa de Retorno de Escala Crescente para o modelo DEA (*Increasing Returns to Scale – IRS*), definida de forma mais abrangente como Retorno de Escala Não-Decrescente (*Non-Decreasing Returns to Scale – NDRS*). Tendo em vista o impacto que as empresas pequenas têm na definição dos escores de eficiência da amostra, testamos se a premissa de retorno de escala crescente é adequada para o problema das transmissoras brasileiras.

Como mencionado na seção anterior, a premissa de retorno de escala crescente é amplamente associada a monopólios naturais. De acordo com essa premissa, pressupõe-se que, conforme as empresas aumentam seu tamanho, maior é a economia de escala que são capazes de fazer. Em um problema DEA, então, assume-se que as empresas pequenas podem ser *benchmarks* das empresas grandes, mas o inverso não, já que as empresas pequenas não têm o ganho de escala das empresas maiores. Matematicamente, esse pressuposto é expresso por meio de restrição  $\sum_{i=1}^n u_i x_i^0 \leq 1$  do modelo dos multiplicadores (ver Equação 1 do Apêndice C da NT 160/2017-SRM/ANEEL).

Para testar se a premissa de retorno de escala crescente é adequada, seguiu-se a abordagem proposta por Bogetoft (2017): **(i)** calcula-se uma aproximação da soma dos quadrados dos resíduos associada aos escores em um modelo com premissa de retorno de escala crescente (NDRS) e de um modelo sem premissa de retorno de escala (*Variable Returns to Scale – VRS*); **(ii)** submete-se a razão das duas medidas a um *Teste F* e **(iii)** verifica-se se a estatística de teste é significativa.

O *Teste F* é um conhecido procedimento estatístico utilizado em análises de resíduos de regressões lineares, onde se determina uma estatística de teste para verificar a probabilidade de uma variável ter coeficiente igual a zero (ver, por exemplo, Montgomery e Runger (2012)).

No caso do DEA, Bogetoft (2017) sugere o seguinte cálculo para a aproximação da soma dos quadrados dos resíduos (SQR), conforme Equação 1, onde  $\theta_i$  é o escore de eficiência da  $i$  –ésima empresa da amostra de  $n$  empresas.

$$SQR = \sum_{i=1}^n (\theta_i - 1)^2$$

**Equação 1**

Nesse caso, a estatística de teste passa a ser calculada pela equação abaixo. Calcula-se a soma dos quadrados dos resíduos para um modelo de retorno de escala variável (VRS) e para o modelo sob análise, no caso, de retorno de escala crescente (NDRS).

$$Teste = \frac{SQR_{VRS}}{SQR_{NDRS}}$$

**Equação 2**

A Hipótese Nula ( $H_0$ ) é de que as somas dos quadrados dos erros das duas distribuições são iguais, e o teste que se propõe é o seguinte:

*Rejeita – se  $H_0$  se:*

$$Teste > F(Teste, n - 1, n - 1)$$

**Equação 3**

Então, se o valor de teste for inferior à estatística  $F$  calculada, considerando uma Distribuição  $F$ , rejeita-se a hipótese nula de que as duas distribuições são iguais, e aceita-se a premissa de que o retorno de escala crescente é válido.

A estatística de teste calculada para o problema da NT 164/2017-SRM/ANEEL resultou em 0,9202, com 34,95% de probabilidade. Assim, rejeita-se a hipótese nula e aceita-se como correta a premissa de retorno de escala crescente.

É importante ressaltar que o DEA utiliza apenas parte das informações disponíveis para compor a fronteira de eficiência. Assumindo-se que o retorno de escala é crescente, admite-se que um conjunto de informações irá definir o ponto de inflexão da fronteira, de retorno de escala constante, para retorno de escala crescente. É, portanto, um pressuposto bastante forte, que depende de uma qualidade dos dados excepcional: qualquer informação espúria da base de dados, ou *driver* de custo não endereçado no modelo podem ser responsáveis pela definição da fronteira. Um modelo paramétrico, por exemplo, diluiria o efeito de um *outlier* na informação média que compõe a fronteira.

Por isso, faz-se necessário o tratamento adequado de *outliers* e dados espúrios. Esses tratamentos da base de dados são explorados na seção seguinte.

## 2.2.5 Análise da comparabilidade das empresas

### 2.2.5.1 Identificação de outliers na base de dados

Conforme destacado na seção anterior, o *Data Envelopment Analysis* é um método determinístico. Isso significa que toda observação é considerada relevante, e não há estimativa de ruído atribuído aos dados ou a fatores aleatórios. Portanto, qualquer erro nos dados pode definir a fronteira de eficiência. Uma análise para identificação de *outliers* ajuda na definição correta do grupo de empresas comparadas, e também na identificação de possíveis dados espúrios.

Nesse estudo, a identificação de *outliers* segue os seguintes passos:

1. Identificação de possíveis *outliers* na amostra, por meio de 5 diferentes técnicas:
  - a. Análise da regressão log-linear: Distância de Cook;
  - b. Análise da regressão log-linear: Resíduos na forma de Student;
  - c. Impacto na eficiência média (Banker, 1996);
  - d. Extrema super eficiência;
  - e. Super eficiência.
2. Seleção das observações testadas a serem retiradas da amostra: as empresas que aparecerem como candidatas a *outlier* mais repetidamente serão selecionadas.
3. Cálculo dos escores de eficiência por meio do DEA, sem os *outliers* selecionados.

A seguir, apresentamos a descrição das análises:

#### A. Identificação de outliers através da Distância de Cook

Esse é um teste usualmente aplicado a modelos de regressão multivariada. Por isso, adaptamos uma regressão log-linear a partir do modelo DEA da NT 164/2017-SRM/ANEEL, conforme a Equação 4, onde  $y$  é o vetor da variável de resposta, PMSO Ajustado, e  $X$  é a matriz composta pelos *outputs* do modelo DEA da NT 164. A matriz  $\beta$  compreende os

coeficientes estimados e  $\epsilon$  é o vetor dos resíduos do modelo. Foi utilizada a mesma base de dados consolidada para uso no DEA, conforme NT 164.

$$\log y = X\beta + \epsilon \quad \text{Equação 4}$$

Conforme mencionado anteriormente, os dados de ativos são altamente correlacionados, e por isso o resultado de uma regressão paramétrica é viesado, como pode ser observado na Tabela 7 (exemplo: há variáveis com sinal negativo no coeficiente, o que não faria sentido). Mesmo assim, consideramos a regressão válida para fins de análise dos resíduos e da identificação de *outliers*.

**Tabela 7: Modelo log-linear para avaliação dos resíduos**

	Coeficiente	Erro padrão	t valor	Pr(> t ) (p-valor)
(Intercepto)	1.103e+01	9.851e-02	111.956	< 2e-16
Ext. Rede < 230	-3.122e-05	5.357e-05	-0.583	0.56154
Ext. Rede ≥ 230	1.860e-04	3.623e-05	5.134	1.63e-06***
Potência Total	-8.312e-07	4.743e-06	-0.175	0.86127
Módulos Subestação	-1.822e-03	9.002e-04	-2.024	0.04591*
Módulos Manobra	8.084e-04	2.803e-04	2.884	0.00491**
MVA interrompido médio	-6.132e-08	1.458e-08	-4.206	6.12e-05***
Códigos de significância: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 '' 1				
Residual standard error: 0.436 on 90 degrees of freedom				
Multiple R-squared: 0.8284, Adjusted R-squared: 0.8169				
F-statistic: 72.39 on 6 and 90 DF, p-value: < 2.2e-16				

A definição da Distância de Cook é amplamente citada em livros de estatística. Tome por base a definição de Montgomery e Runger (2012): a distância de Cook é uma medida da distância ao quadrado entre a estimativa usual de mínimos quadrados de  $\beta$ , baseada em todas as  $n$  observações, e a estimativa obtida quando o  $i$  –ésimo ponto for removido, digamos  $\hat{\beta}_{(i)}$ . Sua fórmula é dada pela Equação 5, onde  $p$  é o número de parâmetros da equação e  $\hat{\sigma}^2$  é a variância estimada. Se o  $i$  –ésimo ponto for influente, sua remoção resultará em  $\hat{\beta}_{(i)}$  variando consideravelmente do valor  $\hat{\beta}$ . Com isso, quanto maior a distância calculada, maior a chance de a observação constituir um ponto longe do conjunto de dados, que influencia a estimação dos parâmetros.

$$D_i = \frac{(\hat{\beta}_{(i)} - \hat{\beta})' X' X (\hat{\beta}_{(i)} - \hat{\beta})}{p \hat{\sigma}^2}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \text{Equação 5}$$

O gráfico da Figura 8 mostra a distância de cook calculada para as 97 observações da amostra. As observações em destaque (39, 61 e 83) correspondem aos dados da CTEEP\_h para 2014, 2015 e 2016. Por esse método, essas observações seriam consideradas *outliers*.

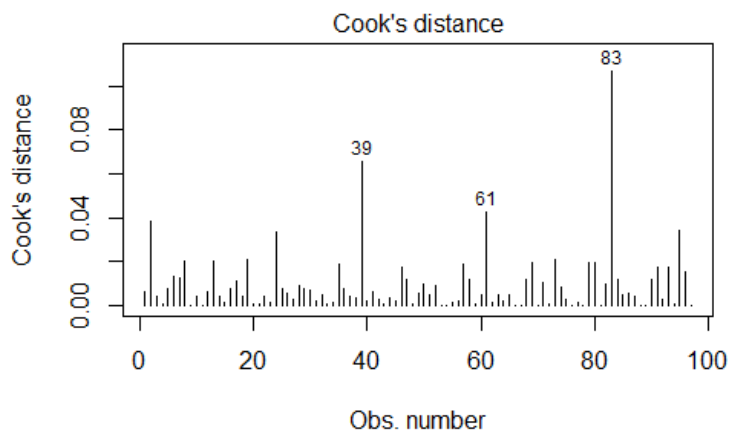


Figura 8: Gráfico da Distância de Cook

### B. Identificação de *outliers* através de Resíduos na forma de Student

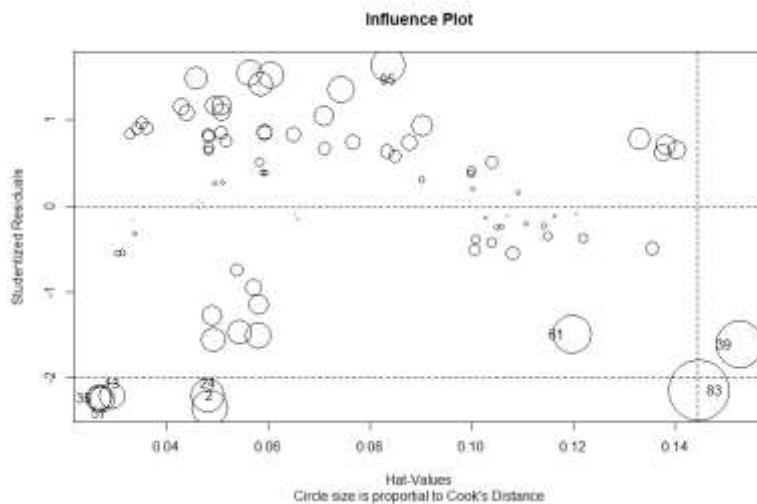
Uma análise comum para a identificação de *outliers* é a análise dos resíduos normalizados do modelo, ou seja, a avaliação do resíduo  $e_i$  do vetor  $\epsilon$  dividido pelo desvio padrão estimado,  $d_i = e_i/\sqrt{\hat{\sigma}^2}$ . Entretanto, uma análise mais fácil é avaliar os resíduos padronizados, ao invés dos resíduos normalizados, porque a padronização permite escalonar os resíduos de modo que seus desvios-padrões sejam iguais a 1. Assim, resíduos grandes (possíveis *outliers*) são mais fáceis de identificar por meio de inspeção de gráficos residuais.

Nessa análise, usamos a padronização dos resíduos na forma de Student, conforme a Equação 6, onde  $h_{ii}$  é o  $i$ -ésimo elemento da diagonal da matriz  $\mathbf{H} = \mathbf{X}(\mathbf{X}'\mathbf{X})^{-1}\mathbf{X}'$ , que é a matriz que transforma os valores observados de  $\mathbf{y}$  em um vetor de valores ajustados  $\hat{\mathbf{y}}$  (para maiores detalhes da definição de Resíduos na forma de Student, consultar Montgomery e Runger (2012). Para detalhes sobre a matriz  $\mathbf{H}$ , consultar Montgomery *et al.* (2012)).

$$r_i = \frac{e_i}{\sqrt{\hat{\sigma}^2(1 - h_{ii})}}, \quad i = 1, 2, \dots, n \quad \text{Equação 6}$$

Na análise gráfica, selecionamos os resíduos na forma de Student que estejam acima dos limites especificados, e que tenham variância elevada. O elemento  $h_{ii}$  é também a variância do valor ajustado  $\hat{y}_i$  e por isso, é usado na análise gráfica. A Figura 9 traz no eixo x do gráfico os

valores de  $h_{ii}$ , e no eixo y os valores dos resíduos na forma de Student. O tamanho da esfera corresponde à distância de Cook.



**Figura 9: Gráfico dos resíduos na forma de Student**

As esferas fora das linhas pontilhadas correspondem a observações candidatas a *outlier*. As esferas em destaque são aquelas com o número-índice me evidência: (39) CTEEP Holding 2014, (83) CTEEP Holding 2016, (02) CELG G&T 2013, (24) CELG G&T 2014, (57) CELEO Holding 2015, (35) CELEO Holding 2014 e (13) CELEO Holding 2013. Esses são os candidatos a *outlier*, conforme esse método.

### C. Identificação de *outliers* através do Impacto na eficiência média

Tendo em vista o viés da análise que considera resíduos da regressão, influenciada pela autocorrelação entre as variáveis, buscou-se identificar os *outliers* por meio de métodos que não recorram a essa adaptação, onde se possa utilizar informações do próprio modelo DEA. Bogetoft (2017) sugere dois métodos adotados pelo regulador alemão para o caso da regulação da Distribuição de Energia Elétrica. O primeiro deles é o cálculo do impacto na eficiência média de cada observação, adaptado de Banker (1996).

Em um modelo DEA bem ajustado, espera-se que uma observação não tenha impacto significativo no resultado geral do modelo. Assim, compara-se o impacto de uma empresa na média dos escores: calcula-se os escores de todas as empresas sem um possível *outlier*, e compara-se o resultado com a média dos escores originais, excetuando-se o possível *outlier*. A comparação é feita por meio de um teste F, conforme proposto por Banker (1996).

A estatística de teste é calculada conforme a Equação 7, onde  $E(k; I \neq i)$  é a média dos escores quando a empresa  $i$  não está na amostra e  $E(k; i)$  é a média dos escores calculados com todas as empresas. Esse número é avaliado em um Teste F (distribuição Chi-Quadrado), tal que  $F(\text{teste}, n - 1, n - 1)$ .

$$\text{teste} = \sum_{k \neq i}^n \frac{(E(k; I \neq i) - 1)^2}{(E(k; I) - 1)^2} \quad \text{Equação 7}$$

Valores muito baixos de estatística de teste denotam que há diferença estatística entre as duas distribuições analisadas, apontando um possível *outlier* na amostra. Considerando os dados da NT 164/2017, não foram encontrados valores excessivamente baixos para a estatística de teste. Ainda assim, os menores valores, com estatística de teste entre 0,38 e 0,49 correspondem às observações: CELG G&T 2013, State Grid \_h 2014, CTEEP\_h 2015 e CELEO\_h 2016.

#### D. Identificação de *outliers* através da Extrema super eficiência

Convenciona-se chamar de “super-eficiência” os escores calculados para observação  $i$  sem a restrição que limita o valor do escore  $i$  a um valor menor que 1 (BOGETOFT E OTTO, 2011). Ou seja, permite-se que o escore da empresa avaliada seja superior a 1.

Escore muito superiores a 1 já poderiam ser considerados *outliers*, e essa é a análise feita a seguir. Por hora, testa-se as observações que, quando calculada sua super-eficiência, superam o intervalo interquartil em 1,5. A avaliação de itens extremos por meio da distância interquartilícia é uma técnica de detecção de *outliers* bastante usual (Magalhães e Lima, 2010) e aqui é adaptada, porque se faz uso do conceito de super-eficiência.

Considera-se um *outlier* a observação  $E(k, i_{irr})$  que exceder a distância entre o segundo e o 3º quartil em 1,5 vezes, onde  $k$  é o número de empresas da amostra e  $i_{irr}$  é a observação irrestrita testada, em sua super-eficiência. A Equação 8 mostra essa relação.

$$E(k, i_{irr}) > q(0,75) + 1,5 * [q(0,75) - q(0,25)] \quad \text{Equação 8}$$



Na Figura 10, mostra-se a distribuição dos escores supereficientes. Não foram encontradas observações que excedam a distância interquartílica. Por isso, por esse método, nenhuma observação é candidata a *outlier*.

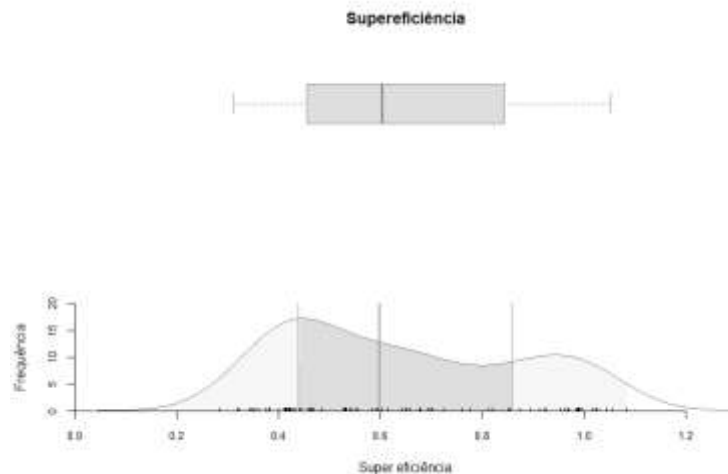


Figura 10: distribuição dos escores supereficientes

#### E. Identificação de *outliers* através da Super eficiência

Como não foram encontrados potenciais *outliers* por meio do método da extrema super eficiência, optou-se por investigar as observações que apresentem super-eficiência superior a 1,0. Nesse caso, são candidatos a *outlier* as empresas listadas na Tabela 8.

Tabela 8: Super-eficiência

Empresa	Ano	Super Eficiência
CELG G&T	2013	105,49%
STATE GRID_h	2014	102,67%
CELEO_h	2015	104,41%
CTEEP_h	2015	108,49%
CELEO_h	2016	102,37%
STATE GRID_h	2016	101,68%

#### F. Seleção das observações testadas a serem retiradas da amostra

Sintetizando os resultados das quatro técnicas de detecção de *outlier* apresentadas (foi desconsiderado o método da extrema super-eficiência, que não foi capaz de detectar *outliers*), a Tabela 9 mostra quais são as observações que serão avaliadas como *outliers*.

**Tabela 9: Resumo dos métodos de seleção de outlier**

Empresa e Ano	Distância de Cook	Resíduos na forma de Student	Impacto na eficiência média	Super Eficiência	outlier?	Score NT 164
CTEEP_h 2014	●	●				96,4%
CTEEP_h 2015	●		●	●	Sim	100,0%
CTEEP_h 2016	●	●				95,4%
CELG G&T 2013		●	●	●	Sim	100,0%
CELG G&T 2014		●				98,5%
CELEO_h 2013		●				96,9%
CELEO_h 2014		●				99,5%
CELEO_h 2015		●		●		100,0%
CELEO_h 2016			●	●	Sim	100,0%
State Grid_h 2014			●	●	Sim	100,0%
State Grid_h 2016				●		100,0%

No próximo passo, as observações selecionadas serão excluídas da amostra, e será mensurado o impacto nos escores de eficiência.

#### G. Cálculo dos escores de eficiência sem os outliers selecionados.

É importante fazer uma consideração sobre a análise de *outliers* do DEA considerando o modelo da NT 164/2017. Esse modelo tem dados em painel, e a detecção de *outliers* foi feita considerando cada observação anual de cada empresa. Considera-se um *outlier* uma observação que se localiza relativamente longe da vizinhança de onde os dados foram coletados. Por isso, se expurgado uma observação da empresa do painel, as demais irão emergir como novos *outliers*. Por isso, para avaliação do impacto nos escores, a empresa foi excluída da amostra, e não apenas o ano apontado como *outlier*.

Do ponto de vista da avaliação do DEA, é necessário proceder dessa forma, porque, caso contrário, quando um ano do painel é retirado da amostra, outro ano da mesma empresa passa a definir a fronteira dos demais avaliados.

Abaixo, na Tabela 10, avalia-se os escores médios das empresas, quando retirado o potencial *outlier*. Os gráficos que comparam os escores desses cenários com a NT 164/2017 estão expostos no Anexo III.

**Tabela 10: Escores médios excluindo-se outliers**

Outlier	Média dos escores de todas as observações
<b>NT 164/2017</b>	<b>64,20%</b>
CTEEP_h	64,04%
CELG G&T	64,12%
CELEO_h	65,38%
State Grid_h	63,04%
CTEEP_h e CELG G&T	64,03%
CTEEP_h, CELG G&T e CELEO_h	68,31%
CELG G&T e CELEO_h	67,79%
CTEEP_h, CELG G&T, CELEO_h e State Grid_h	67,69%

A empresa que, se retirada individualmente da amostra, causa maior alteração nos escores médios é a CELEO\_h. Entretanto, seu impacto é mais relevante às empresas licitadas do que às existentes. Se observarmos os *benchmarks* do modelo, apresentados em resumo na Tabela 6, as empresas CTEEP\_h e CELG G&T teriam maior impacto nas existentes. O que ocorreu, contudo, foi um impacto pouco relevante com a retirada da CTEEP\_h, e mais significativo quando excluída a CELG G&T.

A retirada da CELG G&T e da CELEO\_h em conjunto configura um cenário mais distinto do original, denotando que ambas as empresas têm peso excessivo no cálculo dos escores. Essa análise confirma as suspeitas levantadas quando da análise dos pesos dos produtos e dos *benchmarks* do modelo.

A exclusão de ambas as empresas reduziria algumas das distorções mais graves observadas no modelo DEA da NT 164/2017, como por exemplo, um número excessivo de empresas com fronteira definida por um único *player*, ou mesmo o peso muito elevado atribuído ao “fator de escala” das empresas muito pequenas.

É importante ressaltar que a CELG G&T foi excluída da comparação com as demais empresas na NT 383/2012-SRE/ANEEL, porque, segundo o regulador, “a sua escala é bastante reduzida em relação às demais transmissoras” (página 13 da NT).

**Pedido 4.** Propõe-se a exclusão da CELG G&T e da CELEO\_h da análise de *benchmarking*, a fim de melhorar o modelo proposto na NT 164/2017. As análises estatísticas demonstram que

essas empresas são *outliers* na base de dados utilizada, comprometendo os resultados do modelo não-paramétrico DEA.

### 2.2.5.2 Análises de cluster

O DEA requer um grau de comparabilidade muito estreito entre as empresas. O modelo avalia o custo operacional e o conjunto de ativos das empresas, então é importante que essas variáveis componham um grupo homogêneo. Conforme levantado na seção que fez a análise de *outliers*, e mesmo na análise dos *benchmarks* do modelo, a isonomia entre as empresas parece ser um problema nesse modelo. Por isso, nessa seção, procuramos por evidências estatísticas de que o grupo de empresas é homogêneo. Para isso, aplicamos diversas técnicas de análise de *cluster*, buscando identificar o número de grupos implícito nos dados, e os componentes de cada grupo. A análise visual da quantidade dos ativos por empresa também evidencia que é possível que haja mais de um grupo, estatisticamente falando. A Figura 11 mostra a proporção de ativos e características operativas (MVA e Mvar) por empresa. No grupo da esquerda, vê-se que as empresas concentram as cores mais escuras da maioria das características, ou seja, concentram a maior parte dos ativos do parque brasileiro. As empresas da direita (holdings licitadas) concentram uma proporção menor da quantidade de ativos. mesmo a TAESA e a STATE GRID, maiores empresas do grupo, que têm uma proporção significativa de Circuitos Simples de 500 kV, têm uma quantidade muito baixa de MVA, Mvar, módulos de manobra, e outras características.

Para que o DEA tenha um resultado adequado, a hipótese implícita é de que há apenas um grupo no conjunto de dados. Testamos se há um número maior de grupos, por meio de diferentes métodos, visto que na literatura sobre agrupamentos de variáveis não há um consenso sobre qual método seria o mais adequado para esse teste. As abordagens usadas para identificar o número ótimo de *clusters* são as seguintes:

- A. GAP statistic (Tibshirani, Walther and Hastie, 2001);
- B. Multiscale Bootstrap Resampling (Shimodaira, 2004);
- C. K-means (Mingoti, 2005);
- D. Partitioning Around Medoids (Reynolds et al., 1992).

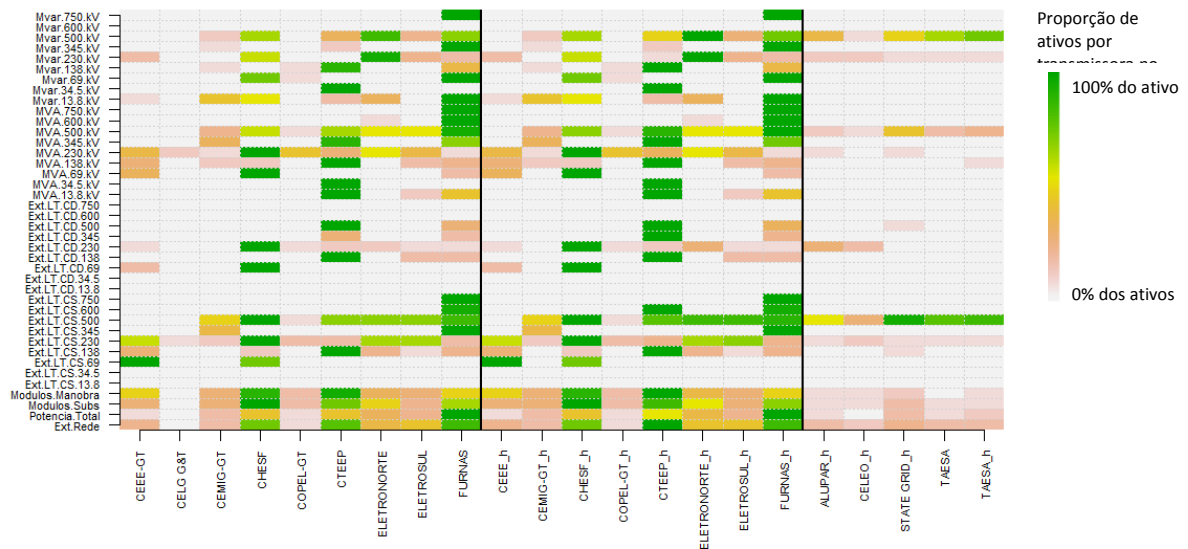


Figura 11: Distribuição dos ativos por tipo e por empresa

Os três últimos métodos da lista também foram usados para identificar os elementos de cada cluster.

Os dados foram testados em seus valores médios dos 4 anos da amostra, porque se entrassem em painel nas análises, os métodos estatísticos iriam agrupar cada empresa em um único grupo. Não foram incluídas na amostra as observações referentes aos contratos principais das empresas existentes, porque utilizou-se a base de dados completa disponível na NT 164/2017-SRM/ANEEL, e essas observações não constam nessa planilha. Como critérios de agrupamento, utilizou-se (i) os ativos desagregados por nível de tensão (todos os módulos somados, módulos de manobra, módulos de subestação, extensão de circuitos totais, extensão de circuitos simples, extensão de circuitos duplos); (ii) Variáveis agrupadas, utilização no modelo DEA da ANEEL, (iii) Variáveis agrupadas, utilizadas no modelo DEA da NT 164, mas sem os ajustes em bancos de transformadores monofásicos, bancos de reatores monofásicos e circuitos duplos e (iv) variáveis agrupadas, utilizadas no modelo DEA, mas com a extensão de rede total, sem separação por nível de tensão. São, portanto, 9 critérios de clusterização, rodados em 5 métodos diferentes. Abaixo, apresentamos a descrição e os resultados de cada um deles:

### A. Estatística GAP

Desenvolvido por Tibshirani *et al.* (2001), esse método é uma adaptação do Método Hierárquico de Ward. É uma abordagem compreendida no grupo de técnicas de clusterização hierárquicas. Os algoritmos dessa classe partem de um número de clusters igual ao número da

amostra (um cluster por observação). Nas iterações seguintes, aglutina-se pares de clusters até que o critério de parada seja atingido, como um número específico de clusters ou uma distância mínima entre eles inferior a uma tolerância desejável.

No caso da Estatística GAP, calcula-se a distância entre todos os elementos  $i$  e  $i'$  em um conjunto de dados  $\{x_{ij}\}, i = 1, 2, \dots, n, j = 1, 2, \dots, p$ , dentro de um cluster  $C_r, r = 1, 2, \dots, k$ , em um conjunto de  $k$  clusters, conforme a Equação 9.

$$D_r = \sum_{i, i' \in C_r} d_{ii'} \quad \text{Equação 9}$$

Depois, com essas distâncias, calcula-se a Estatística  $W_k$ , conforme a Equação 10, que é a soma dos quadrados das distâncias agrupadas por cluster, em torno da média do cluster.

$$W_r = \sum_{r=1}^n \frac{1}{2n_r} D_r \quad \text{Equação 10}$$

A estatística  $Gap_n(k)$  é uma normalização da distância dos quadrados dos erros das distâncias dos elementos do cluster, comparando com uma referência nula para o tamanho da distribuição,  $E_n^*$ , conforme a Equação 11. Mais detalhes sobre a referência  $E_n^*$  estão em Tibshirani *et al.* (2001).

$$Gap_n(k) = E_n^* \{\log(W_k)\} - \log(W_k) \quad \text{Equação 11}$$

O número ideal de clusters,  $k^*$ , é dado por:

$$k^* = \arg_k \min(Gap_k \geq Gap_{k+1} - s_{k+1}) \quad \text{Equação 12}$$

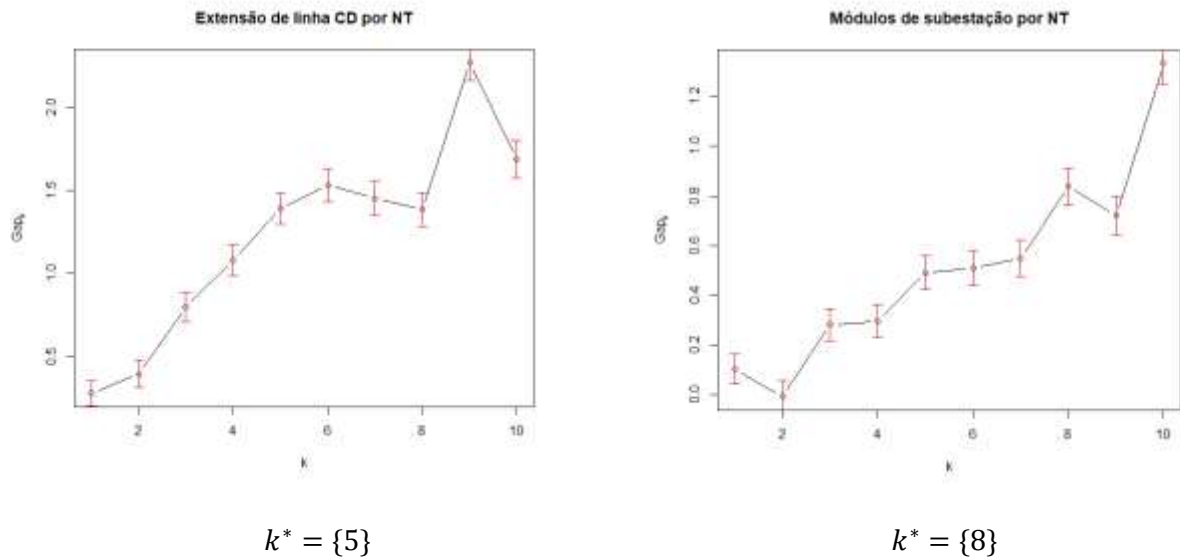
Ou seja,  $k^*$  é o menor valor para o qual a estatística do número de clusters  $k$  é maior que a estatística do número de clusters  $k + 1$ , menos o seu desvio-padrão ( $s_{k+1}$ ). Esse desvio-padrão é estimado por um procedimento de *Bootstrap*.

Alternativamente, quando esse critério não atinge convergência, utiliza-se o critério da Equação 13, que é basicamente o valor máximo de  $Gap_k$ .

$$k^* = \arg_k \max(Gap_k)$$

**Equação 13**

O teste foi feito no *software* R, com funções do pacote *cluster*, utilizando o algoritmo de clusterização *k-means*. Os resultados para os 9 critérios de agregação variam em um número ótimo de clusters de 2 a 10, sendo 5 a quantidade mais frequente. Os gráficos da Figura 12 mostram dois exemplos desses resultados. Os demais gráficos estão no Anexo IV. não se observou convergência no número ótimo de clusters, independentemente do critério, mas chama atenção a alta quantidade de grupos atingida.


**Figura 12: Exemplos de resultados da Estatística GAP**

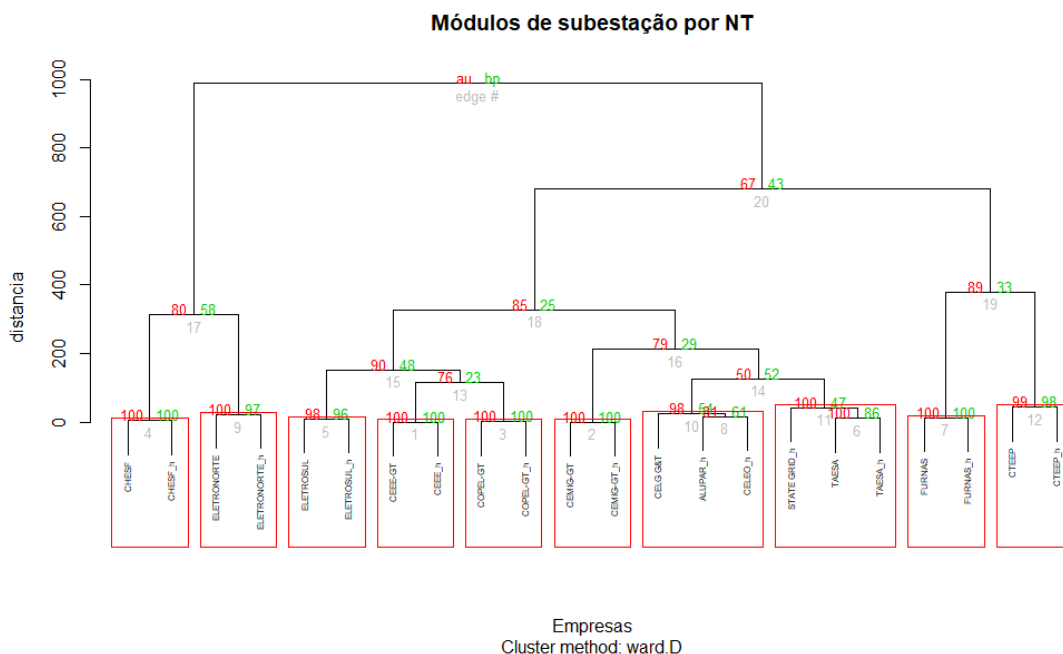
### B. Multiscale Bootstrap Resampling

Essa metodologia também utiliza o método hierárquico de Ward. São calculados dois p-valores para cada iteração de agregação. O p-valor AU (Approximately Unbiased) é computado por meio de *multiscale bootstrap*, e consiste em uma melhor aproximação não-viesada ao p-valor que a estatística BP (Bootstrap Probability), calculada através de *bootstrap* comum. O procedimento de *bootstrap* comum consiste na criação de uma amostra simulada a partir dos dados originais. Para simular o novo conjunto de dados, amostra-se aleatoriamente por diversas vezes os dados do conjunto original, com reposição. O procedimento *Multiscale Bootstrap* usa reamostragens em tamanhos distintos, o que altera a probabilidade associada calculada.

O critério de parada do algoritmo *Multiscale Bootstrap Resampling* é baseado no p-valor calculado com o *multiscale bootstrap*, AU: se  $AU > 0,95$ , então a hipótese nula de que não há cluster é rejeitada, e o cluster formado é significativo.

A análise foi efetuada no *software* R, com o pacote *pvclust*. O algoritmo usa o método k-means, e, no dendograma gerado, marca um retângulo em torno do grupo significativo. No gráfico também são mostrados os p-valores AU e BP. Um exemplo do resultado dessa análise está na Figura 13, e os demais gráficos estão no Anexo IV.

Nesse método, também não se observou convergência no número de clusters gerados, que variou de 2 a 10 grupos, conforme o critério de clusterização adotado. Nos casos de número elevado de clusters, o método tendeu a agrupar as empresas em pares (a empresa principal e a sua holding), o que é esperado, porque essas duas empresas são praticamente a mesma coisa. Os casos onde o número de clusters foi menor (3, com maior frequência) ocorreram para variáveis com características bem específicas para algumas empresas. O que se pode concluir é que a inclusão das holdings das empresas existentes atrapalhou o processo de identificação de grupos.



**Figura 13: Exemplo de resultado do *Multiscale Bootstrap Resampling***



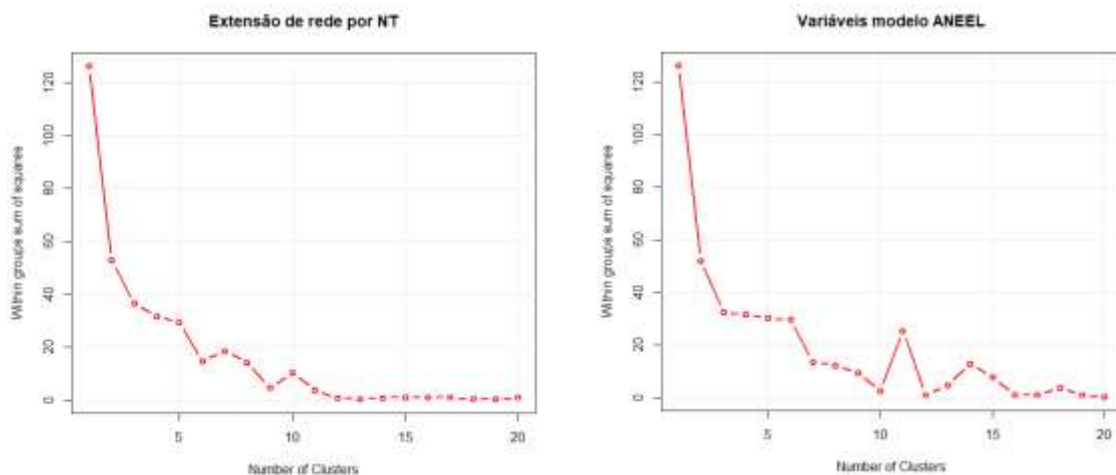
### C. K-means

Esse método é bastante utilizado para a identificação do número de clusters. Aqui, utilizamos a definição dada por Mingoti (2005): “cada elemento amostral é alocado àquele cluster cujo centroide (vetor de médias amostral) é o mais próximo do vetor de valores observados para o respectivo elemento”. Para rodar o algoritmo, é necessário definir *a priori* o número de clusters da amostra.

Para determinar o número ótimo de clusters, são testadas várias configurações da base de dados, com diferentes números de clusters. considera-se a melhor configuração aquela que minimiza a soma dos quadrados das distâncias dos elementos de cada grupo. Assim, em uma análise gráfica, escolhe-se como número ótimo de clusters o ponto em que a soma dos quadrados dos erros se estabiliza, como, por exemplo, o observado na Figura 14.

O método foi implementado no *software* R, com funções do pacote *cluster*. Todos os gráficos da quantidade ótima de clusters estão no Anexo IV. nessa análise, a quantidade de clusters também varia de 3 a 10, com mais frequência em valores altos.

Após a determinação do número ótimo de clusters por meio da análise gráfica, foram identificados quais os elementos pertencentes a cada grupo, considerando o número ótimo de clusters  $k^*$ . A Figura 15 mostra quais são os clusters: cada número representa um cluster, e cada coluna mostra um critério de agregação diferente utilizado. Observa-se o mesmo efeito que ocorreu na aplicação do Multiscale Bootstrap Resampling: o método tendeu a separar as empresas em pares, considerando quase sempre a empresa existente e sua holding como um grupo.



$$k^* = \{9\}$$

$$k^* = \{10\}$$

**Figura 14: Exemplos de número ótimo de clusters, calculados pelo método k-means**

Nesse método, ficou claro ainda a separação das empresas licitadas em um grupo distinto das demais, para quase todos os critérios de agregação.

Empresa	tipo	Ext. LT CD por NT	Módulos Manobra	Módulos subs	Módulos totais	Modelo ANEEL	Modelo ANEEL ext LT	Ext. LT CS	Variáveis Modelo ANEEL sem ajuste	Ext. LT por NT
CEEE-GT	existente	2	3	1	3	2	2	6	3	3
CELG G&T	existente	2	1	1	1	7	7	7	1	7
CEMIG-GT	existente	2	1	6	2	3	3	3	8	9
COPEL-GT	existente	2	1	1	1	6	7	7	7	4
ELETROSUL	existente	2	2	2	2	2	2	2	2	3
ELETRONOR	existente	2	2	2	2	3	3	2	8	9
FURNAS	existente	2	4	4	4	5	5	5	5	6
CHESF	existente	3	5	5	5	5	6	2	6	6
CTEEP	existente	1	6	3	6	4	4	3	5	8
CEEE_h	existente hold	2	3	1	3	2	2	8	3	3
CEMIG-GT_h	existente hold	2	1	4	2	3	3	4	8	9
COPEL-GT_h	existente hold	2	1	1	1	6	7	7	7	4
ELETRONOR	existente hold	2	2	2	2	3	3	2	8	9
ELETROSUL	existente hold	2	2	2	2	2	2	2	2	3
FURNAS_h	existente hold	2	4	4	7	5	5	5	5	6
CHESF_h	existente hold	3	5	5	5	5	6	4	6	6
CTEEP_h	existente hold	1	6	3	6	4	4	4	4	8
ALUPAR_h	licitada	2	1	1	1	1	1	1	1	1
CELEO_h	licitada	2	1	1	1	7	1	7	1	1
STATE GRID	licitada	2	1	2	1	1	1	1	7	2
TAESA	licitada	2	1	1	1	1	1	1	1	5
TAESA_h	licitada	2	1	1	1	1	1	1	1	5

**Figura 15: clusters formados para cada  $k^*$ , conforme método k-means**

#### D. Partitioning Around Medoids (PAM).

Esse algoritmo, proposto por Reynolds (1992), também baseia-se em encontrar grupos com menor soma dos quadrados dos erros. Os erros são calculados a partir de “medóides”, elementos que melhor representem os grupos. Escolhe-se o medóide por método iterativo, e determina-se o tamanho do cluster de modo que a soma do quadrado dos erros seja minimizada.

O método foi implementado com funções do pacote *cluster* do software R. o resultado do número ótimo de clusters é mostrado em um gráfico de *silhouette*, construído da seguinte maneira: calcula-se a medida  $a(i)$  como a dissimilaridade média entre o ponto  $i$  e todos os outros pontos do cluster ao qual ele pertence. Assim,  $d(i, C)$  é a dissimilaridade média de  $i$  para todos os elementos do cluster  $C$ . A menor dessas distâncias  $d(i, C)$  é chamada de  $b(i)$ ,

conforme Equação 14. Essa é dissimilaridade entre o ponto  $i$  e o seu cluster vizinho, ou seja, o cluster mais próximo ao qual esse elemento *não* pertence.

$$b(i) = \min_c d(i, C) \tag{Equação 14}$$

A silhueta é calculada conforme a Equação 15. No gráfico, mostra-se a silhueta média considerando o número de clusters dado para um determinado número de clusters da amostra. O valor máximo mostra a estimativa do número ótimo de clusters.

$$s(i) = \frac{b(i) - a(i)}{\max[a(i), b(i)]} \tag{Equação 15}$$

A Figura 16 mostra exemplos de gráficos de silhueta, onde pode-se constatar qual é o número ótimo de clusters. Os demais gráficos estão no Anexo IV.

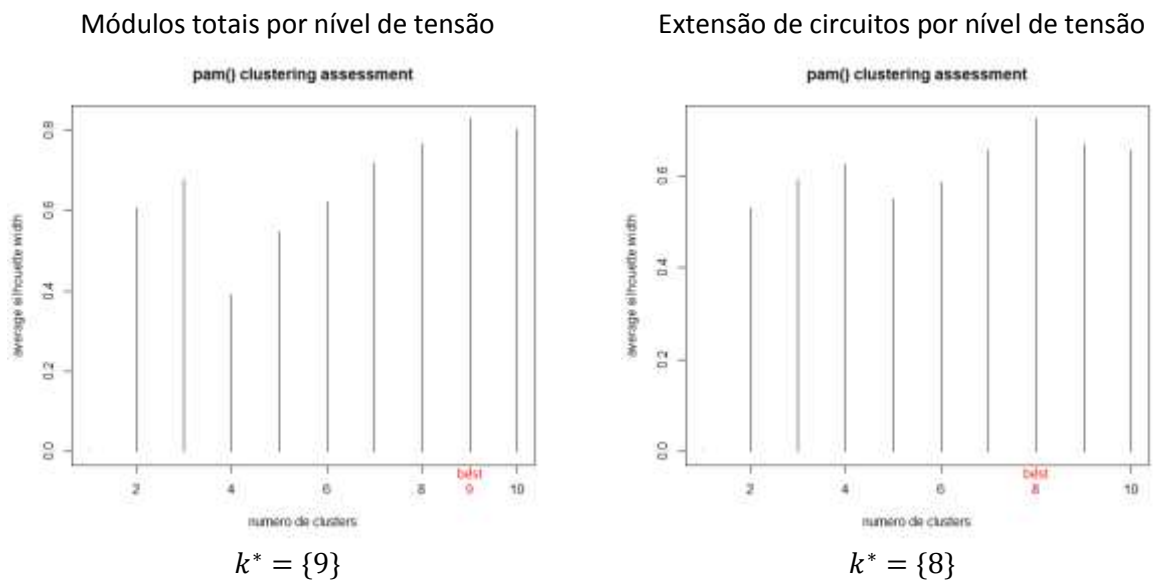


Figura 16: Exemplos de resultado para o número ótimo de clusters conforme algoritmo PAM

O número ótimo de clusters variou entre 3 e 10, de acordo com o critério de agrupamento. Aqui, como pode-se ver na Figura 17, também o método tendeu a agrupar em pares as empresas: a existente e sua holding. Isso só não ocorreu quando o nível de tensão foi desconsiderado, quando o critério de agrupamento era definido pelo conjunto de variáveis do modelo DEA da NT 164. Nesse caso, Furnas e Cemig compõem um grupo, Eletronorte e sua

holding, um segundo grupo, Chesf e CTEEP compõem um terceiro grupo, e as demais empresas são agrupadas num quarto grupo.

Empresa	tipo	Ext. LT CS por NT	Ext. LT por NT	Módulos Manobra	Módulos subs	Módulos totais	Modelo ANEEL	Modelo ANEEL sem aj
CEEE-GT	existente	2	2	2	2	2	1	1
CELG G&T	existente	3	3	1	1	1	1	1
CEMIG-GT	existente	4	4	3	3	3	2	2
COPEL-GT	existente	3	3	5	5	5	1	1
ELETROSUL	existente	8	7	8	8	8	1	1
ELETRONOR	existente	8	7	7	7	7	4	4
FURNAS	existente	9	8	9	9	9	2	2
CHESF	existente	5	5	4	4	4	3	3
CTEEP	existente	6	6	6	6	6	3	3
CEEE_h	existente hold	2	2	2	2	2	1	1
CEMIG-GT_h	existente hold	4	4	3	3	3	2	2
COPEL-GT_h	existente hold	3	3	5	5	5	1	1
ELETRONOR_h	existente hold	8	7	7	7	7	4	4
ELETROSUL_h	existente hold	8	7	8	8	8	1	1
FURNAS_h	existente hold	9	8	9	9	9	2	2
CHESF_h	existente hold	5	5	4	4	4	3	3
CTEEP_h	existente hold	7	6	6	6	6	3	3
ALUPAR_h	licitada	1	1	1	1	1	1	1
CELEO_h	licitada	3	3	1	1	1	1	1
STATE GRID	licitada	1	1	1	10	1	1	1
TAESA	licitada	1	1	1	10	1	1	1
TAESA_h	licitada	1	1	1	10	1	1	1

Figura 17: Clusters conforme algoritmo PAM

Com os resultados das análises de cluster, chega-se a duas conclusões principais. A primeira delas é que inserção das holdings das empresas existentes distorce a comparabilidade dos dados. Sempre que houver uma holding e sua empresa mãe na amostra, os métodos estatísticos separam essas duas empresas como se fossem a mesma. É o mesmo efeito que ocorreria se rodássemos todas essas análises de cluster com dados em painel.

É claro que no modelo DEA a similaridade entre as empresas existentes e suas holdings não é suficiente para que uma seja o *benchmark* da outra. Se assim fosse, todas as oito *holdings* seriam os *benchmarks* das suas controladoras, o que só ocorre com uma empresa, conforme mostrado na Seção 2.2.3. Entretanto, a comparação entre as duas empresas na base de dados acaba correndo, mesmo que uma não seja *benchmark* da outra, já que no problema de otimização primal, necessariamente todas as empresas são comparadas com a empresa em análise.

A inclusão das holdings das empresas existentes não tem efeito discriminatório no DEA. O modelo enxerga os dados das holdings como se fosse uma observação a mais do painel das existentes, já que os dados sobre ativos são muito similares. Além disso, as holdings necessariamente são mais eficientes que as empresas matrizes quando analisadas isolada. Na Tabela 11, mostra-se a variação percentual nos dados das *holdings*, quando comparadas com suas empresas matrizes. O incremento percentual de *outputs* é sempre superior ao acréscimo percentual de PMSO. E isso é esperado, por duas razões principais: a primeira, é que os ativos das concessões licitadas são mais novos, e com tecnologia mais moderna, e por isso têm PMSO associado proporcionalmente inferior ao da empresa matriz. A segunda razão é a sinergia existente quando da inclusão das concessões licitadas à empresa matriz, o que faz com que não seja necessário aportar exatamente todos os custos fixos quando da administração da concessão licitada. Essa sinergia é de conhecimento do regulador, e é levada em conta nos lances dados nos leilões.

**Tabela 11: Variação percentual nos dados das *holdings* em comparação com as matrizes.**

Empresa	Input	Outputs			
	PMSO	Extensão de rede > 230 kV	Potência Total	Módulos de Subestação	Módulos de Manobra
CEEE-GT	0,10%	0,06%	0,00%	0,00%	0,04%
CEMIG-GT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
CHESF	0,74%	0,00%	7,09%	1,11%	0,94%
COPEL-GT	2,10%	4,67%	2,09%	1,52%	1,98%
CTEEP	16,38%	72,44%	24,58%	15,85%	8,20%
ELETRONORTE	4,24%	15,79%	7,50%	9,92%	6,74%
ELETROSUL	3,62%	10,66%	4,34%	6,53%	3,90%
FURNAS	5,91%	2,64%	2,62%	4,29%	4,73%
TAESA	8,56%	14,93%	23,17%	18,02%	47,04%
<b>TOTAL</b>	<b>4,57%</b>	<b>11,62%</b>	<b>7,90%</b>	<b>6,50%</b>	<b>4,19%</b>

No cálculo dos escores de eficiência, uma maior proporção de ativos do que custo operacional é enxergado como se fosse uma eficiência maior. Então, uma vez que a empresa tem seu escore definido com base na comparação com os ativos de todas as empresas da amostra, seu escore é necessariamente penalizado. A diferença entre o escore da holding e o escore da empresa controladora não necessariamente reflete uma diferença de eficiência de uma empresa para o seu grupo. Essa diferença é uma espécie de “ruído” dos dados, que o DEA aloca à ineficiência (já que é uma metodologia determinística). Esse ruído pode ser traduzido como a sinergia de operar concessões licitadas.

Se a ideia é usar no modelo um retrato mais fiel à operação das empresas, seria mais adequado manter no modelo apenas as holdings, em lugar da empresa controladora sozinha. Alternativamente, deve-se manter apenas a empresa controladora. O que não é adequado é manter as duas, porque isso corrói o efeito discriminatório do DEA e penaliza as empresas detentoras de concessões licitadas.

Uma segunda conclusão dos resultados das análises de cluster está relacionada com a consistente distinção das empresas licitadas em um grupo à parte das demais empresas. Considerando a quantidade dos ativos, conforme mostrado na Figura 12, era de se esperar que as empresas não fossem comparáveis. De fato, não são. Como mostramos, há evidências estatísticas de que as empresas licitadas compõem um grupo distinto das demais. A própria análise do modelo DEA apresentada na seção anterior já direcionava para essa conclusão: a permanência na fronteira de empresas majoritariamente licitadas, o grande número de empresas para as quais algumas dessas empresas são *benchmarking*, o peso elevado atribuído ao fator de escala das *holdings* que são *benchmarking*. A análise de cluster dos ativos das empresas só confirma que não é possível comparar as empresas.

**Pedido 5.** Requer-se que as *holdings* compostas pelas empresas existentes e seus contratos licitados sejam retiradas da base de comparação do DEA. Não é possível rodar um modelo com poder discriminatório aceitável mantendo as duas observações na amostra

**Pedido Subsidiário 5.a** Subsidiariamente, caso as *holdings* compostas pelas empresas existentes e seus contratos licitados sejam mantidas na base de comparação do modelo, requer-se que elas substituam as suas empresas matrizes.

**Pedido 6.** .Requer-se que as empresas licitadas sejam retiradas da amostra. Conforme amplamente demonstrado, elas compõem um grupo estatisticamente distinto das demais, e prejudicam a análise do DEA.

### 2.2.5.3 Composição das Holdings

Embora, conforme demonstrado, não seja adequado comparar empresas existentes, holdings de existentes e holdings de licitadas em um modelo DEA, a manutenção de algumas dessas empresas na amostra poderia ajudar a lidar com o problema da base de dados reduzida para fins de comparação.

A inserção das holdings na amostra, contudo, não pode ser feita sem um tratamento adequado dos dados: é imperativo ajusta-los de modo a tornar as empresas comparáveis antes de rodar o modelo. Nesse sentido, um primeiro ajuste necessário é a correção do critério de formação das holdings usadas no modelo.

Segundo explicado no NT 160/2017-SRM/ANEEL, as empresas foram agrupadas conforme participação acionária dos agentes. Entretanto, a simples participação acionária em uma empresa não implica necessariamente no dispêndio de custo e na operação física dos ativos da SPE. A participação acionária garante apenas um resultado financeiro à empresa controladora, o que não é foco desse estudo.

Sendo assim, a CTEEP requer que as holdings sejam ajustadas conforme critério operacional, para fins de comparação. Ou seja, o que importa é se os ativos são de fato operados pelo mesmo agente, e que o custo operacional reflita de fato a sinergia resultante dessa operação.

A base de dados da NT 164/2017-SRM/ANEEL apresenta uma quantidade elevada de empresas, mas nem todas as observações foram utilizadas no modelo. Mesmo algumas holdings agrupadas pelo regulador acabaram de fora da análise, devido à pouca razoabilidade da sua inclusão na amostra. Tratam-se de *outliers*, e devem ser desconsiderados. Sendo assim, analisamos apenas aquelas holdings que já estavam na amostra de dados usados para o cálculo do score do DEA feito na NT 164/2017-SRM/ANEEL. Na Tabela 12, mostra-se um agrupamento mais adequado dos agentes, considerando o critério operacional.

**Tabela 12: Composição sugerida das holdings, conforme critério operacional**

Controladora	Holding ANEEL	Holding Sugerida
ALUPAR	EATE, EBTE, ECTE, ENTE, ERTE, ESDE, ETEM, ETEP, ETES, ETSE, ETVG, LUMITRANS, STC, STN, TRANSLESTE, TRANSNORTE	ETEM, ETES, ETVG, STN, TRANSORTE
CEEE_h	CEEE, TPAE	
CELEO	CAIUÁ-T, Coqueiros, ENCRUZO, JTE, LTC, LTT, MARANHENSE, PEDRAS, VCTE	Coqueiros, ENCRUZO, LTC, LTT, PEDRAS, VCTE
CEMIG-GT_h	CEMIG-GT	
CHESF_h	CHESF, TDG	
CTEEP_h	CTEEP, ETN, EVRECY, IE Pinheiros, IE Garanhuns, IEJAPI, IEMADEIRA, IEMG, IESUL	CTEEP, EVRECY, IE Pinheiros, IEJAPI, IEMG
COPEL-GT_h	COPEL-GT, COSTA OESTE, Marumbi	
ELETRONORTE_h	AETE, Brasnorte, ELETRONORTE, INTESA, LVTE, TME	ELETRONORTE, LVTE

Controladora	Holding ANEEL	Holding Sugerida
ELETROSUL_h	ELETROSUL, FOTE, TSBE, TSLE, Uirapuru	ELETROSUL, Uirapuru
FURNAS_h	Caldas Novas, FURNAS, GOIÁS, LUZIÂNIA-NIQUELÂNDIA, MGE, Transirapé, Transudeste, TSP	
STATE GRID_h	ARARAQUARA, ATLÂNTICO, CATXERÊ, CPFL TRANSMISSÃO, ETEE, ETIM, Iracema, ITATIM, ITE, MONTESCLAROS, PARANAÍBA, PCTE, PPTE, RPTE, SMTE, SPTE, TP NORTE	ARARAQUARA, ATLÂNTICO, CATXERÊ, ETEE, ETIM, Iracema, ITATIM, ITE, MONTESCLAROS, PCTE, PPTE, RPTE, SPTE
TBE	Constavam na Holding ALUPAR	EATE, EBTE, ECTE, ENTE, ERTE, ESDE, ETEP, ETSE, LUMITRANS, STC
TRANSMINAS	Transleste estava na ALUPAR. Demais em Furnas	TRANSLESTE, Transirapé, Transudeste.

À exemplo do que já é feito pelo regulador, sugere-se que nem todos os agentes resultantes dessa nova divisão sejam utilizados na análise. Mais uma vez, reiteramos que o adequado seria sequer inclui-las na amostra, mas, se incluídas, devem guardar o mínimo de comparabilidade com as empresas existentes. Portanto, o adequado seria refazer todas as análises de *outlier* e identificar quais são as empresas que devem ser expurgadas da amostra.

**Pedido Subsidiário 6.a** Solicita-se que, se mantidas as holdings no modelo de benchmarking, hipótese que se admite somente por absurdo, a sua composição seja adequada sob a perspectiva operativa. Adicionalmente, sugere-se a realização de análise de *outlier* para a retirada da amostra das observações que resultarem inadequadas.

#### 2.2.5.4 Características operacionais: idade dos ativos

Nas seções anteriores, mostramos por meio da análise de *outliers* que algumas empresas destoam do conjunto de dados esperados, e por isso, deveriam ser retirados da amostra, sob pena de descaracterizar a fronteira não-paramétrica do DEA. Complementarmente, mostramos pela análise de Cluster que as quantidades de ativos físicos das empresas, *outputs* do DEA, configuram-se em dois grupos estatisticamente distintos, o que desconfigura o critério de comparabilidade do *benchmarking*.

Até aqui, fica claro que as empresas licitadas configuram um grupo diferente das existentes, pelo menos no que diz respeito à quantidade e ao tipo de ativos em operação. É importante ressaltar, também, que há outras características operacionais que tornam essas empresas diferentes entre si, podendo-se citar algumas delas: a capilaridade da rede das empresas

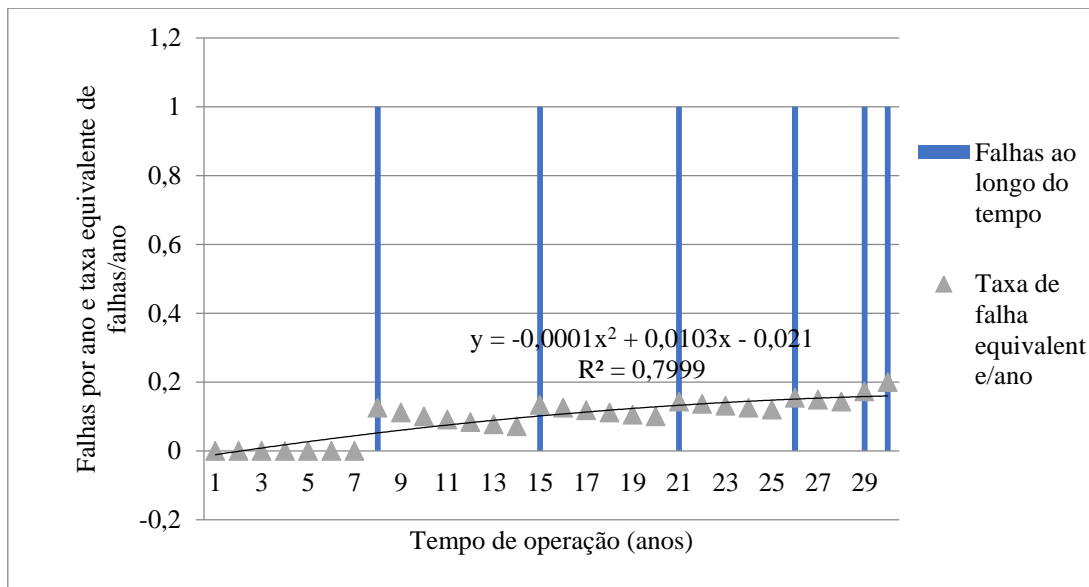


existentes, a tecnologia embarcada na rede das existentes, diferente da tecnologia das novas transmissoras, a penetração em áreas urbanas, entre outros aspectos.

Os aspectos relativos à densidade, capilaridade e penetração das redes em áreas urbanas são de difícil mensuração, e dependem de informações georreferenciadas para sua avaliação. Por isso, não são abordadas nesta contribuição. Há, contudo, uma variável importante para a avaliação das empresas que pode ser mais facilmente estimada, que é a idade média do seu parque de ativos. A informação da idade dos ativos carrega implicitamente a noção sobre a tecnologia embarcada na concessão. Além disso, dá pistas sobre o tipo de operação das empresas: o próprio plano de manutenção da ANEEL prevê ciclos de manutenção preventiva de 5 a 8 anos, dependendo do tipo de ativo. Há concessões licitadas que têm tempo de operação inferior a um ciclo de manutenção, o que significa que ainda nem dispenderam o custo mínimo esperado na manutenção de um ativo.

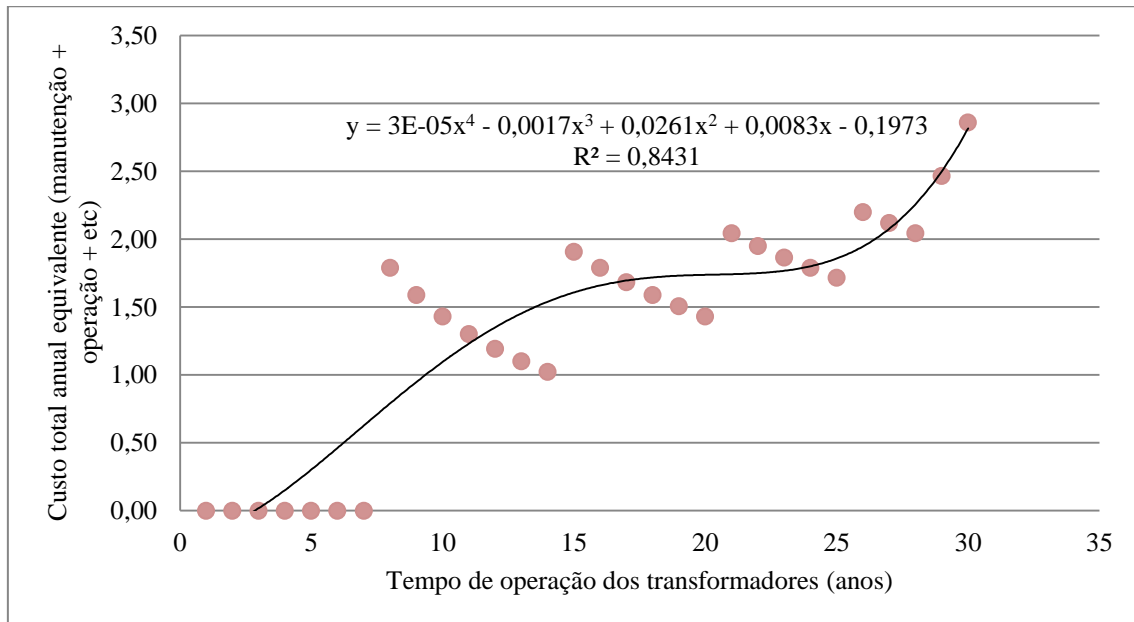
O Parecer Técnico emitido pela empresa de engenharia AREMAS – Reliability, Risk & Economics (Anexo VIII), anexo a essa contribuição, faz uma avaliação da evolução no tempo do custo de operação e manutenção de um grupo de ativos cujo peso é muito relevante no custo do parque operacional: transformadores e disjuntores. Com base nas informações de uma empresa do sistema elétrico brasileiro, o Estudo analisa do ponto de vista de variáveis de confiabilidade a evolução das falhas dos componentes do equipamento, e a sua relação com o tempo em operação.

A partir de dados reais, mostra-se que as falhas ocorrem com maior frequência em transformadores conforme o tempo de operação aumenta. A taxa de falha anual equivalente, por sua vez, também aumenta. A Figura 18 ilustra essa conclusão.



**Figura 18: Dados de falhas nos anos que ocorrem e taxa equivalente anual de falhas**  
 Fonte: Anexo VIII

Com dados dos custos de inspeções, operações e manutenções, mostra-se que o custo total relativo ao equipamento (operação e manutenção) tem um aumento exponencial, conforme o tempo de operação aumenta. A Figura 19 mostra essa relação.

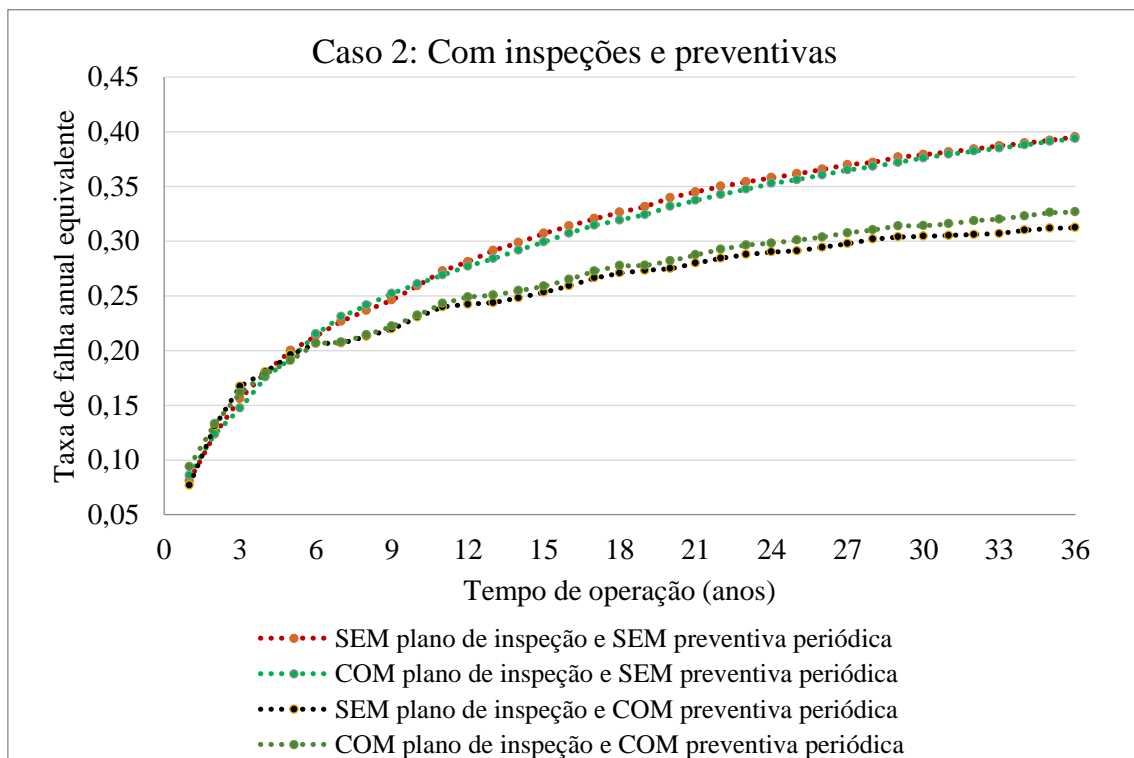


**Figura 19: Curva de custo de operação e manutenção em função do tempo de operação dos ativos**  
 Fonte: Anexo VIII

Nessa figura, nota-se que “à medida que os ativos envelhecem, seu custo composto pela soma entre manutenção e operação crescem” (Estudo técnico da AREMAS Engenharia, página 8, Anexo VIII dessa contribuição).

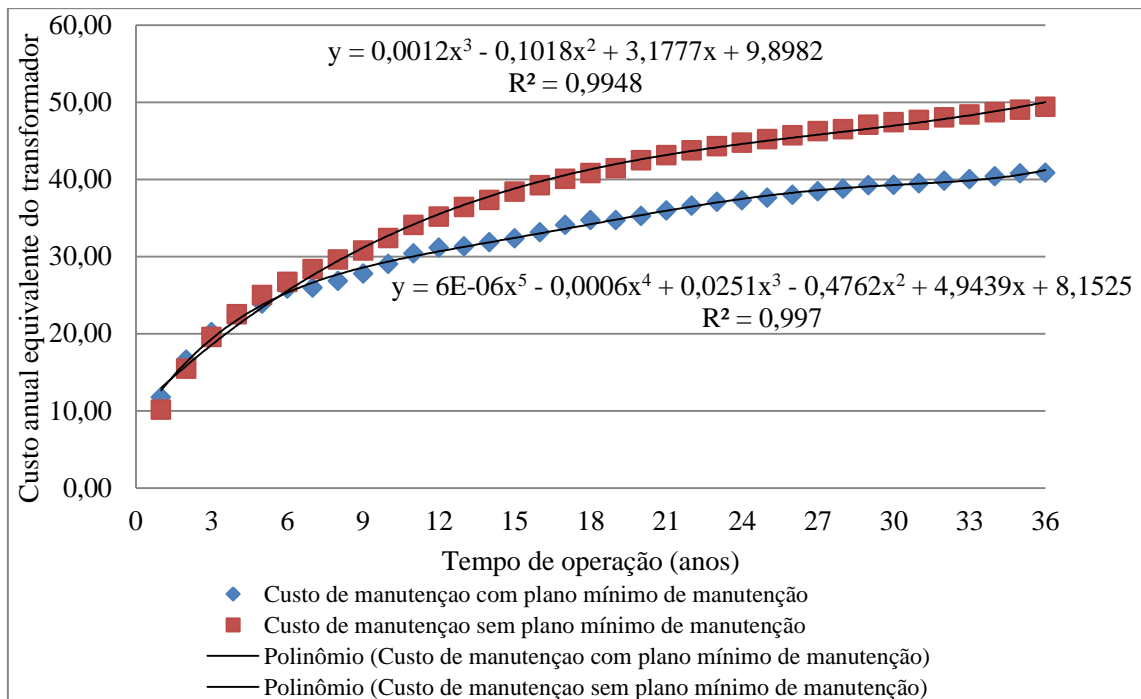
Complementarmente à análise dos dados reais, o Estudo Técnico mencionado ainda faz um estudo de simulação do comportamento da taxa de falha dos componentes do transformador e dos componentes do disjuntor, a fim de avaliar a taxa de falha equivalente dos equipamentos. Para isso, modelou-se o comportamento da taxa de falha para os componentes elétricos, mecânicos e eletromecânicos dos equipamentos, conforme comportamento probabilístico amplamente conhecido e estudado na literatura sobre confiabilidade.

Mostra-se que todos os componentes do transformador têm taxas de falhas crescentes conforme o tempo de operação, e que, por isso, a taxa de falha equivalente do equipamento também é crescente. Mostra-se também que a intervenção de inspeções e manutenções periódicas análogas ao Plano Mínimo de Manutenção da ANEEL reduzem a taxa de falha do equipamento no longo prazo, mas não são capazes de alterar a configuração crescente das falhas. O resumo das taxas de falhas equivalentes com inspeções e manutenções preventivas está na Figura 20.



**Figura 20: Taxas de falhas anuais equivalentes do transformador**  
Fonte: Anexo VIII

A consequência disso é que o custo composto de operação e manutenção do equipamento é crescente, independentemente da manutenção imprimida ao item, conforme Figura 21.


**Figura 21: Custo anual de O&M equivalente do transformador**

Fonte: Anexo VIII

Portanto, conforme destacado pelo Parecer, **“o custo de manutenção é crescente de forma não-linear com a idade dos ativos”**.

As curvas relativas ao disjuntor seguem a mesma forma, e por isso não foram reproduzidas aqui. É claro que essa avaliação diz respeito a apenas dois tipos de ativos, e que o parque das empresas têm muitos outros. Entretanto, além desses serem alguns dos equipamentos mais significativos em termos de custos, cabe ressaltar que as características físicas dos componentes dos transformadores são análogas à de outros equipamentos, como reatores, por exemplo, que têm, inclusive, atividades de manutenção iguais sugeridas no Plano Mínimo de Manutenção da ANEEL.

Portanto, é fácil concluir que o comportamento dos custos de operação e manutenção do parque de ativos da transmissora se comporta de forma crescente com o tempo de operação. Com a avaliação do Parecer, fica claro que a relação custo de O&M *versus* tempo de operação não é linear, e sim exponencial, e é crescente de acordo com o tempo. Com isso, a comparação de empresas cujos ativos se localizam em extremos diferentes do ciclo de vida, sem nenhum tratamento, é prejudicada: é evidente que empresas com ativos próximo ao fim do ciclo de vida operacional têm um custo de O&M superior, inerente ao seu parque. Esse custo não é gerenciável pelo operador da concessão, e sim uma característica dos ativos que ele opera.

Temos que as empresas licitadas divergem das existentes em pelo menos duas características fundamentais: **(i)** quantidade e tipos de ativos em operação e **(ii)** custos associados à idade dos equipamentos. Ambas as características são não gerenciáveis pelo concessionário e impõem ineficiências operacionais não facilmente contornáveis. Comparar empresas expostas a essas características com outras que não têm esses problemas é um fator penalizador para o primeiro grupo em qualquer tipo de estudo de *benchmarking*, mas especialmente nos estudos não-paramétricos.

### 2.2.5.5 Melhorando a comparação: tratamento da idade dos ativos

Na mesma linha do que foi apresentado nas seções anterior, sugere-se aqui um critério para melhorar a comparação entre as empresas existentes e as *holdings*, mesmo considerando que, metodologicamente, o correto seria expurgar as *holdings* do modelo.

Sendo assim, busca-se identificar um fator implícito, que seja *driver* do custo operacional, mas que não está explícito no modelo. Tendo em vista o parque de ativos das empresas comparadas, uma variável que tem notório impacto é a idade dos ativos, conforme explicitado na seção anterior. Equipamentos mais antigos acarretam em risco elevado para o operador, e são alvo de manutenções mais frequentes que os equipamentos mais novos. O Parecer Técnico (Anexo VIII) anexo a essa contribuição mostra as razões operacionais para isso. Além disso, é notória a diferença tecnológica entre ativos mais antigos e os mais recentes, o que certamente impacta o custo de operação e manutenção.

É um desafio mensurar diretamente o impacto do tempo de vida do ativo no seu custo operacional, porque seriam necessárias informações detalhadas sobre o custo de operação e manutenção de todas as empresas, abertas por ativo. Por isso, usamos uma abordagem indireta, mensurando o impacto do tempo de vida nos escores de eficiência, em uma análise de segundo estágio do modelo DEA.

As variáveis utilizadas como *inputs* e *outputs* do DEA, em geral, são caracterizadas como fatores controláveis dos processos produtivos. As variáveis não gerenciáveis (ou ambientais) podem ser incluídas em um segundo estágio do modelo DEA. Banker e Morey (1986) propõem uma adaptação na equação do DEA para a inclusão das variáveis ambientais, mas os métodos econométricos propostos por Ray (1988) e Ray (1991) são os que se tornaram mais populares.

Nessa abordagem, utiliza-se um modelo de regressão no qual a variável dependente é o escore de eficiência estimado pelo DEA e a variável independente é a componente ambiental.

Existem várias técnicas de segundo estágio, sendo as mais populares a regressão linear (Mínimos Quadrados Comuns – MMC) e a regressão Tobit. Técnicas mais sofisticadas, que pressupõem um modelo de geração de dados (*Data Generating Process – DGP*) mais complexo, diferenciando ruído aleatório da ineficiência, também têm crescido na literatura. Banker e Natarajan (2008) e Simar e Wilson (2007) são alguns dos autores que propõem metodologias de análise de erro composto, inspiradas na estrutura de erro do SFA. Para esse estudo, optamos pelas abordagens mais simples, que demandam um menor esforço para a convergência dos parâmetros: Mínimos Quadrados Comuns e Regressão Tobit.

#### E. Ajuste dos escores por Mínimos Quadrados Comuns

O modelo clássico de Mínimos Quadrados Comuns assume uma relação linear entre a variável aleatória dependente  $\theta$ , que pode ser, por exemplo, o escore de eficiência, e a variável independente  $z$ , (variável ambiental, por exemplo), conforme a Equação 16, onde  $\epsilon_i$  é a variável aleatória normalmente distribuída, com média zero e variância  $\sigma^2$  que caracteriza o ruído,  $\beta_0$  é o parâmetro de intercepto e  $\beta_1$  é o parâmetro de inclinação. Essa notação pode ser extrapolada para o caso matricial, quando do uso de múltiplas variáveis independentes. Por simplificação, mostramos aqui o caso univariado, mas nada impede que a correção dos escores possa ser multivariada.

$$\theta_i = \beta_0 + \beta_1 z_i + \epsilon_i \quad \text{Equação 16}$$

Os estimadores dos parâmetros lineares são obtidos por meio da minimização da soma dos quadrados dos erros, conforme a Equação 17, onde  $n$  é o tamanho da amostra.

$$\hat{\beta}_0, \hat{\beta}_1 = \arg \min_{\beta_0, \beta_1} \sum_{i=1}^n [\theta_i - (\beta_0 + \beta_1 z_i)]^2 \quad \text{Equação 17}$$

Na análise de segundo estágio, o objetivo é estimar uma nova variável dependente,  $\theta_i^*$ , que não seja linearmente correlacionada com a variável independente  $z_i$ . Utilizando-se a teoria de regressão linear (Montgomery e Peck, 2012, por exemplo), a variável dependente pode ser

obtida por meio da decomposição da soma dos quadrados totais dos erros, mostrada na Equação 18

$$\sum_{i=1}^n (\theta_i - \bar{\theta})^2 = \sum_{i=1}^n (\hat{\theta}_i - \bar{\theta})^2 + \sum_{i=1}^n (\theta_i - \hat{\theta}_i)^2 \quad \text{Equação 18}$$

Nessa equação,  $\hat{\theta}_i$  corresponde à equação linear estimada,  $\hat{\theta}_i = \hat{\beta}_0 + \hat{\beta}_1 + \hat{\epsilon}_i$ , e  $\bar{\theta}$  é a média dos escores,  $\bar{\theta} = \sum_i \theta_i / n$ . O lado esquerdo da Equação 18 é conhecido como a *Soma dos Quadrados Totais*, ( $SQ_T$ ), e representa a variabilidade total associada à variável dependente  $\theta_i$ . O primeiro termo do lado direito da Equação 18 é conhecido como a *Soma dos Quadrados da Regressão* ( $SQ_{Reg}$ ), e representa a variabilidade da variável dependente associada ao ajuste do modelo linear. O último termo do lado direito da Equação 18 é *Soma dos Quadrados dos Resíduos* ( $SQ_{Res}$ ), e representa a componente da  $SQ_T$  que não está linearmente associada com a variável dependente.

Conforme mencionado, na análise de segundo estágio, o objetivo é estimar uma nova variável dependente,  $\theta_i^*$ , que não seja linearmente correlacionada com a variável dependente  $z_i$ . Por isso, para se chegar ao escore ajustado, é necessário retirar do modelo de regressão estimado a componente da variável dependente  $\theta$  que é linearmente associada à variável independente  $z$ . Essa componente é a *Soma dos Quadrados de Regressão*,  $SQ_{Reg}$ , primeiro termo do lado direito da Equação 18. Então, a variável ajustada pode ser escrita conforme a Equação 19 onde  $\hat{\epsilon}_i$  é o resíduo do modelo linear,  $\hat{\epsilon}_i = \theta_i - \hat{\theta}_i$ .

$$\begin{aligned} \theta_i^* &= \theta_i - (\hat{\theta}_i - \bar{\theta}) \\ \theta_i^* &= \bar{\theta} + \hat{\epsilon}_i \end{aligned} \quad \text{Equação 19}$$

Em resumo, a variável corrigida  $\theta_i^*$  mostra a informação da variável estimada, excluindo-se a componente da variável dependente linearmente associada à variável independente. Para estimar o escore corrigido, portanto, deve-se somar a média da amostra,  $\bar{\theta}$ , aos resíduos de cada observação. É um erro fazer o ajuste diretamente pela equação de regressão,  $\hat{\theta}$ .

#### F. Ajuste dos escores por regressão Tobit

A regressão Tobit é um dos métodos mais usados para estimar a relação entre os escores de eficiência e variáveis ambientais (Hoff, 2007). Esse tipo de regressão é aplicável quando a

variável dependente é censurada (ou limitada) entre um intervalo específico, que é o que ocorre com os escores do DEA. O modelo de regressão Tobit apresenta uma estrutura linear latente, conforme a Equação 20.

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 z_i + \epsilon_i \quad \text{Equação 20}$$

A relação entre os escores de eficiência ( $\theta_i$ ) e a variável latente pode ser descrita conforme a Equação 21:

$$\theta_i = \begin{cases} 1, & \text{se } Y_i \geq 1 \\ Y_i, & \text{se } 0 < Y_i < 1 \\ 0, & \text{se } Y_i \leq 0 \end{cases} \quad \text{Equação 21}$$

Para estimar  $\theta$  conforme a Equação 20, considerando a estrutura latente  $Y_i$ , da Equação 21, deve-se utilizar a distribuição de probabilidade de  $\theta$ . Essa distribuição leva em conta uma Função Indicadora,  $d_i$ , que faz o link entre a estrutura latente e o escore corrigido final, onde  $d_i = I(\theta_i = 1)$ :  $d_i \in \{0,1\}$ . A distribuição de probabilidade de  $\theta$  é dada pela Equação 22, onde  $\phi(\cdot)$  e  $\Phi(\cdot)$  são as distribuições de densidade e a distribuição de probabilidade acumulada, respectivamente, da Normal.

$$f(\theta_i | \mu_i, \sigma) = \left[ \frac{1}{\sigma} \phi\left(\frac{\theta_i - \mu_i}{\sigma}\right) \right]^{d_i} \times \left[ \Phi\left(\frac{\mu_i - 2}{\sigma}\right) \right]^{(1-d_i)} \quad \text{Equação 22}$$

O estimador de  $\theta$  é obtido da Equação 22, por meio de máxima verossimilhança (ML). Para a correção dos escores de eficiência é necessário estimar a variável latente  $Y_i$ , quando  $\theta_i = 1$ . Com base nas premissas do Tobit, e na Regra de Bayes, chega-se ao estimador da variável latente, dado que  $\theta_i = 1$ . Esse estimador corresponde a uma distribuição Normal truncada à direita em 1, conforme a Equação 23.

$$f(Y_i | \theta_i = 1, \mu_i, \sigma) = \frac{\phi\left(\frac{Y_i - \mu_i}{\sigma}\right)}{\sigma \left[ 1 - \Phi\left(\frac{1 - \mu_i}{\sigma}\right) \right]}, Y_i > 1 \quad \text{Equação 23}$$

O estimador da variável latente é calculado através da média condicional, mostrada na Equação 24.



$$E(Y_i | \theta_i = 1, \mu_i, \sigma) = \mu_i + \sigma \frac{\phi\left(\frac{y_i - \mu_i}{\sigma}\right)}{1 - \Phi\left(\frac{1 - \mu_i}{\sigma}\right)} \quad \text{Equação 24}$$

Então, para a correção dos escores por meio da regressão Tobit, é necessário estimar através de máxima verossimilhança o modelo latente da variável aleatória. Com ele, calcula-se o escore corrigido pela mesma lógica da correção dos mínimos quadrados comuns: soma-se a média da amostra com os resíduos do modelo. Mais uma vez, ressalta-se que estimação do escore corrigido pela equação de regressão configura-se em um erro.

#### G. A variável de correção dos escores: idade média dos ativos

Para avaliar o impacto nos escores gerado pelo tempo de vida dos ativos, foi calculado o tempo médio de vida dos ativos de cada empresa, conforme detalhado no parecer técnico elaborado pela ESSE – Engenharia de Sistemas Elétricos S/S Ltda (Anexo IX). O número foi estimado de formas diferentes para os tipos de empresa, considerando as restrições de informações:

- **Empresas Licitadas:** calculada considerando a data mais antiga de receita RBL existente na lista de módulos do último reajuste anual (Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258/17);
- **Empresas Existentes:** Para se chegar a esse número de forma mais precisa, seria necessário cruzar as informações dos ativos do RBSE, constantes nos laudos de avaliação, com as informações das novas instalações, constantes nas Listas de Módulos das Resoluções Homologatórias anuais. Como o acesso ao Laudo é limitado para os agentes, optou-se por estimar a idade média dos ativos relativos ao RBSE por meio de uma avaliação da informação da depreciação acumulada dos ativos RBSE, disponível na Nota Técnica nº 336/2016–SGT/ANEEL. Para os dados relativos aos ativos RBNI indenizados, foram utilizadas as informações disponíveis na Nota Técnica nº 396/2012-SRE/ANEEL.

Com base na depreciação acumulada,  $d$ , calculou-se a idade média dos ativos das empresas. O inverso da taxa de depreciação,  $1/d$ , onde  $d$  é o percentual médio de depreciação, resulta no tempo de vida regulatória médio dos ativos da empresa. No limite, todas as concessões devem ter esse número muito próximo, porque, em tese,

têm o mesmo tipo de equipamentos no pátio. O que interessa, entretanto, é saber quanto dessa vida útil regulatória já transcorreu (ou depreciou). Então, calcula-se o percentual já depreciado dos ativos em operação, e multiplica-se pelo tempo médio de vida útil dos ativos. A Equação 25 mostra essa aproximação. O primeiro termo do lado direito da equação corresponde ao percentual já depreciado dos ativos (RBSE + RBNI), e o segundo termo do lado direito da equação representa o tempo de vida médio de todos os ativos da empresa.

$$IdadeMedia_{dez/12} = \frac{VD_{RBSE} + VI_{RBNI}}{VNR_{RBSE} + BRR_{RBNI}} \times \frac{1}{d} \quad \text{Equação 25}$$

Onde:

$VNR_{RBSE}$  : Valor Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição) da RBSE

$VD_{RBSE}$  : Valor da Depreciação Acumulada da RBSE

$d$  : Taxa Média de Depreciação

$BRR_{RBNI}$  : Valor da Base de Remuneração Regulatória do RBNI

$VI_{RBNI}$  : Valor da Indenização do RBNI

A idade média dos ativos calculada pela Equação 25 corresponde ao parque existente na data-base da renovação das concessões, que é de dezembro de 2012. Para equiparar esse valor à idade calculada para as empresas licitadas, foi necessário trazer esse valor à data-base de junho/2017, data da última resolução homologatória, conforme Equação 26.

$$IdadeMedia_{jun/17} = \frac{VD_{RBSE} + VI_{RBNI}}{VNR_{RBSE} + BRR_{RBNI}} \times \frac{1}{d} + 4,5 \quad \text{Equação 26}$$

- **Holdings:** média ponderada da idade dos ativos das empresas que compõem cada holding, pela quantidade de módulos de cada empresa. A informação da quantidade de módulos utilizada foi a da base de dados da NT 164/2017-SRM/ANEEL.

A memória de cálculo das idades médias dos ativos das empresas está disponível no Anexo X.

Cabe ressaltar que essas estimativas são bastante conservadoras, porque desconsideram os ativos totalmente depreciados das empresas existentes, que não entraram no cálculo. Há ainda o valor da base incremental, entre 2012 e 2017, que reduziria a média das empresas mas é desprezível ao se comparar com a base de ativos existentes até 2012.

Como resultado dessa análise, obteve-se as idades médias por ativos por empresa, conforme a Figura 22.

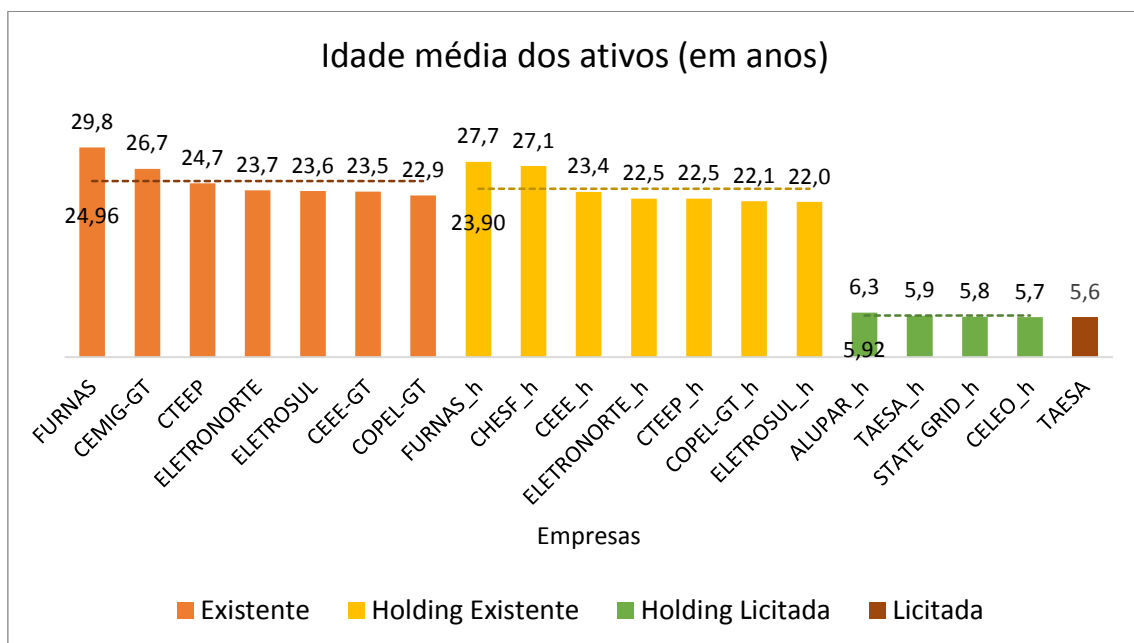


Figura 22: Idade média dos ativos por empresa

Esses dados foram usados como variáveis ambientais na análise de segundo estágio do DEA, onde os escores de eficiência da NT 164/2017-SRM/ANEEL são a variável dependente da equação de regressão. O resultado da correção dos escores pelo segundo estágio está exposto na Figura 23. O código R utilizado para cálculo dos escores corrigidos está no Anexo XI.

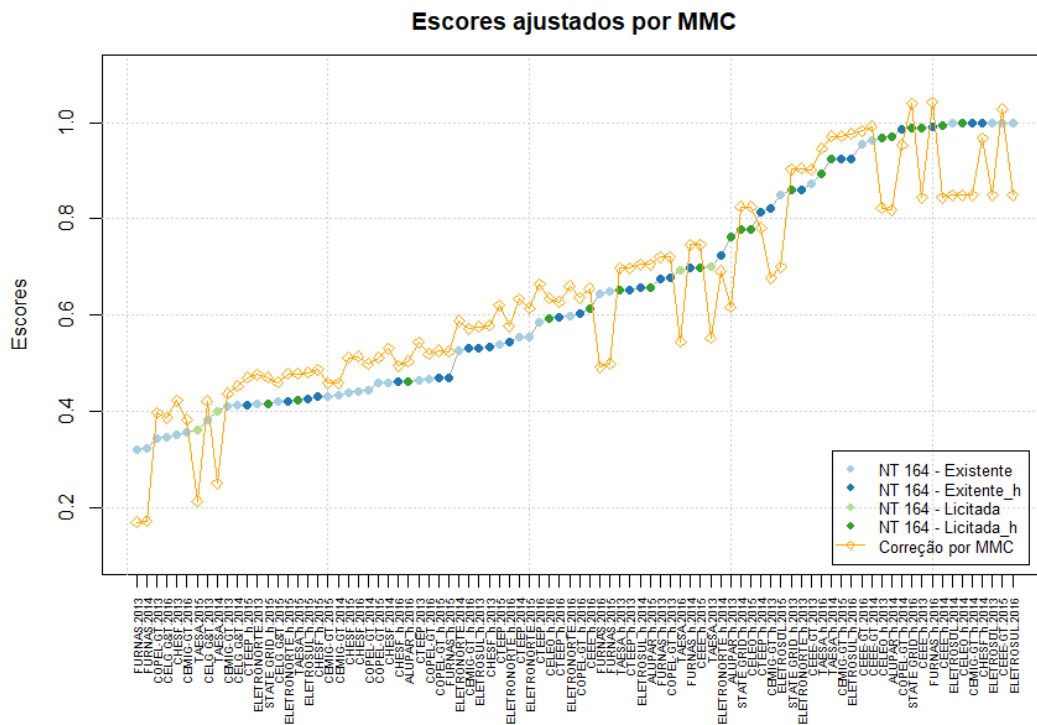


Figura 23: Escores corrigidos por Mínimos Quadrados Comuns (MQC)

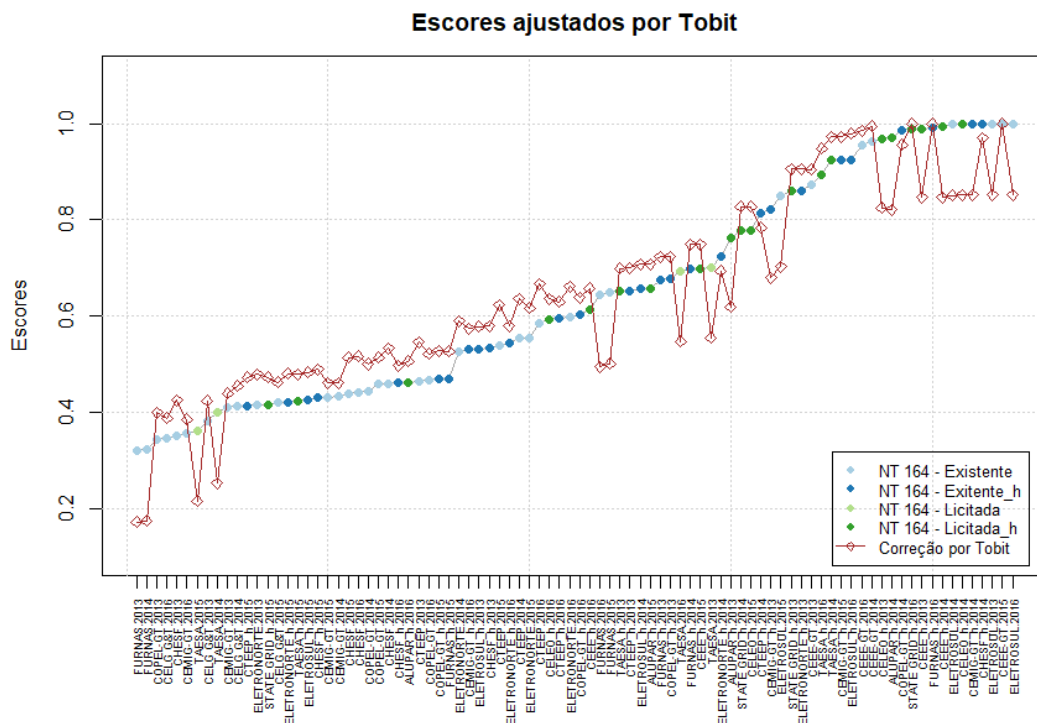


Figura 24: Escores Corrigidos por TOBIT

A Figura 24 deixa claro que a diferença entre as empresas é muito alta. Ainda que haja melhorias a serem implementadas na fórmula de cálculo da idade média, essa informação carrega implicitamente a diferença tecnológica entre as empresas, que também impacta no modelo de operação.

**Pedido Subsidiário 6.b** Solicita-se que, se mantidas as empresas licitadas na amostra, seja efetuado um ajuste de segundo estágio nos escores de eficiência, considerando a idade média dos ativos das empresas, de modo a atenuar a incomparabilidade entre as empresas licitadas e existentes.

Em suma, nessa seção foi feita uma análise dos critérios de comparabilidade entre as empresas. Tendo em vista o impacto das concessionárias pequenas nos resultados de *benchmarks* apresentados na seção 2.2, avaliou-se a existência de *outliers* entre as empresas comparadas. Concluiu-se que a CELG e a CELEO são *outliers* e deveriam ser retiradas da amostra para fins de *benchmarking*. Ressalta-se que essa etapa é importante, porque estamos tratando de um modelo não-paramétrico que absorve toda informação como ineficiência, não havendo espaço para ruídos.

Em um segundo momento, avaliou-se por meio de análises de *cluster* a comparabilidade dos ativos das empresas, concluindo-se que, independentemente da técnica utilizada, as empresas licitadas compõem um grupo distinto das empresas existentes. Além disso, as *holdings* compostas por empresas existentes e suas concessões licitadas reduzem o poder discriminatório do DEA e poluem a análise.

Mostrou-se, ainda, que o custo de operação e manutenção de dois dos principais ativos das concessionárias são exponencialmente crescentes com o tempo de operação. Essa característica impõe uma penalidade à eficiência das empresas com tempo de concessão elevado.

Por fim, tendo em vista esses problemas na comparabilidade das empresas da amostra, sugeriu-se a retirada das empresas licitadas e das *holdings* compostas pelas existentes e suas concessões licitadas da amostra. Alternativamente, se essas empresas forem mantidas na amostra, sugeriu-se duas melhorias na análise, a fim de atenuar as diferenças entre os dois grupos: a primeira é o reagrupamento das *holdings* conforme critério operacional, e não acionário, e a segunda é a correção dos escores por um segundo estágio, preferencialmente

por meio da técnica de regressão Tobit, considerando como variável não-gerenciável o tempo médio de vida dos ativos da concessão.

Essas duas sugestões não resolvem o problema da comparabilidade entre as empresas, mas ajudam a atenuá-los.

## 2.2.6 Variáveis do modelo

A nota técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL apresenta em seu item “III.1.1 –Variáveis” o detalhamento das variáveis, ou melhor, produtos utilizadas na análise de benchmarking da transmissoras. Os produtos utilizados basearam-se nos tipos de ativos das transmissoras, ou seja, linhas de transmissão e equipamentos que compõem as subestações, sendo eles:

**Tabela 13: Variáveis (Produtos)**

Variáveis	Descrição
Extensão de Rede: Tensão $\geq$ 230 kV e tensão $<$ 230 kV	Considera extensão total das redes e ajustes para circuito duplo.
Potência total de equipamentos de subestação	Soma das potências de transformadores, reatores, banco de capacitores série e paralelo, compensadores síncronos e estáticos, conversoras e bancos de filtros, etc. (MVA + Mvar)
Equipamentos de subestação	Soma das unidades de equipamentos principais e considera ajuste para bancos de transformadores e reatores monofásicos.
Módulos de manobra	Soma das unidades modulares de manobra (entrada de linha, conexões de equipamentos e interligações de barramentos).
Qualidade	Valor médio da potência total interrompida.

Fonte: NT 160/2017-SRM/ANEEL

Em teoria, estas variáveis representariam as instalações disponibilizadas por cada transmissora, porém apresentam equívocos conceituais em sua definição. Nessa seção, avalia-se a adequação das premissas adotadas pelo regulador acerca da agregação das variáveis. Para isso, é utilizado como referência o parecer técnico elaborado pela *ESE - Engenharia de Sistemas Elétricos S/S Ltda* (Anexo IX). Avalia-se também se as variáveis utilizadas são adequadas para o problema exposto.

### 2.2.6.1 Potência Total

Um dos produtos utilizados pela ANEEL para definição do custo operacional eficiente de cada empresa refere-se ao item “Potência Total de Equipamentos de Subestação”, sendo representado pelo somatório dos valores de potência aparente (MVA) e potência reativa (Mvar), partindo-se da premissa de que o custo de O&M em termos unitários de transformadores e equipamentos de compensação reativa seriam equivalentes, conforme

descrito na o parágrafo 21 da NT 160/2017-SRM/ANEEL, embora fisicamente a variável *Potência Total* não tenha nenhum sentido.

*“21. Quanto à potência total de equipamentos de subestação, assumiu-se a importância de se adicionar à potência de transformadores, única variável de potência adotada em ciclos anteriores, também a potência de conversoras e a potência reativa de equipamentos de subestação e linhas de transmissão, como reatores, capacitores série e em derivação, compensadores síncronos e estáticos e bancos de filtros. Não se mostrou necessária a segregação dessas grandezas, potência ativa e reativa, em duas variáveis, assumindo-se a premissa de que a operação e manutenção em termos unitários desses equipamentos, por MVA ou Mvar, é equivalente, de modo que a soma dos valores (de MVA e Mvar) atende aos objetivos da modelagem proposta.”*

Ressalta-se que o levantamento do custo real apontado pelas empresas seria o melhor parâmetro avaliativo, R\$/MVA e R\$/Mvar. Entretanto, uma estimativa centrada em dados contábeis esbarraria inevitavelmente em critérios de rateios adotados pelas empresas. Além disso, para esse estudo, optamos por não usar dados contábeis, porque teríamos apenas a nossa informação, enviesando a análise, devido a particularidades do nosso parque operativo.

Conforme pode ser observado no Anexo IX, ao se comparar um transformador e um reator, por exemplo, verifica-se que esses equipamentos possuem características construtivas diferentes, sendo o transformador mais complexo que o reator.

O parecer evidencia de forma detalhada que não se pode comparar diretamente transformadores e equipamentos de compensação reativa, utilizando reator como exemplo e comparando:

- (iv) Informações de fabricantes e literatura: Neste item, o parecer apresenta as diferenças técnicas entre transformadores e reatores, mostrando que transformadores possuem maior complexidade construtiva, possuindo componentes que não existem em reatores, e, portanto possuem maior custo de O&M.
- (v) Metodologia adotada pela ANEEL em Atos Autorizativos: Conforme apresentado no parecer ao se utilizar a metodologia adota pela ANEEL em Atos Autorizativos, em que o custo de O&M é definido utilizando como referência a aplicação do fator percentual sobre o valor de investimento, obtêm-se uma diferença percentual de +59,82% entre o valor de O&M de um

Transformador monofásico 345/230 kV – 100 MVA e de um Reator monofásico 345 kV – 100 Mvar.

- (vi) Plano Mínimo de Manutenção: Neste item o parecer comprova a diferença de custos de O&M utilizando como referência o Plano Mínimo de Manutenção definido pela ANEEL por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 669/2015. Do exposto no parecer fica evidente que um dos principais itens que oneram a manutenção de transformadores é o comutador, resultando em um custo de manutenção 29% superior ao de um reator, por exemplo.

Desta forma, resta evidente que agrupar transformadores e compensadores de reativos em uma única variável simplesmente somando suas potências não representa a realidade das atividades de operação e manutenção das empresas. Sendo assim, com base na análise de características técnicas dos equipamentos, bem como da manutenção esperada, e considerando os demais custos de *overhead* são proporcionais, chega-se à conclusão de que o custo de manutenção de transformadores é superior ao custo de manutenção de reatores, em 29%. Ou seja, o custo de manutenção de um Mvar equivale a 1,29 MVA, conforme a Equação 27.

$$1 \text{ Mvar} = 1,29 \times \text{MVA} \quad \text{Equação 27}$$

Sendo assim, em se mantendo a regra de agregação de potência ativa e potência reativa em uma única variável, “Potência Total”, o mais correto seria aplicar esse fator de equivalência, para manter as unidades na mesma base. Então, o cálculo correto deveria ser feito conforme a Equação 28.

$$\text{Potência Total} = \text{Mvar} + 1,29 \times \text{MVA} \quad \text{Equação 28}$$

**Pedido 7.** Requer-se que a agregação da variável “Potência Total de Equipamentos de Subestação” siga a regra apresentada na Equação 28, aplicando o fator de equivalência de 1,29 nas potências dos transformadores (MVA) antes de soma-las à potência reativa (Mvar).



### 2.2.6.2 Equipamento de Subestação

Outro dos produtos utilizados pela ANEEL refere-se ao item “Equipamentos de Subestação”, sendo representado pelo somatório da quantidade de equipamentos principais de subestação de cada empresa, o seja, pelo somatório da quantidade de Transformadores, Reatores, Bancos de Capacitores, entre outros.

Para esta variável, a exemplo do que foi apresentado no item anterior, temos que não se pode somar diretamente a quantidade de transformadores à quantidade de equipamentos de compensação reativa, uma vez que os custos de O&M por unidade são diferenciados.

Portanto, para que seja possível a utilização da variável “Equipamentos de Subestação”, deve-se considerar a aplicação de um fator de correção na quantidade de transformadores, como por exemplo, o fator de 1,29, conforme indicado pelo Plano Mínimo de Manutenção.

**Pedido 8.** Solicita-se que para definição da variável “Equipamentos de Subestação” aplique-se o fator de correção de 1,29 na quantidade de transformadores antes de somá-la aos demais equipamentos principais.

### 2.2.6.3 Qualidade

Conforme descrito no parágrafo nº 25 da NT 160/2017-SRM/ANEEL, atualizada pela NT 164/2017-SRM/ANEEL, neste processo de revisão tarifária está sendo incorporado como um dos produtos do DEA a variável de qualidade:

*“25. Também foi incluída uma variável com objetivo de representar a qualidade na prestação do serviço das concessionárias sob análise. É premissa do modelo que essa variável impacta os custos operacionais, afinal, a melhoria dos padrões de qualidade, medida no segmento de transmissão com o mecanismo da Parcela Variável, requer ações coordenadas que inevitavelmente estão relacionados à operação e manutenção dos ativos. Desse modo, é razoável propor um modelo que considere não apenas as características das instalações de transmissão sob responsabilidade das concessionárias, mas também o nível de qualidade do serviço por elas prestado”*

Para tanto, a agência escolheu como variável a potência total interrompida média dos anos de 2013 a 2016, utilizando a duração dos desligamentos ocorridos no período, obtidos a partir dos dados da apuração de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), e as capacidades

nominais de potência de cada Função Transmissão (FT), obtidos dos Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST), conforme segue:

*“27. A variável escolhida para representar o nível de qualidade das concessionárias sob estudo é a potência total interrompida média dos anos de 2013 a 2016. Para tanto, foram considerados os relatórios de desempenho das instalações, que inclui número de ocorrências, suas durações e eventuais ajustes, além de responsabilidades. Para apuração da Parcela Variável são consideradas as Funções Transmissão – FT, definidas conforme Resolução Normativa nº 191, de 12 de dezembro de 2005: “conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares”. Para cada FT foi considerada sua capacidade nominal, conforme definido nos Contratos de Prestação do Serviço de Transmissão – CPST, celebrados entre o ONS.”*

Entretanto, ao se analisar a variável escolhida e sua utilização no modelo, percebe-se que se fazem necessários os seguintes ajustes:

#### **H. Potência Interrompida Média**

O primeiro ponto que chama atenção sobre essa variável é a utilização do seu valor médio, em detrimento do dado em painel. Essa opção foi defendida pelo regulador na NT 160/SRM-ANEEL (parágrafo 28):

*“28. A opção pela média das interrupções entre os anos de 2013 a 2016, em detrimento dos valores verificados em cada ano, decorre da volatilidade observada para essa variável. De um ano para outro, podem haver diferenças significativas entre as potências interrompidas. Tal fato pode estar relacionado ao próprio ciclo de falhas dos equipamentos de transmissão, que, em muitos casos, ocorrem com frequências bianuais, quinquenais ou, até mesmo, decenais. Nesse sentido, a apuração das falhas médias acumuladas em um período mais longo está mais alinhado com os objetivos propostos.”*

Inicialmente, cabe ressaltar que uma análise em painel, conforme proposta nas NT 160 e 164/2017-SRM/ANEEL, requer que todas as informações avaliadas no modelo estejam na mesma base temporal. Além disso, se desconsiderarmos o fato de que a escolha por dados em painel pode ocorrer apenas para aumentar o tamanho da amostra, a opção pelo painel de dados deve se dar quando, implicitamente, entende-se que o tempo importa, ou que os dados evoluem com o tempo. Logo, considerando que a ANEEL adotou para aplicação do DEA a análise em painel, não faz sentido assumir essa premissa, de que o tempo importa, para todas as variáveis do modelo, exceto para esta (qualidade).

Adicionalmente, se o indicador está bem construído, e a premissa de que ele tem relação de causa e efeito com o PMSO for correta, essas duas variáveis deveriam ter coeficiente de correlação elevado, e o incremento de PMSO deveria ser inversamente proporcional ao incremento de MVA Interrompido. Ou seja, as paradas bianuais ou decenais deveriam ter efeito direto no PMSO e no MVA Interrompido, refletindo a realidade operativa. Assumir que o efeito médio é mais correto significa ignorar o efeito da manutenção periódica, e aceitar que um indicador maior de parada não faz diferença no PMSO. Se é assim, então essa variável poderia ser excluída do modelo.

Diante do exposto, fácil notar que o indicador de qualidade deveria ser utilizado em bases anuais e não média do ciclo, uma vez que a alta volatilidade mencionada pelo regulador é intrínseca à variável e sua variação está diretamente associada à variação do PMSO.

**Pedido 9.** Solicita-se que seja utilizado o painel de dados da variável “Qualidade” na análise do DEA. Conforme argumentado, não faz sentido adotar a premissa de que o tempo é relevante para todas as variáveis, exceto para esta.

#### I. Potência nominal dos Compensadores Estáticos (CE) e Compensadores Síncronos (CS)

Conforme apresentado na NT 160/2017-SRM/ANEEL, para cálculo da potência interrompida pelo desligamento de determinada FT, é utilizada a capacidade nominal definida no CPST. Entretanto, ao se verificar a base dados da ANEEL referente à qualidade, nota-se que as potências totais das FT Compensador Síncrono (CS) e Compensador Estático (CE) estão equivocadas, uma vez que apresentam o range dos compensadores, somando as potências indutivas e capacitivas, e não a potência contratada (de projeto). As figuras a seguir apresentam a potência considerada na base de dados da ANEEL e a potência contratada (de projeto) apresentada no CPST, demonstrando o equívoco mencionado:

Contrato/Concessão	Agente	Id Agen	Ano	Nome da Função Transmissão	MVA
CCO-2001-059	CTEEP	68	2016	CS 250/-175 Mvar EMBU-GUACU CS1 SP	425,00
CCO-2001-059	CTEEP	68	2016	CS 250/-175 Mvar SANTO ANGELO CS1 SP	425,00

Figura 25: Exemplo de Potencia Total da FT CS / CE na base de dados da ANEEL

Nome FT	RB RBF	Dt Início de Vigência da CO	Capacidade de Projeto MVA	-----Capacidades-----	
				INDUTIVA MVA	CAPACITIVA MVA
CS 250/-175 Mvar EMBU-GUACU CS1 SP	RB	31/12/1990	250,00	175,00	250,00
CS 250/-175 Mvar SANTO ANGELO CS1 SP	RB	31/12/1990	250,00	175,00	250,00

**Figura 26: Exemplo de Potência contratada da FT CS/CE no CPST**

Ademais, como se não bastasse as informações da base de dados serem diferentes das contidas no CPST, existe um equívoco conceitual ao se considerar como potência total não fornecida a soma das potências indutivas e reativas do CS e/ou CE, dado que o compensador não fornece ao mesmo tempo as potências indutivas e reativas. Logo, o correto é considerar como potência nominal do equipamento o definido no CPST.

Diante do exposto, faz-se necessário que a base de dados seja corrigida no que tange as potências dos compensadores síncronos e estáticos, utilizando as potências de projeto, que são as efetivamente contratadas, constantes no CPST, e não a soma das potências indutivas e reativas.

**Pedido 10.** Solicita-se a correção das potências totais apresentadas na base de dados de qualidade das Funções Transmissão Compensador Síncrono e Compensador Estático, utilizando os valores de projeto contratados no CPST, e que o indicador de MVA interrompido seja recalculado, utilizando as potências corretas.

#### **J. Definição das ocorrências que devem compor o indicador de qualidade**

O processo de apuração de PVI pelo ONS, prevê resumidamente 4 etapas: (i) lançamento das ocorrências no Sistema de Apuração da Transmissão (SATRA) pelo ONS; (ii) manifestação do agente contestando as ocorrências que não julgar procedentes; (iii) análise do ONS da manifestação do agente e (iv) lançamento das ocorrências analisadas e consensadas na Apuração Mensal de Serviços e Encargos (AMSE).

Considerando que as três primeiras etapas tratam basicamente da avaliação da ocorrência e classificação da mesma como passível de PVI ou não, temos que a Parcela Variável por Indisponibilidade só se caracteriza quando do lançamento na AMSE, desconsiderando possíveis questionamentos administrativos e judiciais.

Ao analisar a base de dados utilizada pela ANEEL para definição da variável de qualidade e confrontá-la com o SATRA, a ISA CTEEP, notou que dos seus 2.161 eventos presentes na base de dados 97 devem ser desconsiderados, conforme apresentado abaixo:

- 81 eventos encontram-se em aberto no SATRA, ou seja, ainda não passaram por todas as etapas de apuração e, portanto, ainda não podem ser classificados efetivamente

como PVI. A relação desses eventos está na Tabela 26 do Anexo V. A verificação da situação do evento pode ser realizada verificando o campo “Situação” (coluna C) do SATRA, devendo ser desconsiderados os eventos com situação “Aberto”;

- 16 eventos que a ANEEL considerou como passíveis de PVI, mas que no SATRA foram classificados pelo ONS como isentos de PVI, por se tratar de desligamentos para realização de obras, solicitação do ONS e/ou caso fortuito. A relação dos eventos está disponível na Tabela 27 do Anexo V. A verificação da classificação do evento pode ser realizada verificando o campo “Detalhamento” (coluna H) do SATRA, devendo ser desconsiderados os eventos classificados como *CFM* (Caso Fortuito ou Força Maior), *FRA* (Foge à Responsabilidade do Agente), *AMR* (Ampliações, Melhorias e Reforços), *SON* (Solicitação do Operador Nacional) e *SAM* (Plano Mínimo de Manutenção).

Diante do exposto, a fim de garantir que o critério de qualidade represente as interrupções que efetivamente tenham sido por má prestação de serviço do Transmissor, faz-se necessária a revisão da base de dados, retirando aqueles eventos que se encontram em aberto no SATRA e/ou que tenham sido classificados como isentos de PVI pelo ONS.

**Pedido 11.** Solicita-se que a ANEEL corrija a relação de eventos da base de qualidade removendo os eventos que se encontram em aberto no SATRA e/ou que tenham sido classificados como isentos de PVI.

### 2.2.7 Restrições aos pesos

A nota técnica nº 160/2017-SRM/ANEEL apresenta em seu item *III.1.2 – Pesos* a análise dos pesos associados a cada uma das variáveis e da necessidade de se considerar restrições de trade-off entre insumos e produtos, de maneira a garantir que não se tivesse resultados pouco intuitivos. Estas restrições são apresentadas resumidamente na Tabela 14:

**Tabela 14: Restrições para trade-offs entre insumos e produtos**

Restrição	Limite	Valor
Opex vs Rede $\geq$ 230 kV (R\$/Km Rede)	Mínimo	2.500,00
	Máximo	8.500,00
Rede < 230 kV vs Rede $\geq$ 230 kV	Mínimo	0,20
	Máximo	0,75
Opex vs Potência Total	Mínimo	400,00

Restrição	Limite	Valor
(R\$ / (MVA+Mvar) )	Máximo	4.000,00
Opex vs Módulos Manobra ( R\$ / Qtde. Mod. Manobra )	Mínimo	15.000,00
	Máximo	70.000,00
Mod. Eq. Vs Módulos Manobra	Mínimo	1,00
	Máximo	10,00

Fonte: NT 160/2017-SRM/ANEEL

Conforme mencionado na NT 160/2017-SRM/ANEEL, as restrições aos pesos utilizadas no modelo têm seus limites definidos em intervalos grandes, na sua maioria, no intuito de garantir uma característica conservadora ao modelo, com um impacto reduzido nos resultados.

Entretanto, como mostramos na seção de análise dos pesos do modelo, explícito na Tabela 5, é elevado o número de empresas que têm seus pesos definidos no limite das restrições impostas pelo modelo. Isto é, a proporção de empresas que teriam pesos definidos fora dos limites é muito elevada. Por isso, nessa seção, investigamos a adequação das restrições aos pesos impostas ao modelo, uma vez que algumas não são aderentes à realidade das empresas e, portanto, necessitam de revisão.

### 2.2.7.1 Restrição Rede < 230 kV vs Rede ≥ 230 kV

Uma das restrições de trade-off entre insumos e produtos, corresponde à relação “Rede < 230kV vs Rede ≥ 230kV” e possui os valores de limite mínimo de 0,20 e máximo de 0,75 adotados pela ANEEL, conforme apresentado na NT 160/2017-SRM/ANEEL, estes valores seriam justificados, pois:

*“42. No caso da segregação da rede em dois níveis de tensão, partiu-se da premissa de que linhas em tensão inferior a 230 kV teriam um menor nível de exigência operacional e maior disponibilidade de mão de obra apta a realizar os processos de manutenção a elas associadas, apresentando, conseqüentemente, menores custos de O&M”.*

Entretanto, não é apresentada nenhuma referência técnica que suporte tal afirmação. Por outro lado, o Anexo IX mostra que a relação esperada entre o custo da rede de baixa tensão e rede de alta tensão é inversa à proposta pelo regulador. O documento citado analisa a relação entre o custo de O&M por km em diferentes níveis de tensão, considerando as melhores

práticas internacionais, uma vez que o ciclo de manutenção de equipamentos é comum em diversos países.

Conforme mencionado no Anexo IX, o UMS Group<sup>17</sup> elabora o relatório de *benchmark* de operação e manutenção, ITOMS (“*International Transmission Operations & Maintenance Study*”), que analisa os dados de 31 transmissoras de energia elétrica no mundo, abordando o desempenho do nível de serviço, do custo, da quantidade de produtos e da produtividade das empresas.

Para analisar os custos de O&M de Rede < 230kV vs Rede ≥ 230kV, o parecer técnico (Anexo IX) utiliza informações do relatório do ITOMS do último ciclo, referentes ao custo de operação e manutenção de linhas de transmissão, segregados por faixa de tensão, conforme apresentado abaixo.

**Tabela 15: Custo por classe de tensão**

Tensão	Valor em US\$
60 até 99 kV	499,7
100 até 199 kV	307,0
200 até 399 kV	209,0
superior à 400 kV	144,0

Fonte: ITOMS 2015 Report - ITOMS “International Transmission Operations & Maintenance Study” elaborado pelo UMS Group

Com as informações dos custos totais de O&M de Linha de Transmissão do ITOMS e da extensão de rede da base de dados da NT 160/2017, é calculado no item 5 do Parecer Técnico (Anexo IX) o custo médio ponderado para operação e manutenção por km de rede inferior a 230 kV (conforme Equação 29). O custo médio ponderado para operação e manutenção por km de rede igual ou superior a 230 kV pode ser obtido de forma análoga (Equação 30).

$$Custo\ médio_{LT < 230\ kV} = \frac{\sum (C_{LT < 230\ kV_i} \times Ext_{LT < 230\ kV_i})}{\sum Ext_{LT < 230\ kV_i}} = 325,34 \quad \text{Equação 29}$$

Fonte: Anexo IX

Onde:

$C_{LT < 230\ kV_i}$  = Custo em US\$ por km de O&M da LT i com tensão menor que 230 kV

$Ext_{LT < 230\ kV_i}$  = Extensão da LT i com tensão menor que 230 kV

<sup>17</sup> <https://www.umsgroup.com>

$$Custo\ médio_{LT \geq 230\ kV} = \frac{\sum (C_{LT \geq 230\ kV_j} \times Ext_{LT \geq 230\ kV_j})}{\sum Ext_{LT \geq 230\ kV_j}} = 175,83 \quad \text{Equação 30}$$

Fonte: Anexo IX

Onde:

$$C_{LT \geq 230\ kV_j} =$$

*Custo em US\$ por km de O&M da LT j com tensão maior ou igual a 230 kV*

$$Ext_{LT \geq 230\ kV_j} = \text{Extensão da LT i com tensão maior ou igual a 230 kV}$$

Desta forma, fica evidenciado que o custo para operação e manutenção de LT < 230 kV é maior que o custo das LT ≥ 230 kV, sendo o fator de O&M por km de rede de LT < 230 kV vs LT ≥ 230 kV:

$$\frac{Custo\ médio_{LT < 230\ kV}}{Custo\ médio_{LT \geq 230\ kV}} = \frac{325,34}{175,83} = 1,85 \quad \text{Equação 31}$$

Fonte: Anexo IX

De forma análoga, os limites máximos e mínimos podem ser obtidos ao se analisar os custos de O&M para as quatro faixas de tensão abordadas no ITOMS, conforme segue:

$$Limite\ mínimo = \frac{Custo\ médio_{LT\ 100-199kV}}{Custo\ médio_{LT\ 200-399kV}} = \frac{307,0}{209,0} = 1,47 \quad \text{Equação 32}$$

Fonte: Anexo IX

$$Limite\ máximo = \frac{Custo\ médio_{LT\ 60-99kV}}{Custo\ médio_{LT \geq 400\ kV}} = \frac{499,7}{144,0} = 3,47 \quad \text{Equação 33}$$

Fonte: Anexo IX

Diante do exposto, fica comprovado que os custos de O&M por km de Rede < 230 kV são superiores aos de Rede ≥ 230kV e os valores de limite mínimo de 0,20 e máximo de 0,75 adotados pela ANEEL, estão equivocados e devem ser revistos.

Portanto, o valor limite de mínimo deve ser 1,47 e o máximo deve ser 3,47, de forma a refletirem a real proporção do custo operacional, ou seja, as linhas de baixa tensão têm custos operacionais por km superiores às linhas de alta tensão.



**Pedido 12.** Solicita-se que a ANEEL considere para as restrições de *trade-off* entre insumos e produtos, correspondente à relação “Rede < 230kV vs Rede ≥ 230kV” os valores de limite mínimo de 1,47 e o valor de limite máximo de 3,47.

**Pedido Subsidiário 12.a** Subsidiariamente, caso o Regulador não concorde com os limites propostos no Pedido 12 e na impossibilidade de se calcular limites adequados, sugere-se suprimir essa restrição.

### 2.2.7.2 Opex vs Pot. T (R\$/MVA-Mvar)

Outra restrição utilizada pela ANEEL de *trade-off* entre insumos e produtos é o limite mínimo de R\$ 400, correspondente à relação Opex vs Potência Total (R\$/MVA-Mvar).

Neste item, a exemplo do anterior, foi considerado que o ciclo de manutenção de equipamentos é comum em diversos países e para analisar esta restrição foram apreciados os dados do ITOMS.

Para analisar a relação PMSO/(MVA+Mvar), o Parecer Técnico utiliza as informações do ITOMS referentes ao custo de operação e manutenção de transformadores segregados por faixa de tensão, convertidas para reais (Tabela 16). Importante ressaltar que considera-se a premissa de que os custos de O&M independem da potência do equipamento, conforme comprovado no item 3.3 do parecer técnico (Anexo IX).

**Tabela 16: Custo de O&M por Classe de Tensão**

Tensão	Valor Absoluto (R\$)
60 até 99 kV	15.379,00
100 até 199 kV	13.093,50
200 até 399 kV	22.354,50
superior à 400 kV	24.780,00

Fonte: Anexo IX

A Figura 27 apresenta o resultado da análise dos custos de O&M por potência para as 4 faixas de tensão:

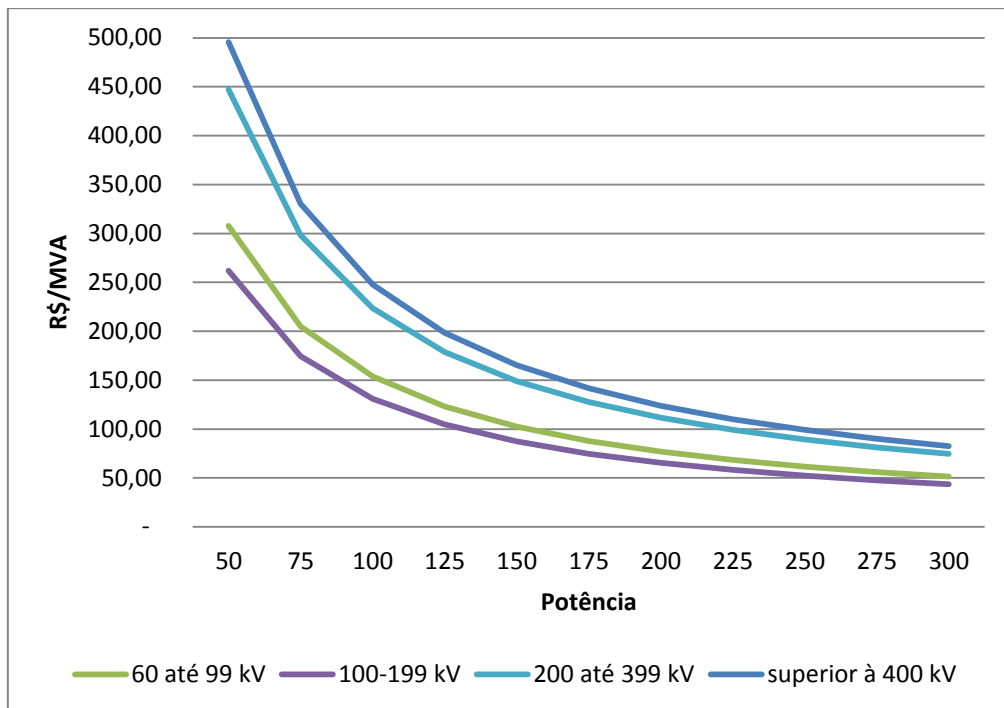


Figura 27: O&M por MVA e faixa de tensão - (50 a 300 MVA)

Fonte: Anexo IX

Conforme pode ser observado na Figura 27 e demonstrado no parecer técnico, a relação de O&M versus Potência é inferior ao limite mínimo adotado pela Agência.

Diante do exposto, considerando que a maior parte dos transformadores apresentados na base de dados da NT 164/2017 (61% da amostra) possuem potência nominal entre 50 e 300 MVA, resta comprovado que a restrição utilizada como limite mínimo “Opex vs Pot. T (R\$/MVA-Mvar)” de R\$ 400, não reflete a realidade, sendo o limite mínimo mais realista o valor de R\$ 50,00.

Cabe ressaltar que esta é uma estimativa conservadora visto que os valores mínimos observados tendem a serem inferiores a R\$ 50/MVA, conforme demonstrado no Anexo IX.

**Pedido 13.** Requer-se que para as restrições de *trade-off* entre insumos e produtos, correspondente à relação “Opex vs Pot. T (R\$/MVA-Mvar)” aplique o valor de limite mínimo de R\$ 50,00.

### 2.3 Ajuste pelo 3º Quartil

Tendo em vista o compromisso contratual assumido quando das renovações das concessões, o modelo adequado para definição do custo operacional eficiente das transmissoras existentes é

composto por três partes: **(i)** cálculo dos escores de eficiência por meio de metodologia de *benchmarking*; **(ii)** ajuste dos escores para um patamar que eleve a média da eficiência para 100%, considerando desempenho em indicadores de qualidade e **(iii)** margem de lucratividade.

A manutenção dessas três etapas garante a estabilidade contratual e converge para o sinal regulatório entendido pelas empresas quando da renovação das concessões, permitindo que a equação financeira assumida para projeção da viabilidade da concessão não seja violada. Nesse sentido, é importante mencionar que a etapa **(ii)**, que na NT 383/2012-SGT/ANEEL era denominada “Ajuste para a Qualidade”, imprimiu um peso bastante relevante ao indicador de disponibilidade, o que foi assimilado pelas empresas como um sinal regulatório e norteou ações operacionais das companhias durante o ciclo tarifário subsequente. O modelo da NT 164/2017-SRM/ANEEL, por outro lado, propõe um papel bem menos relevante a indicadores de disponibilidade, visto que faz uso apenas de um deles, quando insere no modelo DEA a variável “MVA Interrompido médio”. Como mencionado nas análises da seção anterior, essa variável tem impacto bastante reduzido no resultado do modelo DEA, e por isso, seu efeito discriminatório é limitado.

Tanto o modelo de *benchmarking*, quanto o modelo de ajuste pela qualidade podem (e devem) sofrer alterações metodológicas, a fim de incorporar avanços técnico-científicos e melhorias estruturais que aproximem a modelagem da realidade das empresas e incorporem um poder de incentivo maior. Entretanto, é importante que essas alterações não mudem completamente a lógica assumida pelos agentes quando da renovação das concessões.

Nesse sentido, avaliamos o ajuste dos escores pelo 3º quartil da amostra, sugerido nas NTs 160 e 164/2017-SRM/ANEEL. O regulador justifica a utilização desse recurso nos parágrafos 65 e 66 da primeira NT:

*“65. (...) Uma tônica que vem sendo adotada pela Aneel para diversos componentes do cálculo tarifário, seja no segmento de transmissão ou de distribuição, é o **estabelecimento de uma referência regulatória e a possibilidade de as empresas auferirem receita adicional caso tenham apresentado desempenho superior ao exigido pelo regulador**.*

*66. Assim, dentro dessa premissa, buscando potencializar o incentivo à busca das melhores práticas de operação e manutenção, propomos que as eficiências estimadas pelo modelo DEA sejam normalizadas pelo terceiro quartil do conjunto de resultados (77,35 %).” (Grifou-se).*

Conforme destacado pelo regulador, a ideia ao efetuar esse ajuste nos escores era premiar as empresas que tenham apresentado desempenho superior ao exigido. A métrica escolhida foi a normalização pelo 3º quartil da amostra dos escores. Essa regra não tem relação com o ajuste pela qualidade efetuado quando da renovação das concessões, porque não leva em conta o desempenho em indicadores de disponibilidade, tampouco eleva o patamar da eficiência a valores médios de 100%.

Algumas considerações ainda são necessárias quanto ao ajuste efetuado pelo 3º quartil. A escolha dessa métrica deixa subentendido que o “desempenho exigido” pelo regulador para as empresas sob revisão tarifária é equivalente ao terceiro quartil da amostra de escores calculados, nesse caso, de 85,90%, de acordo com a NT 164/2017-SRM/ANEEL. O prêmio, percentualmente, é igual para todas as empresas, já os escores são divididos pela mesma constante. O sinal regulatório resultante da metodologia proposta é, portanto, confuso e incoerente, visto que todos os agentes são premiados na mesma proporção, independentemente do seu desempenho operacional. Vale ressaltar ainda que é uma métrica viesada pela análise de *benchmarking*, que eventualmente pode não estar capturando todos os fatores operacionais que influenciam o custo, afastando, portanto, o resultado obtido da realidade em que se inserem as empresas que serão submetidas à nova metodologia.

Sendo assim, sugere-se que o regulador substitua a métrica do terceiro quartil para ajuste dos escores por um método que tenha os mesmos sinais regulatórios daquela do passado: a avaliação de indicadores de disponibilidade e a elevação da média dos escores a 100%.

Em que pese o viés implícito nas estatísticas descritivas dos escores de eficiência, a avaliação do “desempenho exigido” por meio do 3º quartil poderia ser uma alternativa viável, não fosse a necessidade de continuidade contratual tácita ao processo de Revisão Tarifária. Entretanto, conforme discutiu-se exaustivamente nas seções anteriores, a amostra de empresas submetidas ao processo de *benchmarking* é desigual, já que compara dois grupos distintos de empresas, as licitadas e as existentes. Conforme exposto, os escores das empresas existentes já foram excessivamente penalizados quando da inserção das empresas licitadas na amostra. Mesmo que o ajuste de 2º estágio pela variável “idade média dos ativos” seja efetuado, ainda há outros fatores diferenciadores entre o custo operacional das empresas licitadas e das empresas existentes ainda não capturados por essa variável, que continuam penalizando as empresas existentes.

Portanto, para que o uso de estatísticas descritivas dos escores faça sentido e seja razoável e aderente à realidade fática, seria necessário considerar apenas a amostra de empresas existentes, minimizando o impacto das variáveis ocultas não tratadas no modelo. Ademais, o estabelecimento de uma referência regulatória considerando apenas as empresas existentes, torna mais efetivo o incentivo à busca das melhores práticas de operação e manutenção.

**Pedido 14.** Solicita-se a substituição da métrica de ajuste dos escores pelo terceiro quartil para um método que carregue os mesmos sinais regulatórios daquele adotado quando da renovação das concessões: a avaliação de indicadores de disponibilidade e a elevação da média dos escores para 100%.

**Pedido Subsidiário 14.a** Se mantido o uso de estatísticas descritivas da população de escores de eficiência calculados como balizador do prêmio aos escores, como o 3º quartil, média ou mediana, solicita-se a utilização exclusivamente da amostra de empresas existentes para o cálculo do ajuste.

## 2.4 Margem de Lucratividade

É certo que uma concessão de serviço público alicerça-se em regras contratadas entre as partes. Tais regras definem as obrigações e as vantagens a serem auferidas pelo concessionário de serviço público. Em outras palavras, isso significa dizer que a equação que equilibra a relação existente entre Poder Concedente e Concessionário é pautada nessas condições iniciais, de modo que qualquer alteração no percurso do contrato que tenha o potencial de ferir referidas regras pode desequilibrar essa vinculação.

Nesse sentido é o Parecer emitido pelo Professor Marçal Justen Filho (Anexo VII):

*“94. A concessão alicerça-se, então, sobre essa relação entre encargos e vantagens assumidos entre as partes, que é denominada de equação econômico-financeira.*

*95. Isso significa que, no momento inicial da contratação, são fixadas regras contratuais que asseguram uma relação específica e determinada entre as obrigações e os riscos atribuídos ao concessionário e as vantagens (especialmente aquelas relativas à remuneração) a ele reconhecidas.*

*96. Essa relação original entre encargos e vantagens é tutelada pelo Direito – tanto em nível constitucional, como infraconstitucional – durante a vigência do contrato.*

97. Essa proteção assegura ao concessionário a preservação das condições originalmente previstas, vedando alterações supervenientes introduzidas pelo Estado.” (Grifou-se)

É nesse contexto que se insere a questão da margem de lucratividade. Conforme exposto acima, a Nota Técnica EPE que subsidiou o processo de definição do percentual de margem a ser incluído nas tarifas de prestação de serviço de O&M foi clara ao destacar que a margem de lucratividade foi “um fator favorável à aceitação das condições de renovação propostas pelo órgão concedente”.

Desse modo, não resta dúvida de que a margem de lucratividade adotada na Portaria MME nº 579/2012 integrou a equação econômico-financeira das empresas, na medida em que se integrou ao modelo definido para a renovação das concessões, tendo sido considerada pelas empresas quando da decisão pela renovação dos contratos e deferida pelo Poder Concedente.

Tanto é assim que, nos termos da referida Nota Técnica, “*uma taxa de lucro relativamente baixa poderá induzir à não renovação, o que poderá afetar as reduções tarifárias antevistas pelo Governo*”. Em outras palavras, a margem de lucratividade estabelecida por ocasião da renovação das concessões por todo o período da concessão **foi condição essencial para aceitação da proposta por parte das transmissoras e, mais do que isso, fator decisivo para permitir a política tarifária pretendida pelo Poder Concedente.** Nesse sentido, destaque-se o entendimento do I. Professor Marçal Justen Filho (Anexo VII) sobre o tema:

*“60. A equação econômico-financeira compreende todas as vantagens e todos os encargos assumidos por uma das partes por ocasião da pactuação de um contrato – ou de sua prorrogação, quando adotadas bases inovadoras para o relacionamento entre as partes.*

(...)

*63. Segundo exposto no próprio documento da EPE, o acréscimo de 10% destinava-se a assegurar a viabilidade do empreendimento. Tal como se passa com todas as atividades econômicas, a margem de lucro se constitui em fator indispensável ao seu desenvolvimento.*

(...)

*67. Uma vez prevista a margem de lucro de 10% por ocasião da pactuação da prorrogação, incorporou-se ela na equação econômico-financeira e se tornou insuprimível por ato unilateral da autoridade reguladora ou do Poder Concedente.”*

Assim, tendo em vista que a margem de lucratividade foi condição precedente e essencial para a decisão de renovação das concessões, é certo que tal garantia compõe o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos renovados e foi considerada na definição da justa remuneração pelas concessionárias.

**Portanto, sob pena de violação aos princípios do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, da segurança jurídica e da moralidade administrativa, tal garantia não pode ser arbitrária e injustificadamente subtraída do patamar de remuneração das empresas.**

Outro não é o entendimento do I. Professor Marçal (Anexo VII), veja-se:

*126. Em suma, é um equívoco jurídico reputar que não existem limites para a revisão ordinária e que a autoridade reguladora disporia do poder jurídico para alterar radicalmente todas as parcelas da remuneração do concessionário.*

*127. O contrato de concessão é pactuado, usualmente, por um longo prazo – no caso concreto, por trinta anos. As condições essenciais previstas, que norteiam a decisão do particular, envolvem o conjunto de vantagens e encargos assumidos.*

*128. A revisão ordinária, verificada a cada cinco anos, não implicar a eliminação das condições originalmente previstas e a sua substituição por outras – unilateralmente fixadas pelo Estado.*

*129. Somente inexisteriam limites para a revisão ordinária se fosse o caso de pactuar um novo contrato a cada cinco anos. Mas isso significaria o direito de o concessionário amortizar todos os seus investimentos e depreciar todos os seus bens e obter a integralidade da compensação por seu capital no prazo de cinco anos.*

*130. Assim não o é. O concessionário assume obrigações de longo prazo, cuja viabilidade depende da estabilidade das condições essenciais do empreendimento. A substituição de todas as regras da concessão, a cada cinco anos, eliminaria a segurança jurídica, indispensável à participação da iniciativa privada em empreendimentos de interesse econômico geral.*

*131. Ou seja, nenhum sujeito privado dispor-se-ia a participar em uma concessão se fosse reconhecida a viabilidade de eliminação, depois de cinco anos, das vantagens a ele ofertadas originalmente.*

*132. Nesse cenário, as condições atrativas de um empreendimento seriam temporárias. O particular seria atraído a uma espécie de “emboscada”, mediante condições interessantes de contratação. No entanto, tais condições seriam suprimidas pela autoridade reguladora, depois de o concessionário ter assumido compromissos de longo prazo. “*

Sendo assim, é medida que se impõe a revisão da metodologia proposta a fim de que seja reconhecida a margem de lucratividade garantida às concessões renovadas, já que foi vantagem prevista no contexto da renovação das concessões:

*“A previsão de uma margem de lucro de 10% para atividades de O&M, relativamente às concessões de transmissão de energia elétrica prorrogadas com base na MP 579/2012, integrou-se na equação econômico-financeira das concessões?”*

*Resposta: Sim. Tratou-se de vantagem prevista como indispensável para assegurar a atratividade do negócio e convencer os então concessionários a aderir à proposta de prorrogação do contrato. Foi reconhecido formalmente por órgão governamental que uma margem de lucro dessa ordem era indispensável para tornar a prorrogação viável.”*

Ademais, deve-se considerar que inexistente poder jurídico para a alteração unilateral proposta, outro não é o entendimento do Professor Marçal Justen Filho (Anexo VII):

*“A competência da ANEEL para promover a revisão ordinária das concessões de transmissão de energia elétrica prorrogadas com base na MP 579/2012 compreende o poder jurídico para eliminar a margem de lucro de 10%, referida no quesito anterior?”*

*Resposta: Não. A ANEEL não foi investida de competência de reconfigurar radicalmente a concessão, por ocasião da revisão ordinária. No bojo desse processo, cabe-lhe apurar a eficiência na exploração dos recursos econômicos e na prestação do serviço público. A margem de lucro assegurada por ocasião da prorrogação não se enquadra no âmbito da exploração dos recursos econômicos. Essa remuneração não se integra no conceito de eficiência da prestação do serviço concedido, eis que se trata de uma verba destinada a assegurar a atratividade do negócio. O regime jurídico dos contratos administrativos impede que a autoridade reguladora elimine a margem de lucro assegurada por ocasião da contratação (ou da prorrogação contratual, quando ocorrentes modificações significativas). Essa margem de lucro integra a equação econômico-financeira da concessão e dá identidade ao contrato, o que implica ausência de competência da autoridade pública para promover unilateralmente a sua supressão ou modificação.”*

Pelo exposto, não há outra maneira de manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão que não a manutenção das condições iniciais da proposta.

**Pedido 15.** Requer-se a manutenção da margem de lucratividade de 10 % a incidir sobre o custo operacional eficiente definido, por ser parte integrante da equação econômico-financeira das concessões prorrogadas.



## 2.5 Correção da base de custos operacionais

Cabe pontuar que para que seja possível a comparabilidade “em painel” dos custos operacionais das empresas entre os anos de 2013, 2014, 2015 e 2016 é necessário que a estrutura desses custos seja idêntica.

Em outras palavras, isso significa dizer que para que haja comparabilidade, os mesmos tipos de custos e as mesmas contas contábeis devem ser considerados. Essa premissa é fundamental para que a comparação entre as empresas não sofra qualquer distorção.

Em 2013 e em 2014 a base de dados utilizada para composição os custos operacionais foi o Relatório de Informações trimestrais – RIT. Já em 2015 e 2016 utilizou-se o Balancete Mensal Padronizado – BMP.

Em que pese, em teoria, o RIT ser a consolidação do BMP, é necessário pontuar que a premissa de comparabilidade deve ser adotada.

Ademais, para composição dos custos operacionais de referência, devem-se considerar as execuções judiciais, em especial as trabalhistas. Isso porque é certo que a legislação trabalhista é complexa sendo quase nula a possibilidade de uma empresa não sofrer nenhum processo desse cunho.

Assim, as execuções judiciais, em especial as trabalhistas, acabam por constituir custos inerentes à atividade operacional de qualquer empresa em qualquer segmento, não sendo exclusividade do setor de transmissão. Ressalta-se ainda que esses custos não tem natureza esporádica, sendo intrínsecos à atividade desenvolvida.

Empresas do setor elétrico, assim como a maior parte dos segmentos, enfrentam recorrentemente processos trabalhistas. É claro que empresas que executam boas práticas de gestão de recursos humanos têm uma probabilidade menor de sofrer processos trabalhistas, o que não significa que é uma probabilidade nula. Sendo assim, a avaliação isolada dos valores de execuções judiciais constitui-se em uma medida parcial de eficiência operacional, que mensura o êxito da gestão da empresa para esse assunto específico.

Em contraste, a metodologia de *Benchmarking* que foi empregada pelo regulador para avaliação das empresas de transmissão tem a característica de gerar uma medida de

comparação global, que captura os *trade-offs* entre insumos e entre produtos definidos por decisões gerenciais das empresas. Portanto, a exclusão de parte dos insumos (parte dos custos) torna a avaliação incompleta, visto que o custo com execuções judiciais reflete indiretamente parte dos *trade-offs* gerenciais assumidos pelas empresas. Então, a avaliação das empresas por meio de um indicador global captura indiretamente a eficiência da gestão da empresa para assuntos trabalhistas. Assim, ao excluir os custos recorrentes com execuções judiciais da base de comparação, as empresas mais ineficientes nesse aspecto são beneficiadas, já que têm parte do resultado da sua má gestão expurgada da comparação.

Cabe ressaltar que essas despesas recorrentes devem constituir o cálculo dos escores de eficiência e também a base de referência para cálculo do Custo Operacional Eficiente. O PMSO eficiente deve ser repassado às empresas de forma a refletir o custo necessário para operação.

**Pedido 16.** Para efetiva comparabilidade dos custos operacionais das empresas, solicita-se que as mesmas contas contábeis, com os mesmos critérios, sejam utilizadas em todos os anos. Solicita-se ainda que sejam consideradas, para fins de composição do custo operacional, todas as execuções judiciais, em todos os anos, em especial as trabalhistas, por tratarem-se de despesas inerentes à atividade de qualquer empresa.

### 3 Contribuições ao modelo de WACC – NT nº 161/2017

#### 3.1 Necessidade de estabilidade, coerência dos critérios regulatórios e isonomia de tratamento entre incumbente e novos investidores

Inicialmente, importa destacar que a metodologia proposta prevê a aplicação de WACC manifestamente inferior àqueles estabelecidos em outras atividades setoriais, veja-se:

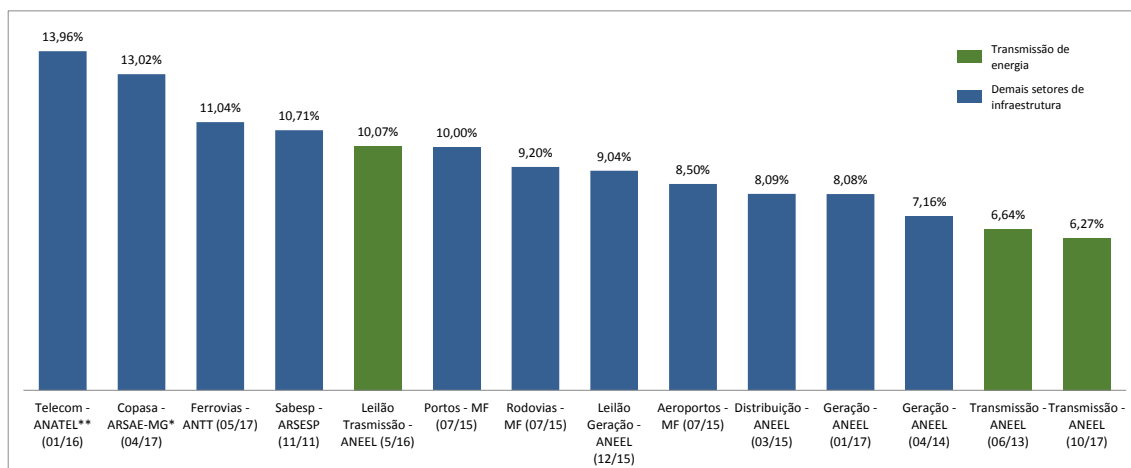


Figura 28: WACCs Setoriais

Ressalte-se que, ainda que se compare o WACC previsto na metodologia da AP nº 41/2017 com a taxa de remuneração pelo capital prevista para o mesmo segmento, *.i.e.*, transmissão de energia elétrica, a diferença entre os valores estabelecidos é exorbitante. Tal assimetria é inaceitável na medida em que se trata do mesmo negócio.

Essa diferenciação verificada para o cálculo do WACC não só configura uma deficiência metodológica como também uma violação do princípio da isonomia. Com efeito, a atuação da ANEEL deve estar adstrita à observância desse princípio nos termos do qual somente se torna aceitável tratamento diferenciado entre agentes na medida da sua desigualdade.

Ou seja, em sendo o mesmo segmento de transmissão e não havendo qualquer motivação técnico-científica-regulatória para tratamento diverso entre os agentes, não há porque utilizar-se de metodologias diversas, que claramente colocam em situação de desvantagem excessiva as concessionárias existentes.

A esse respeito, e como será melhor detalhado adiante, o que se questiona é a evidente superioridade da metodologia adotada para os leilões de transmissão quando em comparação com a metodologia que se pretende adotar por meio da NT 161/2017. Cabe ressaltar que não está se pleiteando que as concessões existentes tenham certo direito adquirido ao mesmo percentual de WACC definido para os leilões, mas sim que seja adotada a mesma metodologia utilizada para esses empreendimentos, em observância ao tratamento isonômico que esse D. Agência deve dispensar aos agentes regulados.

Nesse sentido, o I. Professor Dr. Marçal Justen Filho (Anexo VI) assevera que o tratamento diferenciado para a remuneração do capital aplicado viola o princípio da isonomia:

*“132. Portanto, a titularidade pela ANEEL de competência regulatória para definir a remuneração para o custo do capital regulatório não lhe atribui poder jurídico para livremente adotar um tratamento diferenciado para a remuneração do capital aplicado por concessionários novos e antigos.*

*133. Em primeiro lugar, é indispensável demonstrar que a situação concreta dos antigos e dos novos investidores é efetivamente diversa, apresentando distinções econômicas relevantes entre si.*

*134. A segunda exigência é que, reconhecida a existência de uma diferença, o tratamento jurídico distinto seja compatível e adequado às peculiaridades existentes.*

*135. Em terceiro lugar, é indispensável que a solução adotada seja compatível com o conjunto dos valores jurídicos consagrados pelo Direito.”*

Dentro desse conceito, sobre o qual é vedado o tratamento discriminatório entre agentes atuantes no mesmo setor e que, conforme já explanado, estão expostos aos mesmos patamares de riscos, a metodologia proposta por meio da NT 161/2017 não atende a nenhuma das exigências que permitiriam o tratamento diferenciado entre os novos e os antigos empreendimentos na definição do WACC, visto que não se encontra presente nenhuma sólida fundamentação técnico-científica-regulatória<sup>18</sup> e que não foi comprovada a diferença fundamental entre as situações tratadas.

---

<sup>18</sup> Veja-se citação do professor Marçal sobre o tema “165. Portanto, a diferenciação entre antigas e novas concessões somente pode derivar das características dos negócios, na medida em que apresentem riscos distintos de investimento.

Destaque-se ainda que, sem fundamentação técnica e nem regulatória, pretende-se impor aos investimentos em reforços e melhorias valores de WACC que são comprovadamente inadequados, tendo causado fracasso de leilões de transmissão. Veja-se:

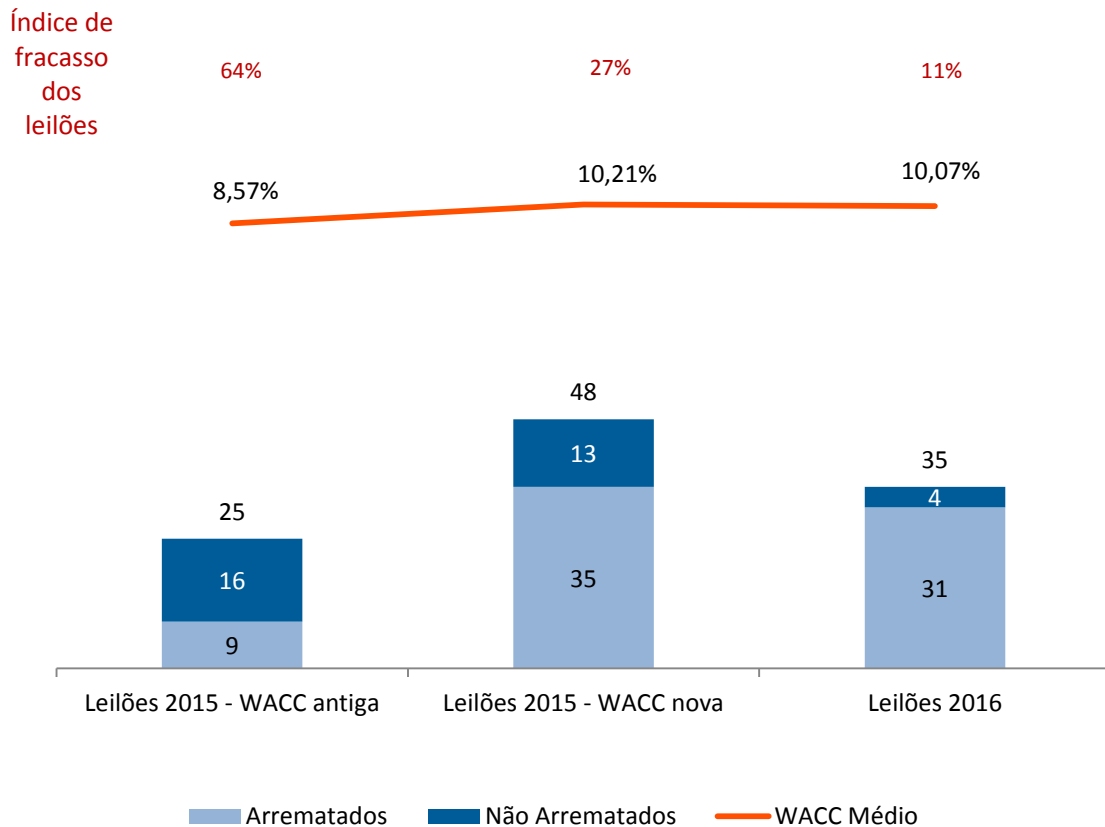


Figura 29: Fracasso dos leilões de transmissão frente o WACC

Ou seja, os valores propostos são inconsistentes e incoerentes com a lógica observada no próprio segmento de transmissão de energia e evidenciam a regulação perversa e oportunística, na medida em que se pretende impor aos agentes submetidos à revisão tarifária taxas de remuneração pelo capital em patamares que foram rejeitados por novos investidores, quebrando de maneira inconteste a relação de confiança estabelecida entre o concessionário e o Poder Concedente no desempenho de atividade econômica com uma delineada missão pública.

A apreciação sobre a regulação oportunística, também é objeto do parecer do Prof. Marçal:

*202. A regulação oportunística é incompatível com a ordem jurídica porque os princípios jurídicos fundamentais protegem os direitos do investidor antigo. São inválidas decisões regulatórias orientadas ao confisco do patrimônio privado, que se*

*configuram como violadoras da proteção à propriedade e incompatíveis com a isonomia.*

*203. Ademais, exige-se que a autoridade reguladora atue de modo imparcial, segundo parâmetros técnicos, assegurando aos antigos investidores um tratamento compatível com as características do mercado.*

*204. Sob outro enfoque, a regulação oportunística elimina a segurança jurídica e a confiança dos investidores. Os potenciais investidores deixam de aplicar os seus recursos no país ou passam a exigir remuneração imediata muito mais elevada.*

*205. O efeito mais nocivo pode ser a deterioração das condições das atividades desenvolvidas, em virtude da redução da qualidade do serviço resultante da ausência de recursos necessários.*

Importa ressaltar também que os valores de WACC propostos não se coadunam com a perspectiva do mercado de transmissão de energia elétrica, pois, como é de amplo conhecimento, as projeções para esse segmento apontam para a necessidade de substancial investimento na modernização, reposição e expansão do sistema por meio de reforços e melhorias, os quais serão mais importantes que a necessidade de novas instalações. Portanto, é inconsistente e ilógica a adoção de WACC inferior justamente para esses projetos que serão responsáveis pelo maior, mais necessário e mais relevante volume de investimentos no futuro.

E nem se diga que os deságios dos leilões vêm de menores taxas de retorno. Os deságios são consequência de otimizações, sinergias operacionais, possibilidade de antecipação da data de entrada em operação comercial dos empreendimentos e menor CAPEX, conforme se demonstrará em tópicos que seguem.

Dito isso, é imperiosa a revisão do WACC proposto, de forma que seja estabelecido valor consistente e coerente com o setor regulado e com a atividade desenvolvida, sendo que por todo o exposto, pode-se concluir que: **(i)** quando analisada a situação concreta e realizada uma projeção dos valores resta evidente que os critérios propostos na AP nº 41/2017 levam a resultados muito prejudiciais e injustos para a compensação pelo custo de capital investido em reforços e melhorias; **(ii)** o tratamento em voga não é compatível com a realidade, na medida em que os investidores dos empreendimentos antigos já foram capturados pelo sistema regulado e não podem optar por aceitar ou não a execução dos projetos que são obrigatórios, exceto por meio de questionamento judicial; e **(iii)** os valores propostos são incompatíveis com princípios jurídicos fundamentais, tais como a isonomia, a segurança jurídica e a moralidade administrativa.

### 3.2 Resultado dos Leilões

O Resultado do Leilão 5/2016, realizado em 24/04/2017, ofereceu deságio médio da ordem de 36,47%, conforme disponibilizado pela ANEEL em sua página na internet .

De acordo com declaração do Diretor da ANEEL, Tiago Correia, ao jornal Valor Econômico de 07/08/17, o sucesso do referido leilão pode ser explicado pelo aperfeiçoamento dos editais e melhoria na rentabilidade dos projetos, no qual o WACC médio dos lotes foi corrigido para patamar próximo a 10%.

Tal correção do WACC foi fator determinante para o sucesso dos leilões. Os deságios observados não são decorrentes de aceitação pelos investidores de taxas de retorno inferiores ao WACC próximo a 10%. Referidos deságios, se devem à otimização dos projetos, sinergias operacionais, possibilidade de antecipação da data de entrada em operação comercial dos empreendimentos e menor CAPEX.

É o que se passa expor a seguir:

#### 3.2.1 EDP<sup>19</sup>

Conforme teleconferência realizada pela EDP em 24/04/17 (*call* e apresentação encontram-se disponíveis em seu site na internet), os principais fatores que levaram a empresa a conceder deságios que variaram de 4,9% a 47,5% nos 4 lotes arrematados foram:

- A) O CAPEX contratado é cerca de 20% menor que o CAPEX proposto pela ANEEL;
- B) Foram considerados benefícios fiscais de Sudene e Pró-Emprego (benefício fiscal ligado ao ICMS);e
- C) Antecipação da data de entrada em operação dos investimentos que variam de 5 a 19 meses.

**A conjunção de todos estes fatores faz com que a TIR dos Acionistas Real dos projetos arrematados pela EDP se concentrem entre 12% e 14%.**

---

<sup>19</sup> <http://enbr.infoinvest.com.br/ptb/apresentacoes>

A EDP ainda acrescenta que o sucesso obtido também considerou excluir de suas análises lotes localizados na floresta Amazônica, lotes considerados de difícil obtenção de licença ambiental, que pudessem acrescentar problemas fundiários, entre outros.

### 3.2.2 ENERGISA<sup>20</sup>

Em teleconferência realizada em 25/04/2017, a Energisa, vencedora de 2 lotes, afirma que optou por lotes que trouxessem benefícios para as distribuidoras do grupo, como por exemplo: segurança do sistema, suprimento a áreas críticas, melhoria da qualidade e principalmente sinergias. Além disso, a Energisa divulgou que:

- a) Reduziu o CAPEX em torno de 15%;
- b) Transferiu o ônus de construção, quantitativos e preços ao EPECista contratado, indexando o contrato exclusivamente pelo IPCA;e
- c) Foram considerados benefícios fiscais da Sudam.

### 3.2.3 Equatorial Energia<sup>21</sup>

A Equatorial Energia, por ocasião da divulgação dos resultados do 1º trimestre de 2017, em maio/17, explicou que considerou a antecipação do prazo de entrada em operação em 12 meses e benefício fiscal da SUDAM.

### 3.2.4 TAESA<sup>22</sup>

Por meio de apresentação dos resultados relacionados ao 1º trimestre de 2017, a TAESA, vencedora de um único lote em sociedade com a ISA CTEEP, divulgou os pontos determinantes na definição das ofertas apresentadas:

- a) Otimização do projeto e conseqüente redução de CAPEX em 20% em relação ao CAPEX ANEEL;

---

<sup>20</sup> [http://investidores.grupoenergisa.com.br/conteudo\\_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=54188](http://investidores.grupoenergisa.com.br/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=54188)

<sup>21</sup> [http://www.equatorialenergia.com.br/conteudo\\_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=1983](http://www.equatorialenergia.com.br/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=1983)

<sup>22</sup> [http://ri.taesa.com.br/taesa2013/web/conteudo\\_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=45600](http://ri.taesa.com.br/taesa2013/web/conteudo_pt.asp?idioma=0&conta=28&tipo=45600)



- b) Assinados pré-contratos que preveem que os principais riscos de construção são do fornecedor e um robusto pacote de garantias;
- c) Possibilidade de antecipação da entrada em operação comercial, com bonificação ao EPCista; e
- d) Foram considerados benefícios fiscais da Sudene.

### 3.2.5 ISA CTEEP<sup>23</sup>

Por ocasião da divulgação dos resultados do 1º trimestre de 2017 e divulgação dos resultados do 2º trimestre de 2017 na APIMEC, a ISA CTEEP elencou suas principais vantagens competitivas como segue:

- a) Soluções otimizadas em inovação tecnológica;
- b) Realizações de estudos ambientais e fundiários com redução nos riscos dos projetos;
- c) Presença geográfica favorável, possibilitando sinergia com operação, administração, fiscalização e comissionamento das obras;
- d) Expertise em O&M de compensador síncrono;
- e) Antecipação da entrada em operação comercial de 6 a 12 meses para os lotes de São Paulo; e
- f) Redução no Capex média de 15%.

Como pode ser observado as empresas trabalharam fortemente para redução de custos dos projetos, aumentando o retorno dos mesmos.

### 3.2.6 Visão dos Analistas de Mercado

O BTG Pactual, em seu *reserach* publicado em 24/04/2017, destaca o aumento de competitividade frente ao leilão anterior.

- Sinergia: enfatiza que a Equatorial ganhou somente um lote, localizado no Pará, onde opera a Celpa. Faz o mesmo comentário quanto aos 2 lotes arrematados pela Energisa, em Mato Grosso (onde a companhia opera uma distribuidora) e outro em Goiás (destinado a reforçar o suprimento de energia no Mato Grosso do Sul – um outro estado onde a Energisa atua).

---

<sup>23</sup> <http://www.isacteep.com.br/ri/informacoes-financeiras/apresentacoes-e-teleconferencias>

- **CAPEX:** quanto a EDP, diz que há uma discrepância muito grande entre o CAPEX ANEEL e o CAPEX estimado pela empresa. Já quanto à TAESA, que ganhou um único lote em parceria com a ISA CTEEP, conclui que a taxa de retorno é da ordem de 10,5%, quando considerada a redução de CAPEX da ordem de 20%.

O BTG Pactual, ainda calculou as taxas de retorno para alguns lotes, como reproduzimos a seguir:

**Tabela 17: Cálculo das Taxas de Retorno - BTG Pactual**

Lote	Vencedor Certame	Taxa Interna de Retorno com CAPEX		Comentários BTG Pactual
		ANEEL	Vencedor	
1	TAESA/CTEEP	7,00%	10,50%	80% CAPEX ANEEL
3	ENERGISA	7,10%	10,50%	Alavancagem de 72,5% 90% de CAPEX ANEEL
7	EDP	5,60%	16,60%	R\$ 388 MM CAPEX Benefício SUDENE Antecipação 8 meses
11	EDP	19,10%	12,30%	R\$ 184 MM CAPEX Benefício SUDENE Antecipação 5 meses
18	EDP	1,90%	10,40%	R\$ 1,29 bn CAPEX Antecipação 12 meses
21	EDP/CELESC	6,20%	10,50%	R\$ 1,12 bn CAPEX Antecipação 12 meses
26	ENERGISA	7,50%	11,80%	90% de CAPEX ANEEL

### 3.2.7 Conclusão

Como se pode observar, os deságios concedidos não estão relacionados à redução dos retornos mínimos exigidos pelos participantes do certame.

Na verdade, houve um esforço extraordinário das empresas para reduzirem o CAPEX, buscar sinergias, melhorar a alavancagem, além de considerarem em seus fluxos de caixa, benefícios fiscais como SUDAM/SUDENE e a antecipações do prazo de entrada em operação comercial, tendo como consequência taxa interna de retorno, na grande maioria dos lotes, superior ao da ANEEL.

Mesmo diante deste cenário, no último leilão de transmissão realizado em abril de 2017, 4 (quatro) dos 35 (trinta e cinco) lotes licitados não foram arrematados, demonstrando que mesmo com a aplicação de metodologia superior de definição do WACC, quando comparada ao que se está propondo para as melhorias e reforços, ainda assim 11% dos lotes ofertados

não receberam lances. Isso confirma a conclusão de que os deságios praticados pelas empresas vencedoras ocorrem quando há possibilidade de ganhos por meio de sinergias com operações existentes, ou através da redução do CAPEX, comparando com a estimativa do regulador.

### 3.3 Aprimoramentos propostos à metodologia do cálculo do Ke regulatório

Nessa seção, discorreremos sobre as diferenças metodológicas no cálculo do custo médio ponderado de capital, considerando a NT 161/2017-SRM/ANEEL e a metodologia adotada nos leilões.

#### 3.3.1 Taxa Livre de Risco

Para a taxa livre de risco, a ANEEL sugere um método composto por três elementos, conforme sumariado a seguir:

- Sugere que se utilize, como base, a taxa dos títulos do tesouro estadunidense de 10 anos, denominados em dólar.
- A adaptação da taxa livre de risco para o mercado nacional é feita somando-se um prêmio de risco de país. Para o prêmio de risco país, a ANEEL sugere a utilização da taxa EMBI+, calculada pelo JP Morgan.
- A soma da taxa de juros dos Estados Unidos e de um prêmio de risco país é uma taxa nominal em dólares. A sua conversão em taxa real é feita extraindo-se a taxa de inflação dos EUA.

Para representar essas taxas no futuro, é utilizada a sua média histórica dos últimos 23 anos.

Essa abordagem traz uma série de inadequações e imprecisões, que desaconselham o seu uso.

A taxa de juros dos EUA é específica daquele país e decorre da política monetária que ele adota seguindo seus próprios interesses.

- Há alternativas brasileiras robustas que refletem o custo do dinheiro no tempo no país com maior pertinência que as taxas dos EUA.

O prêmio de risco país, o EMBI+, é obtido pela diferença dos rendimentos dos títulos soberanos que a República do Brasil emitiu no exterior e os correspondentes títulos dos EUA.

- O EMBI+ mede especificamente o risco de crédito em que os credores internacionais incorrem quando fazem empréstimos denominados em dólares ao Governo Federal.
- Em alguns estudos e análises o seu significado é extrapolado para representar, de forma imprecisa, outros riscos, como o de investir em empresas no Brasil, o risco de nova moratória cambial e o de expropriação política.
- Desde 1994, O EMBI+ oscilou entre os 1,36% e os 24,36%, com média de 5,31% e desvio padrão de 3,80%. Esta dispersão mostra que o EMBI+ tem elevada volatilidade, o que pode aumentar a instabilidade e a insegurança regulatória.



**Figura 30: Variação do EMBI+**

Fonte: IPEA

A premissa implícita no uso da taxa real de juros nos EUA é de que a taxa cambial real (BRL/USD) é constante, o que não é verdadeiro.

- A Figura 31 traz a variação da taxa cambial e a diferença entre as inflações do Brasil (IPCA) e dos EUA (CPI), desde 1995. Nota-se a forte oscilação do câmbio muito além da simples diferença de inflações.

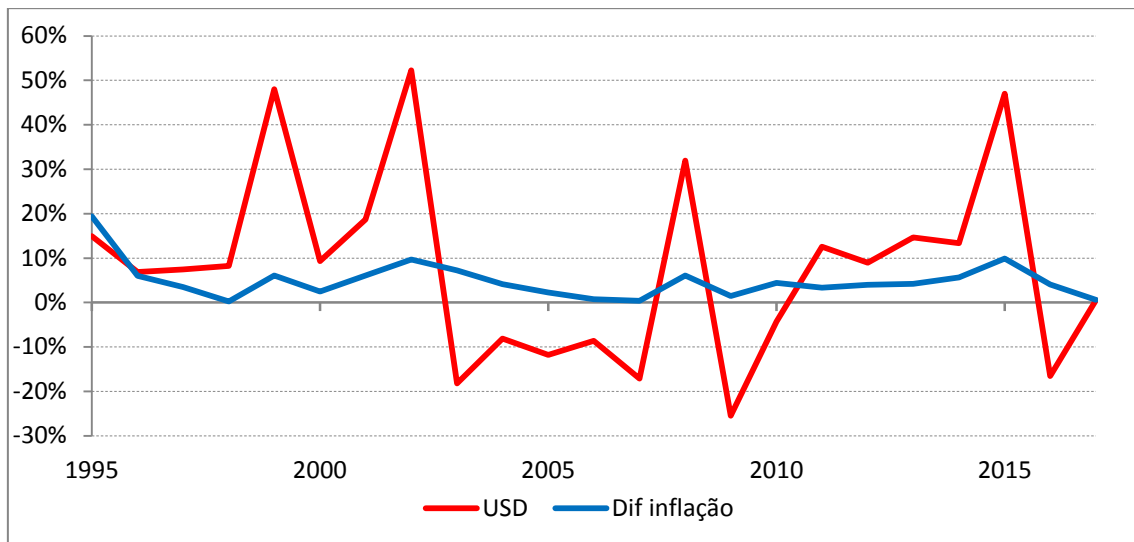


Figura 31: Variação da taxa cambial do dólar e Diferença entre inflações Brasil (IPCA) e EUA (CPI)

- A Figura 32 traz a taxa cambial real histórica, a preços de outubro de 2017, obtido pela aplicação da diferença entre ambas as inflações. Nota-se a instabilidade de do câmbio real.

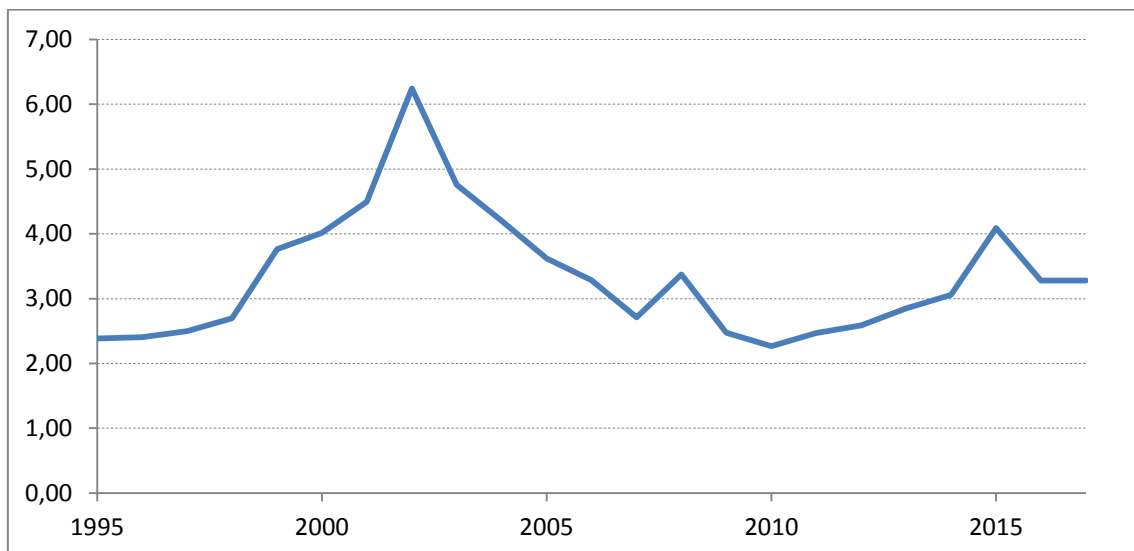


Figura 32: Taxa Cambial Histórica

Esses componentes refletem as situações econômicas do passado, tanto do Brasil como dos EUA, e pouca informação trazem sobre a situação econômica atual ou futura brasileira.

A Figura 33 traz a evolução histórica do sintético formado pela agregação de US Treasuries, EMBI+ e a inflações dos EUA (CPI), bem como da taxa da NTN-B.

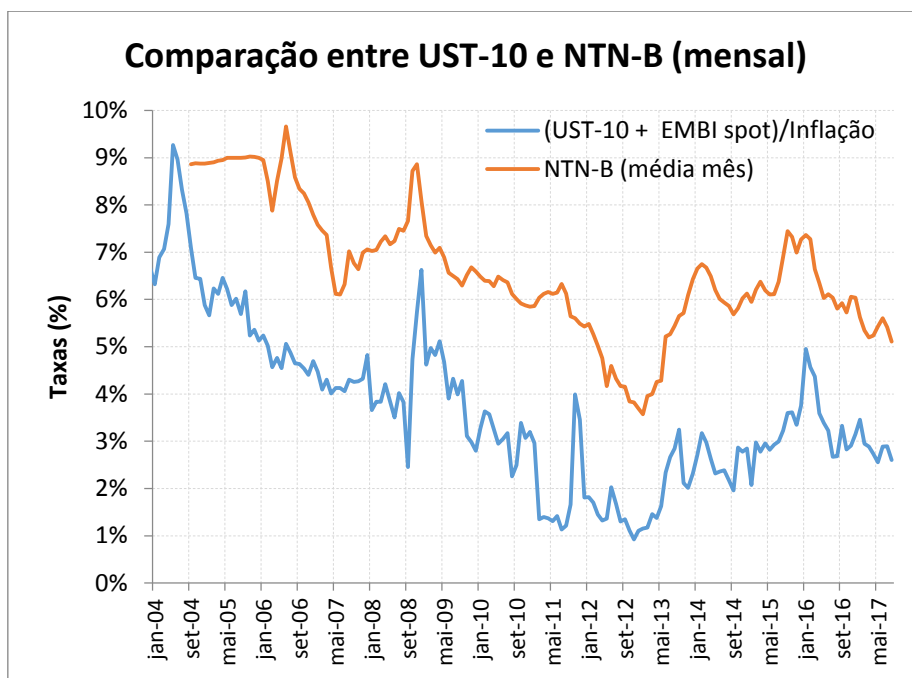


Figura 33: Comparação entre UST-10 e NTN-B (mensal)

- Nota-se que a NTN-B tem menor volatilidade.

O gráfico acima mostra que a NTN-B tem uma taxa substancial e consistentemente superior à do construto T Bond, EMBI+ e CPI.

- Essa diferença é relativamente estável, com média anual de 3,03%.
- A diferença reside no custo do risco cambial a que está exposto quem capta em T Bonds e investe em títulos de renda fixa no Brasil e pode ser comparada com o custo de mercado do swap cambial.
- A título de argumentação, se o hedge cambial fosse gratuito, haveria um influxo irresistível de capital estrangeiro que em pouco tempo arbitraria essas duas taxas.

Fica clara a necessidade de utilizar a NTN-B em lugar do construto T Bond, EMBI+ e CPI.

- Para um investidor estrangeiro, não utilizar a NTN-B equivale a ignorar a necessidade de remunerar o risco cambial a que o investidor está exposto.
- Para um investidor nacional, a NTN-B é a taxa pública real e de longo prazo que reflete o conceito de um ativo livre de risco.

A prática de composição de uma taxa sintética baseada em alguns de seus componentes é arriscada e pode trazer distorções, como ocorreu no caso em questão. O uso de uma taxa sintética, como sugerido pela ANEEL, é impreciso e desnecessário. Temos no Brasil uma taxa livre de risco, real, com boa liquidez, estável e que reflete o equilíbrio monetário de longo prazo no país.

A própria ANEEL já adotou, corretamente, metodologia mais robusta para o cálculo do custo de capital próprio utilizado nos leilões de transmissão, conforme disposto no PRORET 9.8.

Na nota técnica 212/2015 – SRM/ANEEL, de 20/09/2015, a ANEEL elenca diversos argumentos para a utilização da NTN-B como parâmetro para cálculo da taxa livre de risco, como reproduzimos:

*“45. A proposta é justificada pelas seguintes razões: (i) as NTN-B possuem maior valor emitido que os títulos públicos denominados em dólar, referência para o cálculo do risco país; (ii) desnecessidade de se estimar a inflação e o risco país com dados históricos; e (iii) facilidade na comparação por investidores nacionais da maior alternativa de investimento disponível, que é o mercado de títulos públicos nacionais.*

*46. Em relação a (i), segundo dados da Secretaria do Tesouro Nacional no Relatório da Dívida Pública Federal (junho/2016) existia cerca de R\$ 110 bilhões emitidos da dívida pública externa, referência para o cálculo do risco país, e R\$ 890 bilhões em NTN-B. Assim, a relevância das NTN-B do mercado brasileiro é expressa pela existência de um estoque sete vezes superior a toda a dívida mobiliária externa.*

*47. Além disso, idealmente, a referência de renda fixa é escolhida para ser utilizada como título com prazo compatível e com liquidez e estoques grandes de forma a diminuir a possibilidade de manipulação. Adotando-se esse critério, as NTN-B (indexadas ao IPCA) se mostram adequadas, uma vez que, em março de 2016, segundo relatório de dívida pública do Tesouro, elas, junto com as NTN-C (indexadas ao IGPM), foram negociadas em montantes próximos a R\$ 4,4 bilhões por dia no mercado secundário, ilustrando que, além da adequação temporal, sua movimentação é também expressiva e compatível com a liquidez desejada.*

*48. Já em relação a (ii), destaca-se que a metodologia vigente utiliza fluxo de caixa real em que os parâmetros estimados estão todos a preços de hoje. Dessa forma, faz-se necessária a utilização de uma inflação estimada, e não observada, para a obtenção dos parâmetros em termos reais e não nominais.*

*49. Por sua vez, ao se utilizar a NTN-B, que consiste em uma remuneração real prefixada, com um componente indexado à inflação tanto do principal como dos cupons, a taxa de juros real passa a ser uma variável observada no mercado de títulos públicos e não uma variável estimada com base em dados não observáveis, caso da inflação futura. Adicionalmente, com a utilização da NTN-B para*

*representar a taxa “livre de risco” do modelo, o componente de risco país já está implícito nos juros reais observados, não carecendo de estimação adicional para incorporação ao modelo, conforme realizado atualmente. Assim, busca-se minimizar as imprecisões na representatividade do modelo proposto a partir da simplificação da quantidade de parâmetros estimados a serem utilizados, contribuindo para a maior robustez da representação desejada.*

*50. Outra vantagem observada é que a NTN-B, pelas características de indexação à inflação, se tornou o referencial para importantes segmentos do mercado de capital, tais como fundos de pensão, que possuem passivos indexados à inflação e em sua maioria buscam ativos de alguma forma também indexados à inflação.”*

A ANEEL finaliza argumentando que essa metodologia com o uso da NTN-B não poderia ser utilizada nem na revisão das distribuidoras e tampouco na revisão da RAP estabelecida por autorizações, haja vista que na revisão da RAP dos leilões de transmissão a revisão afeta somente o capital de terceiros, como reproduzimos:

*“52. Por fim, ressalta-se que, embora seja desejada a padronização dos parâmetros utilizados pela Agência em seus modelos dos diversos setores regulados visando à manutenção da coerência regulatória há diferenças entre os processos de licitação e revisão. Nesse sentido, uma abordagem mais conjuntural na definição dos parâmetros do modelo CAPM para a licitação de transmissão é justificada além da (i) concentração dos investimentos da concessão em períodos mais próximos à outorga, também pela (ii) existência de revisão menos abrangente dos parâmetros de custo de capital, por meio dos mecanismos de revisão da RAP estabelecida em leilão, em comparação com a revisão da RAP estabelecida por autorizações ou com a revisão tarifária que ocorre no setor de distribuição.*

*53. Em relação à (ii), destaca-se que o instrumento de revisão tarifária existente para as concessionárias de distribuição afeta integralmente o retorno esperado para o capital próprio e para o capital de terceiros do negócio, diferentemente do caso de revisão da RAP estabelecida em leilão de transmissão, no qual a revisão afeta apenas o capital de terceiros.”*

Entendemos que as justificativas empregadas pela Agência não se sustentam justamente pelas afirmações por ela utilizadas, pois são contraditórias, como segue:

- a) A ANEEL justifica que os investimentos em leilões concentram-se mais próximos à outorga. O mesmo acontece com os investimentos em reforços e melhorias, os quais são concentrados nos primeiros meses do projeto e amortizados e remunerados ao longo da vida da concessão. Ou seja, a estrutura de fluxo caixa dos projetos de reforços e melhorias é muito similar à de empreendimentos licitados. Mais que isso, os prazos estabelecidos pela ANEEL para entrada em operação de reforços e melhorias (vide metodologia vigente do JOA que considera prazo de 15 meses para subestações



e 21 meses para linhas de transmissão) são inferiores aos prazos para entrada em operação dos empreendimentos licitados (prazos que chegam até 60 meses). Ou seja, no caso dos reforços e melhorias, os investimentos são ainda mais concentrados no período inicial.

- b) O argumento de que a abordagem conjuntural é mais adequada quando há revisão com menor abrangência é invertido. Nos casos nos quais não há revisão, a abordagem deve ser estrutural; nos casos onde há revisão, a abordagem pode refletir as condições do período para o qual a taxa é válida.
- c) No leilão o WACC é estável e a base de remuneração é blindada, portanto menor risco; Nos reforços e melhorias o WACC, a base de remuneração e outros parâmetros são revisados a cada ciclo tarifário, sujeitos ao não reconhecimento integral dos investimentos realizados, portanto maior risco.

De outro lado, seria possível utilizar outros títulos públicos, como a NTN-F, mas então seria necessário descontar uma inflação brasileira projetada para o mesmo prazo, o que inseriria desnecessariamente um fator de imprecisão.

Recapitulando os argumentos da ANEEL, temos que:

- A NTN-B tem maior volume, liquidez e representatividade que um sintético composto do TBond, do EMBI+ e da inflação dos EUA.
- Não há necessidade de estimar inflação e risco país, o que elimina uma fonte de imprecisão na estimativa do custo de capital. Esta imprecisão, decorrente da volatilidade das variáveis, ficou demonstrada nos dados apresentados.
- A taxa das NTN-B é um preço de mercado diretamente observável e não um mero construto, o que a torna mais confiável.
- A NTN-B é um importante e robusto referencial de mercado para operações indexadas ao IPCA, mesmo índice utilizado nas concessões de transmissão.

A estes, acrescentamos que:

- A diferença entre a NTN-B e o construto T Bond, EMBI+ e CPI é substancial e consistente no tempo, não podendo ser ignorada.

**Tabela 18: Diferença entre a NTN-B e (UST BOND 10+Risco País)/Inflação**

ANO	NTN-B	Média Histórica	
		UST BOND 10 + Risco País	Inflação
2004	8,87%	6,47%	2,41%
2005	8,98%	5,88%	3,10%
2006	8,55%	4,86%	3,69%
2007	6,84%	4,18%	2,66%
2008	7,61%	4,06%	3,55%
2009	6,75%	4,11%	2,65%
2010	6,21%	3,24%	2,98%
2011	5,92%	2,69%	3,23%
2012	4,44%	1,48%	2,96%
2013	4,99%	2,05%	2,94%
2014	6,18%	2,60%	3,59%
2015	6,60%	3,09%	3,51%
2016	6,28%	3,54%	2,74%
2017(*)	5,27%	2,87%	2,40%

(\*)2017 dados atualizados até 25/10

- Essa diferença remunera o risco cambial e é equivalente ao custo do swap de um investidor estadunidense que invista em renda fixa no Brasil.

Como a NTN-B reflete o ativo livre de risco que melhor representa o piso de retorno que os investidores estão dispostos a aceitar para investir em uma taxa real no Brasil. A NTN-B é a mais justa e confiável estimativa de taxa livre de risco no Brasil.

Sendo assim, considerando que as NTN-B possuem maior valor emitido que os títulos públicos denominados em dólar, referência para o cálculo do risco país e que a utilização da referida taxa torna desnecessária a estimativa de risco país e risco cambial, sugerimos a utilização das NTN-B, como forma de simplificar e tornar completo o processo de definição da taxa livre de risco.

A aplicação da NTN-B para definição do WACC dos reforços e melhorias não seria uma inovação e sim a manutenção da consistência com metodologia para definição do WACC.

Considerando que existe no Brasil um título que pode substituir a somatória da taxa livre de risco (Títulos do Tesouro Americano de 10 anos) e do prêmio de risco país (EMBI +), e ainda pode eliminar distorções provenientes da conversão das taxas, nossa sugestão é a substituição dessa cesta de indicadores pela NTN-B.

No que diz respeito à janela de tempo para cálculo a ISA CTEEP propõe que seja utilizada a média, para cada dia de uma janela de 5 anos (2013 a 2017), das taxas de juros da NTN-B de todas as séries de taxas com vencimento superior a 5 anos do Título Público brasileiro indexado ao IPCA, igual a 5,89%.

**Pedido 17.** Propõe-se que o conjunto “títulos do tesouro americano + risco país – inflação americana”, seja substituído pela média diária dos últimos 5 anos das NTN-B, de todas as séries com vencimentos superior a 5 anos, que representa para o período de 2013 a 2017, igual a **5,89%**.

### 3.3.1.1 Premio de Risco País

Em nosso pedido principal, solicitamos que a taxa livre de risco do CAPM seja calculada por meio de títulos nacionais, NTN-Bs, no lugar de *bonds* do tesouro americano somados ao prêmio de risco país. Essa abordagem é aquela que consideramos conceitualmente adequada para lidar com o problema das transmissoras brasileiras, e defendemos como a melhor opção a ser utilizada para esse caso. Contudo, caso a ANEEL não concorde com a substituição, devemos deixar registradas nossas considerações acerca do Prêmio de Risco país.

Nessa seção, portanto, abordamos subsidiariamente questões relativas ao Prêmio de Risco País, já que esse parâmetro seria ignorado na abordagem que consideramos conceitualmente adequada (utilização da NTN-B como taxa livre de risco).

Em um primeiro momento, devemos destacar erros materiais constantes na aba “Risco País”, do arquivo “Base de dados WACC.xlsm”, disponibilizado na AP 041/2017. Os indicadores de média e mediana foram calculados com base nos dados constantes nas colunas A e B. Entretanto, faltam dados nas referidas colunas, como por exemplo os dados do dia 30/04/1999, todo o período compreendido entre 03/05/1999 e 22/06/1999, dia 13/08/1999, além de outros.

Também comparamos os valores da coluna B, com os obtidos no site do IPEA<sup>24</sup> e encontramos divergências, como por exemplo, no dia 05/08/1999, que pelo site do IPEA corresponde a 1145

---

<sup>24</sup> <http://www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=40940&module=M>

e na célula B4517 consta o valor de 1143, para esta mesma data. Estes são exemplos, existem outros, portanto sugerimos que se revise toda a base de dados do risco país constantes das colunas A e B.

No que se tange o cálculo do prêmio de risco de mercado, o que chama a atenção é que este é o único cálculo efetuado com base na mediana de uma série. Todos os outros itens que compõem o CAPM são estimados com base na média.

Para garantir a consistência metodológica, é necessário que a série do EMBI+ seja agregada de acordo com a mesma regra utilizada para as outras séries, em especial a taxa livre de risco, a qual é somada com o valor do EMBI+. Assim, não é coerente agregar os dados da taxa livre de risco pelo valor médio, e do risco-país pela mediana. Ambas as séries compõem distribuições assimétricas à esquerda, e por isso o uso da média é mais adequado para representar a série.

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

Além disso, destaca-se que a utilização de todas as informações da amostra é relevante para esse problema, visto que a função do EMBI nessa equação é refletir o risco de *default* associado ao país. Quando há um problema estrutural que provoca um pico no índice do Risco-País, há simultaneamente um aumento das taxas de crédito no mercado. Portanto, para refletir corretamente o custo do capital próprio do período, é necessário que se use todas as informações da amostra de dados, sem a exclusão de valor algum.

Por estes motivos e visando manter a consistência com as demais variáveis que compõem o CAPM, sugerimos que este indicador seja calculado utilizando-se a média do período de 1995 a 2017.

A média do prêmio de risco de mercado para o período de 1995 a 2017 é de 5,12%.

**Pedido Subsidiário 17.a** A ISA CTEEP requer que, subsidiariamente, se o prêmio de risco país for utilizado, o indicador seja agregado por meio de sua média amostral, guardando coerência com o critério de agregação da taxa livre de risco. Solicita-se que se utilizem todos os dados da amostra do período analisado, sem exclusão de valores. A média do Risco-país entre 1995 e 2017 é de **5,12%**.

### 3.3.2 Prêmio pelo risco de mercado

Na NT 161/2017, o Prêmio de Risco de Mercado é calculado por meio da diferença entre uma Taxa Livre de Risco e um índice que reflita o retorno médio do mercado. Para o primeiro, utiliza-se o Título de 10 anos do Tesouro Americano, e para o segundo, o Índice Standard & Poor's 500 (S&P 500), com reinvestimento de dividendos. Utilizam-se dados de 29 anos para ambas as séries.

Essa metodologia é diferente daquela adotada no Submódulo 9.8 do PRORET<sup>25</sup>, no qual se determina um valor fixo para o prêmio de risco de mercado de 7,56% a.a., na data base de 30/09/2014. Desse modo, entende-se que se o valor é fixo e que não serão realizadas atualizações conjunturais é porque os valores são estáveis ao longo do tempo.

De acordo com a própria ANEEL, o prêmio de risco de mercado representa o adicional que o investidor espera receber além da taxa livre de risco para investir em determinado negócio. É nesse sentido que se faz necessário reforçar o entendimento de que um parâmetro global não deve variar entre setores, de forma que tanto novos quanto antigos concessionários devem receber o mesmo valor de prêmio de risco de mercado e que uma eventual estabilidade do setor é igual tanto para um quanto para outro.

Desta forma, se a própria ANEEL admite que há estabilidade na definição do prêmio pelo risco de mercado, é evidente a necessidade de tratamento isonômico entre ISA CTEEP e os novos entrantes para aplicação do prêmio de risco de mercado da ordem de 7,56%.

Vale destacar que o citado valor consta do PRORET 9.1 (vigência 10/06/2013 a 30/06/2018), no qual foi definido o WACC de 6,64% e no PRORET 2.4 (vigência 05/02/2015 a 31/12/2017) que

---

<sup>25</sup> Metodologia de cálculo de preço teto da RAP dos leilões de concessão de energia elétrica

estabelece o WACC das distribuidoras. Portanto, é incoerente e desarrazoada a aplicação de taxa diversa daquela definida, haja vista a estabilidade no retorno adicional esperado e ao fato da ANEEL não fornecer justificativas para manter inalterado o PRM dos leilões e atualizar o mesmo parâmetro para as distribuidoras e reforços e melhorias.

Ademais, em sendo o prêmio pelo risco de mercado um parâmetro global, que não varia de acordo com os setores, não faz sentido aplicar metodologia diversa entre o definido para os leilões e o constante da NT 161/2017.

Isso ocorre porque, além de não haver qualquer fundamento técnico e nem regulatório para tanto, tal diferenciação não pode ser aplicada sob o argumento de discricionariedade técnica da Agência, pois não há qualquer critério presente que permita a adoção de tratamento diferenciado entre agentes do mesmo setor, violando de forma patente o princípio da isonomia.

Como já mencionado no item 3.1, o tratamento discriminatório entre agentes não é vedado à ANEEL. No entanto, essa discriminação não pode ser pautada em critério de conveniência e oportunidade, mas sim na demonstração cabal de que, de fato, existem distinções que autorizam o tratamento diverso entre as situações.

A respeito da impossibilidade de tratamento desigual para situações semelhantes, é o parecer emitido pelo Prof. Marçal Justen Filho (Anexo VI)

*114. No caso concreto, a ANEEL apresentou fórmula dotada de complexidade significativa, que refletiu escolhas destinadas a assegurar um resultado preordenado – tal como claramente reconhecido pela própria Agência.*

*115. A ANEEL deliberou cabível promover o tratamento diferenciado do custo de capital regulatório relativamente a novos e a antigos empreendimentos.*

*116. Segundo entendimento transmitido ao TCU, a ANEEL deliberou que a remuneração para o capital investido em novas linhas de transmissão deveria ser mais elevada do que a assegurada aos antigos concessionários.*

(...)

*119 Ocorre que a adoção de tratamento diferenciado para as duas hipóteses envolve o princípio da isonomia. E a diferenciação adotada é incompatível com o princípio da Isonomia.*

*120. O art. 5º da CF/88 determina, no seu caput que “Todos são iguais perante a lei, sem distinção de qualquer natureza, ...”. Essa determinação constitucional significa*

*que, no direito brasileiro, a isonomia é consagrada não apenas como princípio, mas também como uma regra.*

(...)

*123. No desempenho de sua atividade regulatória, a autoridade estatal está jungida à observância da isonomia. Isso significa a invalidade de tratamentos diferenciados violadores do postulado da igualdade de todos perante o Estado.*

*124. A imposição constitucional da isonomia não significa a vedação a tratamento diferenciado entre sujeitos e situações. É costumeiro afirmar que a igualdade significa tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na medida em que se igualem ou em que se desigualem.*

Disso se extrai que, em que pese a possibilidade aplicação de tratamento diferenciado, esse deve estar necessariamente pautado em uma atuação de tratamento de desiguais, sendo vedada a atividade regulatória discriminatória entre agentes que são submetidos as mesmas situações e padrões.

Por isso, é medida que se impõe tanto do ponto de vista técnico-regulatório quanto em razão dos princípios jurídicos aplicáveis, a adoção na metodologia proposta dos mesmos parâmetros adotados quando do leilão de transmissão. Ou seja, por se tratar de padrão global que não se altera para os diversos segmentos, necessário que se mantenha o percentual de 7,56% como prêmio de risco de mercado, sem atualizações conjunturais.

**Pedido 18.** Propõe-se que o prêmio do risco de mercado seja mantido no valor de **7,56%**, conforme definido como parâmetro fixo pelo regulador no Submódulo 9.8 do PRORET. Entende-se que, por ser fixo, reflete uma taxa estável, não sujeita a alterações conjunturais.

### **3.3.3 Beta: utilização de amostra local**

Na Equação de determinação do CAPM, a variável *beta* mede a sensibilidade do retorno da ação sob análise em relação ao prêmio de risco do mercado. Isto é, essa variável mensura a parte não diversificada do risco associada ao ativo analisado. Matematicamente, trata-se do coeficiente angular da equação de regressão que relaciona o retorno esperado do mercado com o retorno esperado do ativo. Por se tratar de uma regressão linear, resolvida por meio da minimização do quadrado dos resíduos, é fácil demonstrar que o cálculo do *beta* pode ser efetuado através da Equação 34, onde  $\rho$  é o coeficiente de correlação entre o retorno da

carteira de mercado e o retorno do ativo,  $\sigma_y$  é o desvio padrão dos retornos do ativo analisado e  $\sigma_x$  é o desvio padrão dos retornos da carteira de mercado.

$$\beta = \rho \cdot \frac{\sigma_y}{\sigma_x}$$

Equação 34

No caso do WACC regulatório, a variável *beta* deve mensurar a sensibilidade dos ativos do setor regulado em questão em relação ao mercado. Portanto, para que o WACC reflita de fato o risco e o custo das empresas, o *beta* deve conter informações representativas das empresas reguladas. Sendo assim, o cálculo da variável com informações locais é mais pertinente que o apresentado na NT 161/2017-SRM/ANEEL, que mostra o risco de empresas do setor elétrico americano que possuem pelo menos 50% dos seus ativos destinados à transmissão e distribuição. No parágrafo 22 da referida NT, a ANEEL concorda que o cálculo do custo de capital com informações do mercado local é interessante, uma vez que considera especificidades locais. Entretanto, o regulador discorre sobre a dificuldade em adotar-se essa abordagem, como segue:

*“22. Na aplicação da metodologia, a solução encontrada foi utilizar estimativas de outros países e adaptá-la a riscos específicos locais. Estimar um CAPM baseado em parâmetros locais como forma de adaptá-lo à realidade brasileira seria interessante no sentido de se considerar as especificidades locais, no entanto há uma série de dificuldades com essa abordagem como: (i) do problema da autorreferenciação da modelagem, em que a taxa de retorno regulatória dos investimentos é simultaneamente um dado de entrada na avaliação da empresa, mas a avaliação da empresa torna-se um dado de entrada da taxa de retorno regulatória, (ii) de insuficiência de qualidade e quantidade adequada de informações, especialmente às relacionadas às empresas de transmissão de energia elétrica; (iii) os mercados de capitais locais não tão amadurecidos quanto referenciais internacionais, havendo uma concentração de setores listados muito acima de sua relevância para economia real; (iv) as séries de tempo não são suficientemente extensas; e (v) existem fatos que desafiam a teoria de risco e retorno, como por exemplo a existência de longos períodos com prêmio de risco de mercado negativo apresentados pelo mercado local. Ponderando eventuais vantagens com riscos decidiu-se pela manutenção da referência a um mercado externo em que tais problemas são minimizados, como no caso do mercado norte-americano, com ajustes a riscos locais (risco-país considerado).”*

A utilização de informações locais aproxima muito mais o cálculo do *beta* à realidade enfrentada pelas empresas reguladas, de modo que os benefícios decorrentes do seu uso superam as possíveis dificuldades da sua aplicação. Ainda assim, os argumentos apresentados na NT 161/2017-SRM/ANEEL, podem ser endereçados. Cita-se (i) o problema de



autorreferenciação da modelagem. Esse argumento, entretanto, não foi demonstrado matematicamente, e tampouco é verdadeiro do ponto de vista da modelagem: o *beta* tem a função de medir a sensibilidade do risco do ativo em comparação com o mercado. Essa é uma variável de entrada no cálculo do WACC e é calculada com base em dados históricos. Ora, é claro que uma alteração no WACC regulatório na data *T* não pode alterar as séries históricas anteriores a *T*.

O item (ii) cita a insuficiência de qualidade e quantidade de informações disponíveis, especialmente relacionadas às transmissoras de energia brasileiras. De fato, há uma quantidade reduzida de empresas de energia elétrica com ações listadas em bolsa, no Brasil. Entretanto, esse argumento não é suficiente para substituir a amostra local por uma amostra estrangeira, sob o único pretexto de que a segunda é maior. Ambas as amostras continuam se referindo a mercados com dinâmicas bastante distintas, tanto do ponto de vista regulatório, quanto do ponto de vista mercadológico. É importante ressaltar que a amostra brasileira, mesmo menor que a americana, contem empresas efetivamente comparáveis às empresas afetadas pelo WACC em discussão. O mesmo não se pode dizer da amostra americana. Ou seja, o uso de uma amostra menor, porém com empresas comparáveis e portanto mais precisa, é a metodologia mais adequada.

Ressalta-se ainda uma diferença fundamental entre as empresas brasileiras e a amostra de empresas americanas utilizada na NT 161/SRM-ANEEL: a diferença entre as regulações às quais ambos os grupos estão submetidos. Enquanto as transmissoras brasileiras são submetidas a um esquema de regulação do tipo *Price Cap*, com definição de receitas *ex-ante*, a regulação americana adere o regime *Cost-recovery*, com definição de receita *ex-post* (ver, por exemplo, em Bogetoft e Otto (2010); Llorca *et al.* (2016)). O modelo de regulação de reposição de custos tem uma dinâmica muito diferente para os investidores, uma vez que os custos ocorridos são repostos, apenas com eventuais glosas resultantes de auditorias posteriores à sua realização. São, portanto, dois mercados diferentes, que não podem ser comparados. Em que pese a similaridade da atividade-fim das empresas dos dois grupos, a dinâmica mercadológica e regulatória é muito distinta, o que torna os negócios gerencialmente diferentes.

Ainda sobre os argumentos citados na NT 161/2017-SRM/ANEEL para a não utilização da amostra local de empresas, argumenta-se sobre (iii) a baixa maturidade dos mercados de

capitais locais e (iv) séries de tempo não são suficientemente extensas. Conforme já mencionado, entende-se que a amostra local, mesmo menor, é mais representativa do risco das empresas reguladas do que da amostra americana. Quanto à extensão da série, entende-se que o período de cinco anos de dados diários é suficiente para a estimação de coeficientes de estimação da regressão entre o risco de mercado e o risco dos ativos.

Por fim, na NT 161/2017-SRM/ANEEL argumenta-se que há períodos nos quais o retorno dos ativos analisados é negativo em comparação ao risco de mercado. Esse aspecto, entendemos, não é prejudicial à análise do parâmetro *beta*. Conforme mencionado, essa variável é o coeficiente angular da regressão entre o ativo analisado e o risco de mercado. O fato de haver observações negativas não invalida o coeficiente, tem a ver apenas com o Domínio da função da regressão estimada. Isso não viola a teoria econométrica, tampouco invalida o coeficiente estimado. Pelo contrário, é desejável e aumenta a precisão e confiabilidade do cálculo.

Sendo assim, entendemos ser adequada a estimação do parâmetro *beta* a partir de uma amostra de empresas locais, que seja representativa das empresas sob revisão tarifária.

Diante de tudo o que foi até aqui exposto, calculamos o coeficiente *beta* das empresas sob revisão, com ações listadas em bolsa: CEMIG, ISA CTEEP, COPEL e ELETROBRÁS, comparando com os resultados do IBOVESPA. Foram excluídas da amostra a CELG e CEEE, porque apesar de terem ações listadas em bolsa, são ações sem liquidez de negociação. Para o cálculo do *beta* alavancado, aplicamos a Equação 34, considerando dados das cotações em bolsa<sup>26</sup> entre 01/01/2013 e 31/12/2016.

Para desalavancar o *beta*, consideramos a estrutura de capital conforme valores de mercado: para o percentual de capital de terceiros, utilizou-se o custo líquido da dívida, conforme Equação 35.

$$D = \text{Dívida Líquida} = (\text{Dívida Total}) - (\text{Caixas e equivalentes}) \quad \text{Equação 35}$$

Para o capital próprio, utilizou-se o valor de mercado da empresa, conforme Equação 36.

---

<sup>26</sup> Fonte: Economática ([www.economatica.com](http://www.economatica.com))

$$E = \text{Valor de mercado do capital} = (n^{\circ} \text{ de ações}) \cdot (\text{valor da ação}) \quad \text{Equação 36}$$

Tanto para o cálculo do capital próprio, quanto para o capital de terceiros, foram utilizadas informações referentes aos demonstrativos trimestrais das empresas<sup>27</sup>. Calculou-se a relação  $D/(D + E)$  para cada trimestre entre 01/01/2013 e 31/12/2016, consolidando-se o indicador pela média das observações. Os resultados são mostrados na Tabela 19.

**Tabela 19: Beta alavancado e desalavancado das transmissoras sob revisão tarifária**

Empresa	Beta Alavancado	Capital de Terceiros	Capital Próprio	T (Tributos sobre a Renda)	Beta Desalavancado
CEMIG	1,064	41%	59,00%	34%	0,730
ISA CTEEP	0,473	10%	90,05%	34%	0,441
COPEL	1,025	37%	63,42%	34%	0,742
Eletrobrás	1,214	75%	25,32%	34%	0,412
<b>Média</b>	<b>0,944</b>				<b>0,581</b>

Para fins de comparação, mostram-se os *betas* calculados pelo autor e professor indiano Aswath Damodaran, os quais estão disponíveis para consulta em seu endereço na internet<sup>28</sup>. Damodaran calcula *betas* para diversos setores, entre eles o denominado “Power”.

**Tabela 20: Betas do setor de energia calculados por Damodaran**

Descrição	Qtd Empresas Pesquisadas	Beta Alavancado	Beta Desalavancado
Mercado Emergente	370	0,8129	0,4631
Mercado Global	569	0,8086	0,4392
<b>Total EUA</b>	<b>68</b>	<b>0,544</b>	<b>0,3291</b>

O *beta* desalavancado médio calculado para as empresas sob revisão tarifária foi de **0,581**, mais próximo àquele calculado por Damodaran para o setor elétrico de mercados emergentes. Ressalta-se que o *beta* para o mercado elétrico americano, de **0,329**, é bastante próximo ao calculado na NT 161/2017-SRM/ANEEL. É, portanto, evidente a diferença dos dois mercados comparados. Mesmo Damodaran já aponta diferença entre o mercado americano e mercados emergentes. Os dados mostram que as empresas brasileiras têm comportamento mais

<sup>27</sup> Fonte: Bloomberg (www.bloomberg.com.br)

<sup>28</sup> <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>

próximo aos mercados emergentes. A média brasileira ainda incorpora peculiaridades do mercado local. Na amostra de empresas americanas utilizadas na NT 161/2017-SRM/ANEEL (Tabela 2), 12 das 13 empresas listadas têm *betas* desalavancados superiores aos das empresas brasileiras. É, evidente, portanto, que ambos os grupos de empresas têm médias distintas.

Destaca-se, ainda, a necessidade de se observar o mercado sob análise para o cálculo do *beta*. Assim como transmissoras brasileiras estão sujeitas a um mercado com regras e dinâmicas que as tornam incomparáveis com as empresas americanas, há que se destacar a diferença entre as empresas sob revisão (“existentes”) e as empresas “licitadas”. Além de uma diferença bastante grande na regulação de ambos os grupos, há a diferença na capacidade de captação de recursos das empresas. As empresas existentes estão sujeitas a um risco maior, já que têm uma parcela maior de sua receita sujeita à revisão tarifária. Por isso, as empresas licitadas não podem entrar na amostra.

**Pedido 19.** Requer-se que seja calculado um beta com dados de empresas nacionais do setor de energia sob revisão tarifária, resultando em um beta desalavancado da ordem de **0,581**.

### 3.3.3.1 Beta: metodologia do leilão de transmissão

Como mencionado no item 3.3.6, a consideração de amostras locais seria o modelo que melhor refletiria a sensibilidade dos ativos de transmissão pela variação de mercado.

No entanto, caso não seja esse o posicionamento da ANEEL, subsidiariamente deve ser adotada metodologia alternativa que equalize a situação adotada para os leilões com as concessionárias afetadas pela revisão.

Pois bem. Como exposto, no item 3.3.6 a NT 161/2017, sugere que o beta para as empresas afetadas pela revisão tarifária seja calculado com base no beta de 13 empresas americanas que compõe o *Edson Electric Institute* – EEI, e que possuíssem ao menos 50% de seus ativos destinados aos segmentos de distribuição ou transmissão (representa 0,3035 -desalavancado).

Em que pese haver revisão dos parâmetros para cálculo do beta nos setores de distribuição e transmissão, verifica-se que para o cálculo da RAP teto das transmissoras licitadas (Proret 9.8 – Beta fixo de 0,4316) esse percentual de beta se mantém estável, sem qualquer revisão, mesmo

durante os ciclos de revisão tarifária, o que sinaliza que a ANEEL considera que a sensibilidade do ativo em relação ao mercado é estável.

Por outro lado, e como já mencionado, para empresas afetadas pela revisão tarifária a ANEEL sugere a adoção de um valor de beta de 0,3035. Essa diferença entre o beta proposto pela NT 161/2017 e o adotado quando da realização dos leilões de transmissão só se faria possível caso houvesse uma justificativa técnica para tanto.

Analisando-se os dados calculados por Damodaran<sup>29</sup> para o segmento denominado “Power” para os EUA verifica-se que o beta desalavancado está muito próximo ao beta sugerido pela ANEEL nesta audiência pública. Conforme demonstrado nesta contribuição não é adequado utilizar uma amostra americana.

Entretanto, analisando-se o beta desalavancado do mercado emergente, no qual situam-se as empresas brasileiras, percebe-se que esse é muito mais próximo do utilizado para os leilões (0,4316). Apenas a observação desses dados já permite afirmar que o beta americano não pode ser aplicado às empresas brasileiras, já que a amostra de referidas empresas não reflete o mercado nacional.

**Tabela 21: Betas do setor de energia calculados por Damodaran**

Descrição	Qtd Empresas Pesquisadas	Beta Alavancado	Beta Desalavancado
Mercado Emergente	370	0,8129	0,4631
Mercado Global	569	0,8086	0,4392
Total EUA	68	0,544	0,3291

Ademais, cabe pontuar que em sendo o Beta uma variável que envolve riscos e, em sendo os riscos associados às chamadas “transmissoras existentes” maiores que os riscos associados às transmissoras licitadas, haja vista, que estas possuem em seu parque instalado, ativos antigos e muitas vezes totalmente depreciados, não se demonstra razoável que se considere maior beta para empresas que experimentem menores riscos.

<sup>29</sup> <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar>. Consulta realizada em 15/11/2017

Assim, o que se observa é que não subsistem razões técnicas, e muito menos empíricas, para a aplicação de betas diferenciados entre o considerado no leilão e o que se pretende impor por meio da NT 161/2017. A uma porque o beta proposto, quando utiliza-se de amostra internacional, sequer se aproxima do que refletiria o mercado nacional. A duas porque os riscos experimentados por empresas existentes são maiores do que os experimentados por empresas licitadas.

Cabe pontuar uma vez mais a necessidade da observância do princípio da isonomia. Tendo em vista que o risco das concessionárias existentes é superior ao das licitadas, principalmente por questões regulatórias, não faz sentido impor as empresas com maior risco um beta inferior. Esse posicionamento configura-se em um tratamento discriminatório.

A adoção de tratamento em sentido contrário ao princípio da isonomia resulta necessariamente em decisão desacoplada do mandamento constitucional. Sendo assim, imperiosa se faz a adoção dos mesmos betas fixos, tanto para o leilão quanto para as empresas afetadas pela revisão tarifária.

A respeito da impossibilidade de tratamento desigual para situações semelhantes, cabe mais uma vez citar os ensinamentos do Prof. Marçal Justen Filho (Anexo VI)

*123. No desempenho de sua atividade regulatória, a autoridade estatal está jungida à observância da isonomia. Isso significa a invalidade de tratamentos diferenciados violadores do postulado da igualdade de todos perante o Estado.*

*124. A imposição constitucional da isonomia não significa a vedação a tratamento diferenciado entre sujeitos e situações. É costumeiro afirmar que a igualdade significa tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na medida em que se igualem ou em que se desigualem.*

**Pedido Subsidiário 19.a** Subsidiariamente requer-se que, caso a agência reguladora não adote o Pedido 19, adote-se para definição do beta os mesmos parâmetros utilizados no leilão de transmissão. Ou seja, não é aceitável que as empresas existentes sujeitas a maior risco tenham um beta inferior ao utilizado para o leilão (0,4316).

### 3.4 Estrutura de capital

É de conhecimento dessa Agência que por estrutura de capital entende-se a composição entre capital de terceiros e capital próprio. Referida composição, por ser parte integrante do cálculo que define o custo médio ponderado de capital, interfere diretamente na definição desse.

Em que pese a relevância envolvida na definição dessa estrutura, a ANEEL, por meio da NT 161/2017 mantém, com algumas alterações, a metodologia utilizada nas últimas revisões. Desconsidera, no entanto, que no mesmo setor (para empresas licitadas) é utilizada metodologia mais robusta e mais coerente com a realidade das empresas.

A diferença dessas metodologias inicia-se com a utilização de dados e amostras totalmente diversas para a definição da estrutura de capital. Enquanto para a NT 161/2017 o método consiste na utilização de dados contábeis de amostra com 48 empresas das quais 47 são licitadas, para os leilões o método advém da fixação de um fluxo de caixa descontado que calcula a estrutura de capital com base em estruturas de capitais anuais, transformadas em uma estrutura única equivalente. Vale lembrar que o tempo médio de operação comercial das 47 empresas licitadas é de 7 anos e que nesse período, essas ainda estão fortemente alavancadas.

Essa alteração de critério e aplicação em formas de cálculo muito diversas leva a clara distorção para a definição da estrutura de capital, o que resulta em estruturas descoladas da realidade.

Isso implica que para a NT 161/2017 o capital próprio corresponde ao percentual de 55,67%, enquanto o capital de terceiros seria de 44,33%. Em total contrassenso ao quanto proposto por meio da mencionada NT, para os leilões de transmissão (veja-se leilão de 2016) a proporção média foi de 81,4% para capital próprio e 18,6% para capital de terceiros.

A maior proporção do custo de capital próprio, em verdade, melhor reflete a realidade das empresas existentes. Isso se dá porque em que pese a carteira das empresas existentes consistir em diversos projetos de reforços e melhorias, nem todos esses projetos servem de lastro para alavancagem, o que necessariamente implica em maior utilização de capital próprio.

Um exemplo da impossibilidade de alavancagem é financiamento de melhorias por meio de debentures de infraestrutura. De acordo com a Portaria MME nº 364/2017, os projetos de melhorias não são enquadráveis como financiáveis já que não possuem Resolução Autorizativa da ANEEL.

A despeito de considerarmos a utilização da estrutura de capital aplicada aos leilões de transmissão, cabe ressaltar que eventual alavancagem de um projeto de investimento na empresa existente tem características muito diferentes, se comparadas a alavancagem em uma SPE, a saber:

- a) Prazo – quando um projeto é alavancado numa SPE, o credor aceita amortizações customizadas;
- b) Custo: quando uma empresa deseja financiar reforços e melhorias, as taxas desse financiamento podem ser menos atrativas, a depender da qualidade de crédito da empresa existente;
- c) Garantias: Para SPE's os bancos de fomento exigem Fianças bancárias até o completion físico/financeiro, já em Reforços e Melhorias da empresa existente, as fianças vigoram até o término da amortização.

Como pode ser observado, as desvantagens associadas aos financiamentos das empresas existentes são grandes se comparadas às licitadas.

Quanto à contratação dos financiamentos, ainda pode-se dizer que a contratação do empréstimo é exclusiva para financiar o CapEx do projeto e ao término do prazo contratual da dívida, não é possível a realavancagem, pois no instante da contratação do financiamento é necessário explicitar e definir aos credores qual será a destinação de recursos. Como estes credores entendem que o projeto já foi financiado, seja por bancos de fomento, debêntures de infraestrutura ou corporativa, não há possibilidade de refinanciamento.

Assim, o que se observa é que não subsistem motivos para que não se aplique a mesma metodologia utilizada para os leilões, já que as empresas existentes são representadas por várias carteiras de projetos e que nas referidas carteiras podemos encontrar projetos que estão fazes diversas (iniciais, maduras e/ou em final de vida útil), o que faz com que as



empresas existentes tenham na média a estrutura de capital calculada como para um único projeto.

Passamos agora a descrever a metodologia para cálculo da estrutura média de capital proposta.

Para proceder ao cálculo da estrutura de capital média, pode-se utilizar a planilha disponibilizada pela própria ANEEL por meio da AP 065/2016, denominada “planilha modelo simulações AP65.xlsx”, que demonstra como é efetuado o cálculo da estrutura de capital. A planilha é formada por 4 pastas: Premissas, RAP, WACC-PARÂMETROS, NTN-B e DEBÊNTURES. Vamos nos ater as pastas RAP e WACC-PARÂMETROS.

Na pasta WACC-PARÂMETROS, nas células B1 a B10, devem ser incluídos os parâmetros que irão compor o WACC (taxa livre de risco, prêmio de risco de mercado, prêmio de risco país, beta, prêmio de risco de crédito). Não são incluídos nestes parâmetros os dados relativos à estrutura de capital.

A partir de agora, todos os dados deverão ser ajustados na pasta RAP. Antes de se proceder ao cálculo, precisamos definir quanto da totalidade do capital será alavancada e se nesse montante existem itens não financiáveis. O montante a ser alavancado deve ser inserido na pasta “RAP”, célula B85 e os itens não financiáveis na célula B86. Também devem ser alterados os dados referentes ao prazo de construção, para 24 meses, na célula B37 e o cronograma de desembolsos do capital nas células C41 a G41.

Os demais itens foram mantidos inalterados na planilha, ou seja, não foi considerada realavancagem e a amortização do capital de terceiros foi mantida em 14 anos.

Após os referidos passos, resta a aplicação, por duas vezes, do recurso do excel “atingir meta”. O primeiro deve responder a seguinte pergunta: qual a RAP necessária para que o valor presente líquido – VPL do fluxo seja igual a zero? Definida a RAP, passamos a aplicar o segundo “atingir meta”. Para que se possa obter o resultado desejado, deve-se alterar para “1” a célula E83. O segundo “atingir meta” deve responder ao seguinte questionamento: qual é o % de capital de terceiros equivalente (único), que retornará a RAP obtida no passo anterior?

Como pode ser observado na tabela acima, para os Leilões de 2016, a estrutura média de capital de terceiros é da ordem de 18,6%.

Como forma de exemplificação, a média da alavancagem da ISA CTEEP e da TAESA, calculada com base no valor de mercado (com dados extraídos da Bloomberg), para o período de 2012 a 2016 é da ordem de 23,70%, muito mais próxima ao valor calculado com base na metodologia proposta na AP 065/2016, do que aos 44,33% propostos na NT 161/2017.

Além de a proposta constante da NT 161/2017 não possuir sólido argumento financeiro que permita a latente desproporção entre custo de capital próprio e custo de capital de terceiros, também não se verifica qualquer fundamento jurídico para tanto. A utilização dessa diferenciação entre as empresas licitadas e existentes apenas seria válida se houvesse divergência entre essas espécies de empresa, o que, como exposto, não se verificou.

Assim, essa diferenciação sem bases científicas e técnicas impõe patente violação ao princípio da isonomia, consagrada regra constitucional cuja observância é dever do regulador e sobre a qual há necessidade de tratamento igualitário entre os agentes. Há, portanto, necessidade não apenas técnica, mas também jurídica de revisão da metodologia proposta por meio da NT 161/2017 para que essa reflita o adotado para os leilões de transmissão (fluxo de caixa descontado).

**Pedido 20.** Requer-se que a estrutura de capital seja calculada com a mesma metodologia utilizada para os leilões de transmissão, de forma que seja equivalente à estrutura média de capital ao longo do ciclo de vida de um projeto.

### **3.4.1 Estrutura de capital - pedido subsidiário**

Como mencionamos no início deste subitem, existem diversas formas de se estimar a estrutura de capital.

A ANEEL sugere a utilização de dados contábeis para definição da estrutura de capital. Entretanto, outra forma de se estimar é a utilização do valor econômico do capital ou valor de mercado.

No que se referem aos pesos, os de mercado são evidentemente superiores aos contábeis, pois:

- Os valores de mercado refletem o efetivo valor de realização do fluxo de caixa da empresa. Os valores contábeis refletem predominantemente o custo histórico de ativos e passivos.
- São os valores de mercado que são utilizados para derivar as equações do WACC e da alavancagem de betas. Os valores contábeis são ignorados para estes fins.
- Os valores contábeis não são, via de regra, boas aproximações dos valores de mercado. Se o fossem, não haveria tantas empresas com múltiplos preço/livro consistentemente diferentes da unidade.

A literatura de finanças é unânime em recomendar a utilização de pesos de mercado e condenar os pesos contábeis no cálculo do WACC, como atestam menções explícitas em Assaf (2012:467), Brealey (2002:327), Brigham e Houston (1999:354-355), Gitman (2010:445), Ross (2015:601).

O conceituado e tradicional livro de Brealey (2002:327) dedica um tópico a essa questão, ensinando que (destaque no original):

*“O custo de capital deve ser baseado no que os investidores estão realmente dispostos a pagar pelos títulos em circulação da empresa – isto é, nos valores de mercado dos títulos. (...)”*

*Gerentes financeiros usam índices contábeis de valor sobre a dívida para vários outros propósitos, e às vezes, sem pensar, eles olham os índices contábeis quando estão calculando as ponderações para o custo de capital da empresa. Isto é um erro, porque o custo de capital da empresa mede o que os investidores querem da empresa, o que depende de como eles valorizam os títulos da empresa. Esse valor depende de lucros e fluxos e caixa futuros, e não da história contábil. Valores contábeis, apesar de úteis para muitos outros propósitos, medem apenas os gastos históricos acumulados líquidos; geralmente não medem, com acurácia, os valores de mercado.”*

Vale a pena destacar o comentário de Assaf (2012:467), o principal autor de livros de finanças brasileiro, que também dedica um tópico a esta questão:

*“O uso de valores de mercado para se apurar a ponderação de cada fonte de financiamento é mais recomendado para as decisões financeiras, principalmente por refletirem melhor seu efetivo montante de realização. (...)”*

*Pode se afirmar, uma vez mais, que o custo médio ponderado de capital baseado em valores de mercado proporciona uma interpretação mais segura de seus*

*resultados, pois o mercado reflete, de maneira mais rigorosa, o valor dos capitais da empresa.”*

Apresentamos abaixo, a estrutura de capital, contábil e a valor de mercado, da ISA CTEEP e da TAESA, as duas únicas transmissoras puras listadas na BOVESPA:

**Tabela 22: Estrutura de Capital ISA CTEEP e TAESA**

Empresa	Mercado	
	% Capital Próprio	% Capital Terceiros
ISA CTEEP	a) 86,45%	b) 13,55%
TAESA	c) 66,14%	d) 33,86%
<b>MÉDIA</b>	e) <b>76,30%</b>	f) <b>23,70%</b>

Média de 5 anos

Como pode ser observado, a estrutura média de capital calculada a valores de mercado é da ordem de 76,30% e 23,70%, respectivamente para capital próprio e de terceiros. Note-se que a referida média é muito próxima à estrutura de capital média utilizada no leilão de transmissão 05/2016, da ordem de 81,4% para capital próprio e 18,6% para capital de terceiros.

**Pedido Subsidiário 20.a** Subsidiariamente requer-se que, caso o Pedido 20 não seja acatado, a estrutura de capital seja calculada com o valor econômico do capital, ou seja, com o valor de mercado.

### 3.5 Custo da dívida

#### 3.5.1 Custo da Dívida (Taxa Livre de Risco + Spread)

De acordo com o exposto na NT 161/2017, as metodologias para cálculo do custo da dívida podem ser as seguintes:

*“i. CAPM da dívida: o custo de capital de terceiros resulta de uma aplicação do modelo CAPM em que o risco de crédito é adicionado à taxa livre de risco e ao risco país;*

*ii. Benchmark de custo de captação de recursos: o custo é estimado conforme os preços correntes de dívidas corporativas do setor no qual se insere a empresa, negociados em mercado próprios para esses papéis.”*

A ANEEL segue argumentando que a metodologia formada pela taxa livre de risco (local formada pela NTN-B ou adaptada do mercado americano formada por “UST+EMBI”) acrescida de um spread de risco de crédito, “apresenta como maior desvantagem a grande sensibilidade a janelas de cálculo de parâmetros como taxa livre de risco e risco país, podendo o valor final

*encontrado diferir substancialmente do custo observado em transações recentes realizadas no mercado bancário e de capitais”.*

Sob esse argumento e contrariamente ao quanto utilizado nos últimos ciclos de revisão periódica a ANEEL propõe, como forma de equalizar essa suposta volatilidade, que o custo da dívida não seja mais calculado com base na “Taxa Livre de Risco+Spread”, mas sim com base no 1º quartil da média diária dos *Yields to Maturity*, dos últimos 12 meses, das debêntures do setor elétrico com precificação da ANBIMA.

Em razão dessa metodologia, a Agência sugere calcular o custo de capital de terceiros exclusivamente com a fonte mais barata de financiamento que é a emissão de debêntures de infraestrutura, desconsiderando que: (i) existem outras fontes de financiamento, e (ii) as melhorias não são financiadas com debêntures de infraestrutura, pois a referida modalidade somente pode ser aplicada a itens formalmente autorizados.

Ocorre que a adoção dessa metodologia não condiz com a realidade das transmissoras, até porque considera apenas a fonte mais barata de financiamento, o que evidencia a ausência de racionalidade e razoabilidade na metodologia proposta.

É que como já mencionado anteriormente, as empresas afetadas pela revisão não financiam sua carteira de projetos apenas com debêntures, mas também se utilizam de outras formas de alavancagem. Esse posicionamento é inclusive confirmado pela ANEEL, que nos gráficos constantes na NT 161/2017 (Figura 6. Distribuição das fontes de financiamento em 31/12/2016 de empresas de transmissão da NT 161/2017) demonstra que as debêntures não são a única forma de alavancagem das empresas.

Dessa forma, o que se depreende do proposto é que em sendo a consideração apenas das debêntures uma hipótese irreal e descolada da realidade fática das empresas, inexistente fundamento técnico para essa alteração substancial na metodologia.

Mais uma vez, urge destacar que nem mesmo o poder discricionário da Agência seria o suficiente para revestir de validade uma decisão que não se coadune com a realidade, isso porque, decisões pautadas em discricionariedade técnica devem ser revestidas de argumentação sólida, o que não se encontra presente na análise do documento em questão.

Para além da inexistência de fundamento técnico que permita a utilização apenas de debêntures como componente do custo da dívida das empresas afetadas pela revisão tarifária, há que se ressaltar que a adoção dessa metodologia consiste em evidente afronta aos princípios da motivação e isonomia.

Isso porque, como pontuado anteriormente, quando um parâmetro para o cálculo do custo médio ponderado é universal, como é o caso do custo da dívida, não existem razões sólidas para que se aplique tratamento discriminatório entre os agentes.

Explica-se. É que em se analisando a metodologia para o cálculo do custo da dívida no setor de distribuição, observa-se que foi utilizado a Taxa Livre de Risco + Spread. Para o leilão de 2017 a ANEEL manteve a consistência da metodologia, utilizando-se novamente a Taxa Livre de Risco + Spread.

Vale mencionar que em pese a utilização de debêntures para a composição do custo da dívida constar no PRORET, a própria ANEEL abandonou essa metodologia para o leilão de 2017, o que comprova empiricamente que tal método não traduz a realidade do setor.

Frise-se: trata-se exatamente do mesmo setor, de modo que não subsistem fundamentos para que se aplique metodologia diferente entre as empresas afetadas pela revisão e leilões de energia ou distribuidoras. Insistir em tal situação confronta o princípio da isonomia, cuja observância é obrigação constitucional.

Mais uma vez, o posicionamento do Prof. Marçal em parecer emitido para ISA CTEEP (Anexo VI) corrobora a afirmação acima:

*119. Ocorre que a adoção de tratamento diferenciado para as duas hipóteses envolve o princípio da isonomia. E a diferenciação adotada é incompatível com o princípio da isonomia.*

*120. O art. 5º da CF/88 determina, no seu caput que “Todos são iguais perante a lei, sem distinção de qualquer natureza, ..”. Essa determinação constitucional significa que, no direito brasileiro, a isonomia é consagrada não apenas como um princípio, mas também como uma regra.*

121. Não cabe reiterar a tradicional distinção entre princípio e regra.<sup>30</sup> Basta assinalar que o Direito brasileiro assegura o tratamento igualitário entre todos os sujeitos, proibindo as discriminações.

122. Seria até desnecessário assinalar que a titularidade de discricionariedade técnica é insuficiente para legitimar tratamento jurídico discriminatório. A atribuição de competência administrativa, mesmo que discricionária, é delimitada pela exigência de observância da isonomia.

123. No desempenho de sua competência regulatória, a autoridade estatal está jungida à observância da isonomia. Isso significa a invalidade de tratamentos diferenciados violadores do postulado da igualdade de todos perante o Estado.

124. A imposição constitucional da isonomia não significa a vedação a tratamento diferenciado entre sujeitos e situações. É costumeiro afirmar que a igualdade significa tratar igualmente os iguais e desigualmente os desiguais, na medida em que se igualem ou em que desigualem. Mas essa formula é insuficiente e necessita ser aprofundada.<sup>31</sup>

121. O primeiro parâmetro da discricionariedade reside na existência de uma distinção efetiva e real entre as pessoas e as situações consideradas.

122. O segundo parâmetro consiste na adequação do tratamento jurídico. Significa que a diferenciação jurídica deve ser proporcional e compatível com a distinção existente entre os objetos, constituindo-se numa espécie de providência jurídica destinada a compensar essa diferenciação.

123. Em terceiro lugar, a distinção entre as situações e o tratamento jurídico diferenciado devem ser compatíveis com os valores jurídicos fundamentais e o tratamento discriminatório somente será válido quando se constituir num instrumento de realização de tais valores.

(...)

---

<sup>30</sup> Essa distinção tornou-se um dos temas constitucionais mais difundidos, a partir dos trabalhos de ROBERT ALEXY (*Teoría de los derechos fundamentales*. Traducción de Carlos Bernal Pulido. 2. ed. Madrid: Centro de Estudios Políticos y Constitucionales, 2007) e de RONALD DWORKIN (*Taking Rights Seriously*. Cambridge, MA: Harvard University Press, 1977). Em síntese, um princípio é uma norma jurídica dotada de intensa carga axiológica e grande abertura, que comporta diferentes aplicações na realidade. Uma regra é uma norma jurídica dotada de precisão e delimitação precisas. Em algumas hipóteses, uma certa orientação é consagrada não apenas como princípio, mas também como regra.

<sup>31</sup> O tema foi objeto de análise precursora de CELSO ANTÔNIO BANDEIRA DE MELLO (*O conteúdo jurídico do princípio da igualdade*, São Paulo: RT, 1978). O pensamento do autor foi fortemente influenciado pelos estudos sobre o princípio da proporcionalidade, numa época em que o tema merecia reduzida atenção da doutrina pátria.

e) No caso concreto, é juridicamente válida a proposta de adotar metodologias diferentes para conceitos universais como taxa livre de risco e prêmio pelo risco de mercado para empreendimentos novos (leilões) e antigos (reforços e melhorias)?

**Resposta: Não. A metodologia de remuneração do capital envolve algumas questões que são comuns a todo e qualquer empreendimento. Os critérios escolhidos para a remuneração do capital, no tocante a essas questões comuns e invariáveis, são uniformes. Mais precisamente, não é cabível que a regulação setorial consagre metodologias diversas para avaliar essas questões comuns. Ainda que exista uma competência discricionária para estabelecer a metodologia, devem ser observados os princípios fundamentais norteadores da atividade administrativa. Cabe à autoridade reguladora adotar a metodologia mais correta e adequada. Não lhe é facultado escolher duas metodologias diversas para avaliar questões comuns e invariáveis, especialmente quando isso resulta em tratamento significativamente mais vantajoso para uma das situações objeto de regulação.**

Diante disso, claramente a adoção das debêntures como único parâmetro para composição do custo da dívida, além de não se configurar como minimamente razoável, também não observa o princípio da isonomia, havendo patente necessidade de alteração do critério que se pretende adotar.

**Pedido 21.** Em razão da falta de razoabilidade e da não observância do princípio da isonomia, solicita-se que o custo da dívida utilizado pela NT 161/2017, seja substituído pela utilização da **taxa livre de risco (seja ela NTN-B ou UST+EMBI) + spread**, ao invés da adoção do *Benchmark*. Para cálculo do prêmio de risco de crédito, sugere-se a manutenção dos spreads utilizados para as distribuidoras de **4,4%**, conforme a AP 066/2017.

### **3.5.1.1 Custo da Dívida - Necessidade de correção dos parâmetros utilizados**

Como visto, para o cálculo do custo da dívida, a NT 161/2017 propõe que seja utilizado custo do primeiro quartil para emissão de debêntures. No entanto, a utilização das debêntures como única fonte para o cálculo do custo da dívida não atende a princípios basilares do direito administrativo que devem pautar toda a atuação dessa Agência. Em que pese o entendimento seja o de que o custo da dívida deva ser calculado como a soma de uma taxa livre de risco local e um spread, caso não seja esse o posicionamento da ANEEL, para que a consideração dos custos das debêntures como custo da dívida fique mais próximo da realidade, algumas modificações devem ser implementadas.



**a) Custo da Emissão - Os custos divulgados pela ANBIMA contemplam somente os custos de face das debêntures.**

O valor de face das debêntures mostra parte do custo de captação do dinheiro pela empresa com o instrumento, porque mostra a remuneração da empresa ao investidor. Entretanto, esse não é o único custo associado a essa fonte de captação de recursos: o processo de emissão de debêntures segue regras de órgãos reguladores, como CETIP e CVM, que impõem despesas obrigatórias para os emissores.

Os custos com a emissão das debêntures não estão contidos nos valores face, porém constituem parte do custo do emissor. Exemplificando, tem-se os custos com as comissões dos bancos, as taxas de registro na CETIP, CVM e BM&F, custos de implantação e fixos junto ao banco mandatário, os custos com auditoria, assessores legais, publicidade, agentes fiduciários, Jucesp e agência de classificação de risco, não fazem parte do custo de face do título.

O que queremos dizer é que o custo do emissor é maior que a remuneração que o investidor irá receber.

Desta forma, o correto seria considerar o custo comumente chamado de “ALL IN”. Nossa sugestão é que aos custos divulgados pela ANBIMA seja incluído um valor percentual para cobertura dos referidos outros tais custos.

Os custos previstos de emissão são públicos constam nos prospectos de emissão das debêntures. Por este motivo, pesquisamos nos prospectos listados na Tabela 23 os custos de emissão de empresas do setor elétrico, obtendo, para as empresas pesquisadas, 2,06% de média, como segue:

**Tabela 23: Custos de emissão de debêntures de empresas do setor elétrico**

Empresa	Emissão	% Custo Emissão	Data emissão	Prazo (anos)	Remuneracao (IPCA+)
Taesa	4ª	1,72%	set/17	7	4,41%
CTEEP	5ª	1,82%	fev/17	7	5,04%
AES Tiête	4ª	3,00%	dez/15	5	8,43%
EDP	2ª	1,71%	set/15	6	8,32%
EDP	3ª	1,71%	set/15	9	8,26%
Santo Antonio Energia	3ª	2,22%	abr/14	8	7,05%
Santo Antonio Energia	3ª	2,22%	abr/14	10	7,49%
Média		2,06%			

Considerando que os custos de emissão são desembolsados à vista, há a necessidade de rateá-los por todo o período da operação, para se identificar quanto deverá ser adicionado à taxa de remuneração para contemplá-los.

Neste sentido, efetuamos o cálculo do fluxo de caixa do investidor e o do emissor, sendo que o fluxo do investidor contempla uma saída de caixa e diversas entradas calculadas de acordo com o prazo e a remuneração da operação conforme consta da tabela acima. Já o fluxo do emissor, contempla uma entrada de caixa, que é igual à saída de caixa do investidor deduzida do custo de emissão e diversas saídas de caixa cujos valores são os mesmos considerados como entradas de caixa para o emissor. Não foram consideradas as variações do IPCA.

A TIR do fluxo do investidor coincide com a rentabilidade contratada. Já a TIR do fluxo do emissor é um pouco maior, pois contempla o custo da emissão. A diferença entre as TIR's deve-se custo de emissão.

O referido cálculo foi feito para todas as emissões constantes do quadro acima. A média das diferenças monta em 0,64%.

Por este motivo, considerando as emissões constantes do quadro acima, procedemos ao cálculo do fluxo de caixa do investidor e do emissor, sendo a diferença entre os fluxos resultante das inclusões dos referidos custos fixos para o emissor.

A diferença obtida corresponde a 0,64% e deve ser adicionada ao custo das debêntures como forma de representar custos adicionais efetivamente realizados pelo emissor.

#### **b) Janela de tempo**

A utilização das debêntures para cálculo do custo da dívida considerou como premissa a janela de tempo dos últimos 24 (vinte e quatro) meses. A escolha dessa janela de tempo não foi pautada em qualquer justificativa técnica. Simplesmente se escolheu uma janela de tempo e se aplicou os resultados dos cálculos advindos dessa premissa.

Mais uma vez, ainda que a ANEEL seja dotada de discricionariedade técnica para escolha dos parâmetros que comporão o custo médio ponderado de capital, a adoção desses parâmetros deve se pautar em critérios justificados cientificamente, o que não ocorreu.

Assim, para que essa janela de tempo reflita minimamente a realidade das empresas afetadas pela definição do custo médio ponderado de capital que vigorará pelo próximo ciclo de revisão tarifária, ajustes se fazem necessários. Esses ajustes dizem respeito principalmente a correção dessa janela de tempo.

É que uma vez que o custo médio ponderado de capital definido por ocasião do 4º da revisão periódica retroagirá a 2013, o ideal é que a janela de cálculo a ser utilizada seja a do período a que se refere essa retroatividade, ou seja, desde janeiro/13, compreendendo os últimos 60 meses.

### c) 3º quartil

Como mencionado, para o cálculo do custo da dívida a ANEEL utilizou-se do primeiro quartil das debêntures. No entanto, no 1º quartil da média estão agrupadas as debêntures de infraestrutura das empresas que foram melhores sucedidas na emissão (aquelas que conseguiram oferecer suas debêntures ao menor custo), o que, de fato, não reflete a realidade do setor.

Ademais, também há necessidade de se ressaltar uma vez mais que: (i) os investimentos em melhorias não servem de lastro para emissão de debêntures de infraestrutura por não serem formalmente autorizadas por ato administrativo em seu sentido estrito; e que (ii) eventuais realavancagens só se mostram possíveis com recursos mais caros que a média.

Esses pontos reforçam o argumento de que novas alavancagens (ou realavancagens) não serão operacionalizadas com os valores do 1º quartil da média, de modo que tal amostra não retrata a atual realidade de mercado.

Em outras palavras isso significa dizer que diante de todas essas colocações a utilização do primeiro quartil da amostra não se mostra minimamente razoável, já que não reflete o custo de emissão de debentures das empresas afetadas pela revisão tarifária.

Todas essas colocações levam à inegável conclusão de que há patente necessidade de alteração da amostra para cálculo do custo da dívida.

Nesse sentido, metodológica e faticamente, há necessidade de se considerar como amostra o 3º quartil da média, já que esse reflete de forma menos equivocada o custo de capital de

terceiros. Veja-se que nem mesmo a utilização da média reflete a realidade das empresas afetadas, dado que esta é a fonte mais barata disponível às empresas. Ou seja, a utilização do 3º quartil é uma forma tanto de corrigir esta inconsistência.

De forma a comprovar o alegado empiricamente, vale lembrar que 06/11/2017, o jornal Valor Econômico, veiculou notícia na qual informa que a Equatorial Energia cancelou uma emissão de debêntures de infraestrutura de R\$ 400 milhões. A reportagem ainda menciona que outras 7 empresas tentaram captar recursos no mercado local de dívida, tiveram que recorrer ao dinheiro dos bancos coordenadores ou desistir das operações por não encontrar demanda suficiente dos investidores.

Portanto, não há motivos para se nivelar os custos de capital de terceiros pelo 1º quartil da média, o que dá a conotação de ser uma forma de reduzir o custo de capital de terceiros.

Para além da necessidade de adequação da amostra a ser utilizada por uma necessidade fática, importa destacar que a utilização do 3º quartil já é proposta para os leilões de transmissão. Ressalta-se que esses empreendimentos não sofrem das mesmas limitações que empresas afetadas pela revisão tarifária, já que não possuem melhorias em sua carteira de projetos.

Assim, não há como não se considerar que para as empresas afetadas pela revisão tarifária a mesma metodologia não seja aplicada. Há, portanto, necessidade de se substituir a amostra do primeiro quartil, pela amostra do 3º quartil.

**Pedido Subsidiário 21.a** Subsidiariamente requer-se que, caso o Pedido 21 não seja acatado, como forma de minimizar os efeitos da metodologia que incorretamente se pretende aplicar, alguns aprimoramentos se fazem necessários, seles: a) a utilização de um adicional de **0,64%** como forma de refletir os custos totais de emissão (“*all-in*”); b) adoção da janela de tempo de **60 meses**; (c) utilização do **3º quartil** para cálculo do custo das debêntures.

#### 4 Conclusões

As metodologias propostas nas Notas Técnicas 160/2017, 161/2017 e 164/2017 que constam do bojo da segunda fase da Audiência Pública nº 41/2017 têm por objeto subsidiar as regras para execução da revisão tarifária contratual prevista para 2018.

**Esclarecemos que reconhecemos o esforço da ANEEL para aprimorar o modelo e gerar incentivos para o aumento da eficiência das empresas, e permitir, com isso, a modicidade tarifária. Contudo, a busca por uma redução tarifária artificial certamente não atingirá o objetivo pretendido. Mais que isso, terá o efeito oposto, na medida em que: (i) aumenta a percepção de risco por parte das empresas e investidores, os quais passam a exigir taxas de rentabilidade substancialmente superiores; e (ii) desincentiva os investimentos em reforços e melhorias.**

Referidas metodologias afetam sobremaneira a lógica e patamares tarifários anteriormente estabelecidos para as transmissoras de energia elétrica, o que resulta, necessariamente na afetação da equação econômico-financeira garantida aos concessionários.

Ainda, ao editar novas metodologias, a ANEEL não expôs adequadamente as razões e objetivos pretendidos que fundamentaram o novo regulamento, bem como não respeitou os parâmetros e sinais previamente indicados para os agentes, restando evidente a falta de consistência e proporcionalidade entre a nova regra e o arcabouço legal e regulamentar vigente.

Nesse sentido, importante esclarecer ainda que essas alterações injustificadas não podem ser atreladas ao poder discricionário do regulador, já que esse poder apenas atribui a competência para adoção de regulamentos desde que esses respeitem as condições iniciais do contratado entre Poder Concedente e Concessionárias e seja dotado de fundamentação técnico-científica

As inconsistências citadas, quando analisadas no bojo do processo de revisão tarifária, decorrem essencialmente da ausência de coerência: (i) com as regras e sinal regulatório apresentado no contexto da renovação das concessões de transmissão; (ii) com os parâmetros remuneratórios contratados na mesma ocasião; (iii) no tratamento que pretende-se dar às concessões de transmissão quando comparado àquele que a Agência confere aos demais segmentos de energia elétrica, tais como as concessões de distribuição; (iv) com os parâmetros praticados nos leilões de transmissão de energia já realizados pela ANEEL.

Tratando especificamente a questão da metodologia proposta, o cálculo dos escores de eficiência das empresas foi corrompido em razão da utilização de premissas de comparabilidade equivocadas na aplicação da metodologia do DEA. No intuito de aumentar a amostra de empresas, o modelo proposto incluiu na comparação, além das empresas existentes sujeitas à revisão tarifária: (i) as empresas licitadas, que possuem custos operacionais totalmente distintos das empresas renovadas; (ii) as holdings de empresas licitadas criadas artificialmente sob a perspectiva societária, desconsiderando a realidade operacional; (iii) as holdings compostas pelas empresas existentes e seus contratos licitados; e (iv) os contratos revisados das empresas existentes, considerando apenas os ativos da concessão sob revisão.

Essa decisão viola uma dos pressupostos fundamentais da utilização do DEA, já que impõe a comparação de empresas que são de fato incomparáveis e por vezes até inexistentes. Esse conceito é inclusive repisado na NT 160/2017 “uma questão fundamental da análise de benchmarking é o estabelecimento do critério de comparabilidade entre as empresas, ou seja, quais elementos as caracterizam, em que medida são comparáveis e sob quais aspectos se diferenciam”. Isso implica que tal decisão não apenas não cabe do ponto de vista científico como também não encontra respaldo no direito, já que aplica às avessas o princípio da isonomia.

Além disso, a escolha subjetiva e injustificada do 3º quartil da amostra como balizador do ajuste dos escores de eficiência impactou negativamente na definição dos resultados finais. Desse modo, a lógica do Ajuste para a Qualidade, prevista e considerada quando da renovação das concessões, foi completamente alterada sem que fosse apresentada nenhuma motivação técnica e nem regulatória para tanto.

Ressalte-se que a alteração na definição dos escores de eficiência, considerando o 3º quartil da amostra, não é aderente ao desempenho de qualidade das empresas, critério esse que era considerado e relevante na metodologia anterior, pois os patamares propostos não guardam relação com os níveis de desempenho obtidos pelas empresas e, portanto, são completamente dissociados da finalidade a que se destinam.

Por fim, o patamar de remuneração das empresas também foi completa e injustificadamente alterado diante do desaparecimento da “Taxa de Lucro” de 10% que foi acrescida sobre as

tarifas de O&M das empresas, que fora recomendado por meio da Nota Técnica DEA/DEE 01/12.

Contudo, sem que fosse apresentada qualquer justificativa ou indicativo de reavaliação desse patamar pela ANEEL, tal garantia foi desconsiderada na metodologia proposta no bojo da AP nº 41/2017. Pelo exposto, com base nos princípios da coerência, consistência e razoabilidade regulatória, há necessidade de manutenção do patamar de remuneração estabelecido por ocasião da renovação das concessões para as transmissoras.

Para tanto, é necessário que a definição do custo operacional se dê nas três etapas que compuseram a metodologia base para a renovação das concessões: (i) cálculo dos escores de eficiência por meio de benchmarking; (ii) ajuste dos escores considerando indicadores de qualidade, mantendo o patamar do prêmio concedido; e (iii) margem de lucratividade de 10%.

O novo método proposto para a definição do custo operacional e ajuste para a qualidade dá sinal contrário à eficiência das concessionárias quando diminui desproporcionalmente a parcela de custos reconhecida na receita, mesmo diante do aumento da eficiência.

**Considerando que a redução de custos foi de 1,43% e a redução da receita operacional foi de 21,23%, torna-se possível a conclusão de que além de completamente desproporcional, a mensagem transmitida é de um sinal regulatório inverso, ou seja, pune as concessionárias pelo aumento da eficiência, potencialmente incentivando essas a aumentarem seus custos.**

**Ainda, essa mudança de patamar na definição dos custos operacionais também implica prejuízo para o sistema elétrico nacional, na medida em que a mudança abrupta na definição das tarifas das transmissoras afasta potenciais investidores que veem nessa inconsistência e instabilidade um risco para a realização de novos investimentos.**

No que se refere ao cálculo do custo médio ponderado de capital é injustificável a incongruência entre tratamento adotado na metodologia proposta na presente AP nº 41/2017 e aquela estabelecida pela ANEEL para os leilões de transmissão, além da grande variação quando comparado com as taxas utilizadas nos demais setores de infraestrutura.

Os parâmetros fundamentais que compõem os modelos para apuração do custo de capital não podem ser diferentes entre os tipos de empreendimento, segmentos ou mesmo setores da

economia. O proposto pela NT nº 161/2017 não leva em conta que as transmissoras existentes estão expostas a um risco muito superior ao das transmissoras licitadas.

Diante disso, conclui-se que a metodologia proposta configura um sinal regulatório e financeiro invertido, pois define uma taxa de remuneração regulatória inferior para os investimentos obrigatórios e de maior risco, quando deveria ter sido prevista remuneração maior para as transmissoras existentes que são responsáveis pela execução de reforços e melhorias, os quais muitas vezes podem substituir, de forma mais eficiente, a execução de novos empreendimentos de transmissão, contribuindo, inclusive, para a modicidade tarifária.

**Um recente exemplo de dano ao consumidor causado pela busca de uma redução artificial das tarifas é o fracasso de leilões de transmissão e posterior aumento expressivo da relação RAP/investimento, que chegou a atingir nível superior ao dobro do verificado nos anos de maior estabilidade regulatória e respeito ao incumbente.**

**Portanto, a melhor forma de atingir a modicidade tarifária é a aplicação de metodologias consistentes, aderentes à realidade fática e que tenham razoabilidade e proporcionalidade.**

Com isso, o resultado de uma política tarifária justa e consistente, o que não se observa na proposta apresentada nas NTs, é a redução da percepção de risco pelos investidores, atração de investimentos e busca de eficiência, resultando, simultaneamente, em modicidade tarifária, viabilidade econômico-financeira dos agentes e atração de investimentos produtivos para retomada do processo de crescimento do país.

Em suma, o que legitimamente se espera é que o regulador aplique de modo adequado o modelo para aferimento do custo operacional das concessionárias, o ajuste para a qualidade, a margem de lucratividade e a compensação pelo custo do capital investido.

Em conclusão ao exposto, a metodologia proposta na AP nº 41/2017 apresenta baixa maturidade nos modelos selecionados, e que diversas questões e especificidades não foram devidamente abordadas, razão pela qual são necessários substanciais aprimoramentos metodológicos.

**Pedido 22.** A ISA CTEEP, em razão das diversas, substanciais e complexas alterações metodológicas necessárias para adequação dos modelos propostos nas NTs 160/2017, 161/2017 e 164/2017, sugere a abertura de novas fases de Audiência Pública para que os



temas possam ser amplamente debatidos com os agentes afetados. Cabe destacar que a divisão do tema “revisão tarifária” em mais de uma fase da mesma Audiência Pública já foi adotada no âmbito da Distribuição.

#### 4.1 Resumo dos Pedidos

Abaixo, relacionamos todos os pedidos efetuados ao longo desse documento:

**Pedido 1.** Propõe-se o reconhecimento da aplicação das três etapas para definição da remuneração relacionada aos Custos de Operação e Manutenção das concessionárias que renovaram suas concessões nos termos da Lei 12.783/203, quais sejam: **(i)** cálculo dos escores de eficiência por meio de *benchmarking*, sem inclusão de companhias licitadas; **(ii)** ajuste dos escores considerando indicadores de qualidade, mantendo o patamar do prêmio concedido; e **(iii)** margem de lucratividade de 10%.

**Pedido 2.** Solicita-se que a ANEEL utilize um método paramétrico para definição dos escores de eficiência, capaz de lidar com os problemas intrínsecos aos dados da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil, como a multicolinearidade, endogeneidade, diferenças entre agentes comparados, dados em painel, entre outros.

**Pedido 3.** Solicita-se o expurgo da despesa de IPTU da base de despesas de todas as empresas submetidas ao *benchmarking*, apenas para cálculo do escore, a fim de melhorar a comparabilidade entre elas. Ressalta-se que, para fins de composição da base de referência de custos na qual o escore de eficiência é aplicado para determinação da receita, essa despesa deve ser mantida, uma vez que não é gerenciável pelos agentes.

**Pedido 4.** Propõe-se a exclusão da CELG G&T e da CELEO\_h da análise de *benchmarking*, a fim de melhorar o modelo proposto na NT 164/2017. As análises estatísticas demonstram que essas empresas são *outliers* na base de dados utilizada, comprometendo os resultados do modelo não-paramétrico DEA.

**Pedido 5.** Requer-se que as *holdings* compostas pelas empresas existentes e seus contratos licitados sejam retiradas da base de comparação do DEA. Não é possível rodar um modelo com poder discriminatório aceitável mantendo as duas observações na amostra

**Pedido Subsidiário 5.a** Subsidiariamente, caso as *holdings* compostas pelas empresas existentes e seus contratos licitados sejam mantidas na base de comparação do modelo, requer-se que elas substituam as suas empresas matrizes.

**Pedido 6.** .Requer-se que as empresas licitadas sejam retiradas da amostra. Conforme amplamente demonstrado, elas compõem um grupo estatisticamente distinto das demais, e prejudicam a análise do DEA.

**Pedido Subsidiário 6.a** Solicita-se que, se mantidas as *holdings* no modelo de *benchmarking*, hipótese que se admite somente por absurdo, a sua composição seja adequada sob a perspectiva operativa. Adicionalmente, sugere-se a realização de análise de *outlier* para a retirada da amostra das observações que resultarem inadequadas.

**Pedido Subsidiário 6.b** Solicita-se que, se mantidas as empresas licitadas na amostra, seja efetuado um ajuste de segundo estágio nos escores de eficiência, considerando a idade média dos ativos das empresas, de modo a atenuar a incomparabilidade entre as empresas licitadas e existentes.

**Pedido 7.** Requer-se que a agregação da variável “Potência Total de Equipamentos de Subestação” siga a regra apresentada na Equação 28, aplicando o fator de equivalência de 1,29 nas potências dos transformadores (MVA) antes de soma-las à potência reativa (Mvar).

**Pedido 8.** Solicita-se que para definição da variável “Equipamentos de Subestação” aplique-se o fator de correção de 1,29 na quantidade de transformadores antes de somá-la aos demais equipamentos principais.

**Pedido 9.** Solicita-se que seja utilizado o painel de dados da variável “Qualidade” na análise do DEA. Conforme argumentado, não faz sentido adotar a premissa de que o tempo é relevante para todas as variáveis, exceto para esta.

**Pedido 10.** Solicita-se a correção das potências totais apresentadas na base de dados de qualidade das Funções Transmissão Compensador Síncrono e Compensador Estático, utilizando os valores de projeto contratados no CPST, e que o indicador de MVA interrompido seja recalculado, utilizando as potências corretas.

**Pedido 11.** Solicita-se que a ANEEL corrija a relação de eventos da base de qualidade removendo os eventos que se encontram em aberto no SATRA e/ou que tenham sido classificados como isentos de PVI.

**Pedido 12.** Solicita-se que a ANEEL considere para as restrições de *trade-off* entre insumos e produtos, correspondente à relação “Rede < 230kV vs Rede ≥ 230kV” os valores de limite mínimo de 1,47 e o valor de limite máximo de 3,47.

**Pedido Subsidiário 12.a** Subsidiariamente, caso o Regulador não concorde com os limites propostos no Pedido 12 e na impossibilidade de se calcular limites adequados, sugere-se suprimir essa restrição.

**Pedido 13.** Requer-se que para as restrições de *trade-off* entre insumos e produtos, correspondente à relação “Opex vs Pot. T (R\$/MVA-Mvar)” aplique o valor de limite mínimo de R\$ 50,00.

**Pedido 14.** Solicita-se a substituição da métrica de ajuste dos escores pelo terceiro quartil para um método que carregue os mesmos sinais regulatórios daquele adotado quando da renovação das concessões: a avaliação de indicadores de disponibilidade e a elevação da média dos escores para 100%.

**Pedido Subsidiário 14.a** Se mantido o uso de estatísticas descritivas da população de escores de eficiência calculados como balizador do prêmio aos escores, como o 3º quartil, média ou mediana, solicita-se a utilização exclusivamente da amostra de empresas existentes para o cálculo do ajuste.

**Pedido 15.** Requer-se a manutenção da margem de lucratividade de 10 % a incidir sobre o custo operacional eficiente definido, por ser parte integrante da equação econômico-financeira das concessões prorrogadas.

**Pedido 16.** Para efetiva comparabilidade dos custos operacionais das empresas, solicita-se que as mesmas contas contábeis, com os mesmos critérios, sejam utilizadas em todos os anos.

Solicita-se ainda que sejam consideradas, para fins de composição do custo operacional, todas as execuções judiciais, em todos os anos, em especial as trabalhistas, por tratarem-se de despesas inerentes à atividade de qualquer empresa.

**Pedido 17.** Propõe-se que o conjunto “títulos do tesouro americano + risco país – inflação americana”, seja substituído pela média diária dos últimos 5 anos das NTN-B, de todas as séries com vencimentos superior a 5 anos, que representa para o período de 2013 a 2017, igual a **5,89%**.

**Pedido Subsidiário 17.a** A ISA CTEEP requer que, subsidiariamente, se o prêmio de risco país for utilizado, o indicador seja agregado por meio de sua média amostral, guardado coerência com o critério de agregação da taxa livre de risco. Solicita-se que se utilizem todos os dados da amostra do período analisado, sem exclusão de valores. A média do Risco-país entre 1995 e 2017 é de **5,12%**.

**Pedido 18.** Propõe-se que o prêmio do risco de mercado seja mantido no valor de **7,56%**, conforme definido como parâmetro fixo pelo regulador no Submódulo 9.8 do PRORET. Entende-se que, por ser fixo, reflete uma taxa estável, não sujeita a alterações conjunturais.

**Pedido 19.** Requer-se que seja calculado um beta com dados de empresas nacionais do setor de energia sob revisão tarifária, resultando em um beta desalavancado da ordem de **0,581**.

**Pedido Subsidiário 19.a** Subsidiariamente requer-se que, caso a agência reguladora não adote o Pedido 19, adote-se para definição do beta os mesmos parâmetros utilizados no leilão de transmissão. Ou seja, não é aceitável que as empresas existentes sujeitas a maior risco tenham um beta inferior ao utilizado para o leilão (0,4316).

**Pedido 20.** Requer-se que a estrutura de capital seja calculada com a mesma metodologia utilizada para os leilões de transmissão, de forma que seja equivalente à estrutura média de capital ao longo do ciclo de vida de um projeto.

**Pedido Subsidiário 20.a** Subsidiariamente requer-se que, caso o Pedido 20 não seja acatado, a estrutura de capital seja calculada com o valor econômico do capital, ou seja, com o valor de mercado.

**Pedido 21.** Em razão da falta de razoabilidade e da não observância do princípio da isonomia, solicita-se que o custo da dívida utilizado pela NT 161/2017, seja substituído pela utilização da **taxa livre de risco (seja ela NTN-B ou UST+EMBI) + spread**, ao invés da adoção do *Benchmark*. Para cálculo do prêmio de risco de crédito, sugere-se a manutenção dos spreads utilizados para as distribuidoras de **4,4%**, conforme a AP 066/2017.

**Pedido Subsidiário 21.a** Subsidiariamente requer-se que, caso o Pedido 21 não seja acatado, como forma de minimizar os efeitos da metodologia que incorretamente se pretende aplicar, alguns aprimoramentos se fazem necessários, seles: a) a utilização de um adicional de **0,64%** como forma de refletir os custos totais de emissão (“*all-in*”); b) adoção da janela de tempo de **60 meses**; (c) utilização do **3º quartil** para cálculo do custo das debêntures.

**Pedido 22.** A ISA CTEEP, em razão das diversas, substanciais e complexas alterações metodológicas necessárias para adequação dos modelos propostos nas NTs 160/2017, 161/2017 e 164/2017, sugere a abertura de novas fases de Audiência Pública para que os temas possam ser amplamente debatidos com os agentes afetados. Cabe destacar que a

divisão do tema “revisão tarifária” em mais de uma fase da mesma Audiência Pública já foi adotada no âmbito da Distribuição.

## 5 Anexos

### Anexo I. Pesos do modelo DEA da NT 164/2017.

**Tabela 24: Pesos do modelo DEA**

Empresa	Ano	Eficiência NT 164	Pesos							Fator de escala
			Ext. Rede < 230	Ext. Rede >=230	Potencia Total	Modulos Subs	Modulos Manobra	MVA Interrompido Medio	PMSO	
CELG G&T	2013	100,0%	1,90E-05	9,51E-05	1,52E-05	5,71E-04	5,71E-04	0,00E+00	3,80E-05	0,817186
CELEO_h	2015	100,0%	2,77E-05	1,39E-04	9,28E-06	3,48E-04	3,48E-04	0,00E+00	2,32E-05	0,4389
CELEO_h	2016	100,0%	2,56E-05	1,28E-04	9,29E-06	7,49E-04	7,49E-04	0,00E+00	2,32E-05	0,392863
STATE GRID_h	2014	100,0%	4,23E-06	2,12E-05	2,79E-05	1,31E-03	1,31E-04	1,40E-07	6,98E-06	0
CTEEP_h	2015	100,0%	1,09E-05	1,46E-05	8,62E-07	3,24E-04	1,51E-04	0,00E+00	2,16E-06	0
STATE GRID_h	2016	100,0%	1,02E-05	1,37E-05	2,19E-05	3,67E-03	3,82E-04	4,55E-06	5,46E-06	0
STATE GRID_h	2013	99,9%	1,21E-05	6,04E-05	2,84E-05	2,56E-04	1,07E-04	3,80E-07	7,11E-06	0,071321
CELEO_h	2014	99,4%	2,71E-05	1,36E-04	9,86E-06	7,95E-04	7,95E-04	0,00E+00	2,47E-05	0,416901
CTEEP	2014	99,0%	4,73E-06	6,31E-06	1,01E-06	5,55E-04	1,77E-04	0,00E+00	2,52E-06	0,017064
ALUPAR_h	2016	99,0%	1,78E-05	8,89E-05	4,18E-05	2,73E-04	2,73E-04	5,68E-07	1,05E-05	0,099884
CTEEP	2015	98,8%	4,68E-06	6,25E-06	9,99E-07	5,49E-04	1,75E-04	0,00E+00	2,50E-06	0,016886
CELG G&T	2014	98,5%	1,79E-05	8,97E-05	1,43E-04	2,51E-03	2,51E-03	1,08E-06	3,59E-05	0,250155
CELEO_h	2013	96,9%	3,20E-05	1,60E-04	1,07E-05	4,01E-04	4,01E-04	0,00E+00	2,67E-05	0,505939
ALUPAR_h	2015	96,7%	1,77E-05	8,87E-05	4,17E-05	2,72E-04	2,72E-04	5,67E-07	1,04E-05	0,09963
CTEEP_h	2014	96,4%	1,10E-05	1,46E-05	8,66E-07	3,25E-04	1,52E-04	0,00E+00	2,16E-06	0
CTEEP_h	2016	95,5%	1,01E-05	1,34E-05	3,53E-06	4,89E-04	1,21E-04	6,70E-08	1,88E-06	0
CTEEP	2013	92,5%	4,47E-06	5,95E-06	9,53E-07	5,23E-04	1,67E-04	0,00E+00	2,38E-06	0,016094
CEMIG-GT	2016	92,3%	4,35E-06	2,17E-05	2,71E-06	1,49E-03	4,74E-04	0,00E+00	6,77E-06	0,04237
CEMIG-GT_h	2016	92,3%	4,35E-06	2,17E-05	2,71E-06	1,49E-03	4,74E-04	0,00E+00	6,77E-06	0,04237
CEMIG-GT_006/1997	2016	91,3%	4,35E-06	2,17E-05	2,71E-06	1,49E-03	4,74E-04	0,00E+00	6,77E-06	0,04237
CTEEP	2016	89,5%	4,15E-06	5,53E-06	8,86E-07	4,87E-04	1,55E-04	0,00E+00	2,21E-06	0,014962
CTEEP_059/2001	2016	89,5%	4,15E-06	5,53E-06	8,86E-07	4,87E-04	1,55E-04	0,00E+00	2,21E-06	0,014962
CTEEP_h	2013	87,3%	3,88E-06	5,17E-06	8,28E-07	4,55E-04	1,45E-04	0,00E+00	2,07E-06	0,013981
CEEE-GT	2016	85,9%	2,69E-05	3,59E-05	1,80E-06	1,35E-03	3,15E-04	1,23E-07	4,49E-06	0
CEEE_h	2016	85,9%	2,69E-05	3,59E-05	1,80E-06	1,35E-03	3,15E-04	1,23E-07	4,49E-06	0
CEEE-GT_055/2001	2016	85,4%	2,69E-05	3,59E-05	1,80E-06	1,35E-03	3,15E-04	1,23E-07	4,49E-06	0
STATE GRID_h	2015	85,0%	1,04E-05	1,39E-05	2,22E-05	3,73E-03	3,89E-04	4,63E-06	5,56E-06	0
ALUPAR_h	2014	82,2%	1,59E-05	7,96E-05	3,74E-05	3,36E-04	1,40E-04	5,01E-07	9,36E-06	0,093897
CELG G&T	2015	81,3%	1,38E-05	6,92E-05	1,11E-04	1,94E-02	1,94E-03	2,76E-05	2,77E-05	0,437063
CEMIG-GT	2015	77,7%	3,76E-06	1,88E-05	2,35E-06	1,29E-03	4,11E-04	0,00E+00	5,87E-06	0,036702
CEMIG-GT_h	2015	77,7%	3,76E-06	1,88E-05	2,35E-06	1,29E-03	4,11E-04	0,00E+00	5,87E-06	0,036702
ALUPAR_h	2013	76,1%	1,49E-05	7,46E-05	3,51E-05	3,16E-04	1,32E-04	4,70E-07	8,78E-06	0,088083
CELG G&T	2016	72,4%	1,23E-05	6,15E-05	9,84E-05	1,72E-02	1,72E-03	2,45E-05	2,46E-05	0,388399
CELG G&T_063/2001	2016	72,4%	1,23E-05	6,15E-05	9,84E-05	1,72E-02	1,72E-03	2,45E-05	2,46E-05	0,388399
TAESA_h	2015	70,1%	3,13E-06	1,56E-05	2,22E-05	7,28E-04	9,39E-05	0,00E+00	6,26E-06	0
CEMIG-GT	2014	69,9%	3,51E-06	1,75E-05	2,19E-06	1,20E-03	3,83E-04	0,00E+00	5,47E-06	0,03418
CEMIG-GT_h	2014	69,9%	3,51E-06	1,75E-05	2,19E-06	1,20E-03	3,83E-04	0,00E+00	5,47E-06	0,03418

Empresa	Ano	Eficiência NT 164	Pesos							
			Ext. Rede < 230	Ext. Rede >=230	Potencia Total	Modulos Subs	Modulos Manobra	MVA Interrompido Medio	PMSO	Fator de escala
TAESA_h	2016	69,4%	3,10E-06	1,55E-05	2,20E-05	7,21E-04	9,29E-05	0,00E+00	6,20E-06	0
CEEE-GT	2014	67,8%	2,28E-05	3,03E-05	1,52E-06	1,14E-03	2,66E-04	1,04E-07	3,80E-06	0
CEEE_h	2014	67,7%	2,27E-05	3,03E-05	1,52E-06	1,14E-03	2,65E-04	1,04E-07	3,79E-06	0
CEMIG-GT	2013	65,8%	3,31E-06	1,65E-05	2,06E-06	1,13E-03	3,61E-04	0,00E+00	5,16E-06	0,032267
CEMIG-GT_h	2013	65,8%	3,31E-06	1,65E-05	2,06E-06	1,13E-03	3,61E-04	0,00E+00	5,16E-06	0,032267
CEEE-GT	2015	65,3%	2,16E-05	2,88E-05	1,44E-06	1,08E-03	2,52E-04	9,84E-08	3,60E-06	0
CEEE_h	2015	65,2%	2,16E-05	2,88E-05	1,44E-06	1,08E-03	2,52E-04	9,84E-08	3,60E-06	0
TAESA	2015	65,0%	3,40E-06	1,70E-05	2,41E-05	7,91E-04	1,02E-04	0,00E+00	6,80E-06	0
TAESA	2016	64,3%	3,37E-06	1,68E-05	2,39E-05	7,83E-04	1,01E-04	0,00E+00	6,74E-06	0
COPEL-GT	2014	61,4%	3,96E-06	1,98E-05	3,09E-05	1,13E-03	5,54E-04	2,48E-07	7,92E-06	0,029956
COPEL-GT_h	2014	60,4%	3,89E-06	1,95E-05	3,04E-05	1,11E-03	5,45E-04	2,44E-07	7,78E-06	0,02946
FURNAS_h	2016	59,9%	1,66E-06	2,21E-06	3,54E-06	5,63E-05	1,33E-05	0,00E+00	8,85E-07	0
COPEL-GT_h	2015	59,4%	3,51E-06	1,75E-05	2,73E-05	9,98E-04	4,91E-04	2,20E-07	7,01E-06	0,026539
COPEL-GT	2015	59,2%	3,61E-06	1,80E-05	2,81E-05	1,03E-03	5,05E-04	2,26E-07	7,22E-06	0,027308
FURNAS	2016	58,4%	1,69E-06	2,25E-06	3,59E-06	5,72E-05	1,35E-05	0,00E+00	8,99E-07	0
FURNAS_062/2001	2016	55,5%	1,69E-06	2,25E-06	3,59E-06	5,72E-05	1,35E-05	0,00E+00	8,99E-07	0
FURNAS_h	2015	55,3%	1,56E-06	2,08E-06	3,33E-06	5,29E-05	1,25E-05	0,00E+00	8,32E-07	0
FURNAS	2014	55,3%	1,64E-06	2,19E-06	3,51E-06	5,58E-05	1,32E-05	0,00E+00	8,77E-07	0
COPEL-GT_h	2016	54,4%	2,95E-06	1,47E-05	2,30E-05	8,39E-04	4,13E-04	1,85E-07	5,90E-06	0,022318
FURNAS	2015	54,0%	1,59E-06	2,11E-06	3,38E-06	5,38E-05	1,27E-05	0,00E+00	8,46E-07	0
CEEE-GT	2013	53,4%	1,87E-05	2,50E-05	1,25E-06	9,37E-04	2,19E-04	8,55E-08	3,13E-06	0
CEEE_h	2013	53,2%	1,87E-05	2,49E-05	1,25E-06	9,35E-04	2,19E-04	8,53E-08	3,12E-06	0
COPEL-GT	2016	53,0%	3,06E-06	1,53E-05	2,38E-05	8,70E-04	4,28E-04	1,92E-07	6,12E-06	0,023148
FURNAS_h	2014	52,7%	1,53E-06	2,04E-06	3,27E-06	5,19E-05	1,22E-05	0,00E+00	8,17E-07	0
COPEL-GT_060/2001	2016	48,5%	3,06E-06	1,53E-05	2,38E-05	8,70E-04	4,28E-04	1,92E-07	6,12E-06	0,023148
CHESF_h	2014	47,0%	1,28E-06	6,41E-06	4,06E-07	3,83E-04	3,83E-05	1,86E-08	1,01E-06	0
CHESF	2014	46,9%	1,30E-06	6,48E-06	4,10E-07	3,87E-04	3,87E-05	1,88E-08	1,03E-06	0
ELETROSUL_h	2016	46,5%	6,82E-06	9,10E-06	7,93E-06	1,94E-04	1,39E-04	6,43E-08	1,98E-06	0
FURNAS	2013	46,3%	1,38E-06	1,85E-06	2,95E-06	4,70E-05	1,11E-05	0,00E+00	7,38E-07	0
COPEL-GT	2013	46,2%	3,24E-06	1,62E-05	2,53E-05	9,22E-04	4,53E-04	2,03E-07	6,48E-06	0,024516
COPEL-GT_h	2013	46,2%	3,24E-06	1,62E-05	2,53E-05	9,22E-04	4,53E-04	2,03E-07	6,48E-06	0,024516
ELETROSUL	2014	45,9%	7,99E-06	1,07E-05	9,29E-06	2,28E-04	1,63E-04	7,53E-08	2,32E-06	0
ELETROSUL_h	2015	45,8%	6,76E-06	9,02E-06	7,86E-06	1,93E-04	1,38E-04	6,37E-08	1,97E-06	0
ELETROSUL_h	2014	44,4%	7,78E-06	1,04E-05	9,05E-06	2,22E-04	1,58E-04	7,33E-08	2,26E-06	0
ELETROSUL	2016	44,1%	7,17E-06	9,56E-06	8,34E-06	2,04E-04	1,46E-04	6,76E-08	2,08E-06	0
ELETROSUL	2015	43,9%	7,15E-06	9,53E-06	8,31E-06	2,04E-04	1,45E-04	6,74E-08	2,08E-06	0
ELETRONORTE_h	2014	43,2%	9,51E-07	4,76E-06	4,81E-06	2,37E-04	2,37E-05	0,00E+00	1,58E-06	0
ELETRONORTE_h	2015	43,2%	9,65E-07	4,83E-06	4,88E-06	2,40E-04	2,40E-05	0,00E+00	1,60E-06	0
CHESF	2013	43,0%	1,20E-06	6,02E-06	3,81E-07	3,60E-04	3,60E-05	1,75E-08	9,53E-07	0
CHESF_h	2013	42,7%	1,20E-06	6,00E-06	3,80E-07	3,59E-04	3,59E-05	1,74E-08	9,50E-07	0
CHESF_h	2016	42,3%	1,12E-06	5,58E-06	3,53E-07	3,33E-04	3,33E-05	1,62E-08	8,83E-07	0
CHESF	2016	42,1%	1,13E-06	5,63E-06	3,56E-07	3,36E-04	3,36E-05	1,63E-08	8,91E-07	0

Empresa	Ano	Eficiência NT 164	Pesos							
			Ext. Rede < 230	Ext. Rede >=230	Potencia Total	Modulos Subs	Modulos Manobra	MVA Interrompido Medio	PMSO	Fator de escala
ELETRONORTE	2015	41,9%	8,25E-07	4,13E-06	5,16E-06	2,48E-04	2,48E-05	0,00E+00	1,65E-06	0,001648
CHESF_h	2015	41,6%	1,10E-06	5,50E-06	3,49E-07	3,29E-04	3,29E-05	1,60E-08	8,72E-07	0
FURNAS_h	2013	41,6%	1,24E-06	1,65E-06	2,64E-06	4,20E-05	9,89E-06	0,00E+00	6,60E-07	0
CHESF	2015	41,4%	1,11E-06	5,54E-06	3,51E-07	3,31E-04	3,31E-05	1,61E-08	8,78E-07	0
ELETRONORTE	2014	41,2%	8,48E-07	4,24E-06	5,30E-06	2,55E-04	2,55E-05	0,00E+00	1,70E-06	0,001694
ELETRONORTE_h	2013	40,9%	9,23E-07	4,61E-06	4,67E-06	2,30E-04	2,30E-05	0,00E+00	1,53E-06	0
TAESA_h	2014	39,9%	2,89E-06	1,44E-05	2,05E-05	6,72E-04	8,67E-05	0,00E+00	5,78E-06	0
ELETRONORTE	2013	38,2%	8,06E-07	4,03E-06	5,04E-06	2,42E-04	2,42E-05	0,00E+00	1,61E-06	0,00161
CHESF_061/2001	2016	38,1%	1,13E-06	5,63E-06	3,56E-07	3,36E-04	3,36E-05	1,63E-08	8,91E-07	0
ELETROSUL_057/2001	2016	37,4%	7,17E-06	9,56E-06	8,34E-06	2,04E-04	1,46E-04	6,76E-08	2,08E-06	0
TAESA_h	2013	36,2%	2,81E-06	1,41E-05	1,99E-05	6,54E-04	8,43E-05	0,00E+00	5,62E-06	0
ELETRONORTE_h	2016	35,6%	5,80E-07	2,90E-06	4,12E-06	1,35E-04	1,74E-05	0,00E+00	1,16E-06	0
ELETROSUL	2013	35,1%	6,32E-06	8,43E-06	7,35E-06	1,80E-04	1,29E-04	5,96E-08	1,84E-06	0
ELETRONORTE	2016	34,6%	5,93E-07	2,96E-06	4,21E-06	1,38E-04	1,78E-05	0,00E+00	1,19E-06	0
ELETROSUL_h	2013	34,3%	6,24E-06	8,33E-06	7,26E-06	1,78E-04	1,27E-04	5,89E-08	1,82E-06	0
TAESA	2014	32,2%	3,05E-06	1,53E-05	1,91E-05	9,16E-04	9,16E-05	0,00E+00	6,11E-06	0,006101
TAESA	2013	32,1%	3,13E-06	1,56E-05	1,95E-05	9,38E-04	9,38E-05	0,00E+00	6,25E-06	0,006242
ELETRONORTE_058/2001	2016	28,3%	5,93E-07	2,96E-06	3,70E-06	1,78E-04	1,78E-05	0,00E+00	1,19E-06	0,001184

**Tabela 25: (Pesos dos produtos) / (Pesos do Insumo)**

Empresa	Ano	Eficiência NT 164	Pesos dos produtos / Peso do insumo								
			Ext. Rede < 230	Ext. Rede >=230	Potencia Total	Modulos Subs	Modulos Manobra	MVA Interrompido Medio	Fator de escala	Módulos sub/ Módulos manobra	Rede baixa/ Rede alta
CELG G&T	2013	100,0%	0,50	2,5	0,40	15,00	15,00	0,00	21.482,64	1	0,200
CELEO_h	2015	100,0%	1,20	6,0	0,40	15,00	15,00	0,00	18.922,39	1	0,200
CELEO_h	2016	100,0%	1,10	5,5	0,40	32,24	32,00	0,00	16.911,51	1	0,200
STATE GRID_h	2014	100,0%	0,61	3,0	4,00	188,24	19,00	0,02	0,00	10	0,200
CTEEP_h	2015	100,0%	5,07	6,8	0,40	150,32	70,00	0,00	0,00	2	0,750
STATE GRID_h	2016	100,0%	1,87	2,5	4,00	671,08	70,00	0,83	0,00	10	0,750
STATE GRID_h	2013	99,9%	1,70	8,5	4,00	35,95	15,00	0,05	10.031,81	2	0,200
CELEO_h	2014	99,4%	1,10	5,5	0,40	32,24	32,00	0,00	16.911,51	1	0,200
CTEEP	2014	99,0%	1,88	2,5	0,40	219,78	70,00	0,00	6.758,04	3	0,750
ALUPAR_h	2016	99,0%	1,70	8,5	4,00	26,10	26,00	0,05	9.551,11	1	0,200
CTEEP	2015	98,8%	1,88	2,5	0,40	219,78	70,00	0,00	6.758,04	3	0,750
CELG G&T	2014	98,5%	0,50	2,5	4,00	70,00	70,00	0,03	6.974,70	1	0,200
CELEO_h	2013	96,9%	1,20	6,0	0,40	15,00	15,00	0,00	18.922,39	1	0,200
ALUPAR_h	2015	96,7%	1,70	8,5	4,00	26,10	26,00	0,05	9.551,11	1	0,200
CTEEP_h	2014	96,4%	5,07	6,8	0,40	150,32	70,00	0,00	0,00	2	0,750
CTEEP_h	2016	95,5%	5,35	7,1	1,90	259,88	64,00	0,04	0,00	4	0,750
CTEEP	2013	92,5%	1,88	2,5	0,40	219,78	70,00	0,00	6.758,04	3	0,750
CEMIG-GT	2016	92,3%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200

Empresa	Ano	Eficiência NT 164	Pesos dos produtos / Peso do insumo								
			Ext. Rede < 230	Ext. Rede >=230	Potencia Total	Modulos Subs	Modulos Manobra	MVA Interrompido Medio	Fator de escala	Módulos sub/ Módulos manobra	Rede baixa/ Rede alta
CEMIG-GT_h	2016	92,3%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
CEMIG-GT_006/1997	2016	91,3%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
CTEEP	2016	89,5%	1,88	2,5	0,40	219,78	70,00	0,00	6.758,04	3	0,750
CTEEP_059/2001	2016	89,5%	1,88	2,5	0,40	219,78	70,00	0,00	6.758,04	3	0,750
CTEEP_h	2013	87,3%	1,88	2,5	0,40	219,78	70,00	0,00	6.758,04	3	0,750
CEEE-GT	2016	85,9%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
CEEE_h	2016	85,9%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
CEEE-GT_055/2001	2016	85,4%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
STATE GRID_h	2015	85,0%	1,88	2,5	4,00	671,08	70,00	0,83	0,00	10	0,750
ALUPAR_h	2014	82,2%	1,70	8,5	4,00	35,95	15,00	0,05	10.031,81	2	0,200
CELG G&T	2015	81,3%	0,50	2,5	4,00	700,00	70,00	1,00	15.784,79	10	0,200
CEMIG-GT	2015	77,7%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
CEMIG-GT_h	2015	77,7%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
ALUPAR_h	2013	76,1%	1,70	8,5	4,00	35,95	15,00	0,05	10.031,81	2	0,200
CELG G&T	2016	72,4%	0,50	2,5	4,00	700,00	70,00	1,00	15.784,79	10	0,200
CELG G&T_063/2001	2016	72,4%	0,50	2,5	4,00	700,00	70,00	1,00	15.784,79	10	0,200
TAESA_h	2015	70,1%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
CEMIG-GT	2014	69,9%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
CEMIG-GT_h	2014	69,9%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
TAESA_h	2016	69,4%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
CEEE-GT	2014	67,8%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
CEEE_h	2014	67,7%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
CEMIG-GT	2013	65,8%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
CEMIG-GT_h	2013	65,8%	0,64	3,2	0,40	219,43	70,00	0,00	6.253,93	3	0,200
CEEE-GT	2015	65,3%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
CEEE_h	2015	65,2%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
TAESA	2015	65,0%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
TAESA	2016	64,3%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
COPEL-GT	2014	61,4%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
COPEL-GT_h	2014	60,4%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
FURNAS_h	2016	59,9%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
COPEL-GT_h	2015	59,4%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
COPEL-GT	2015	59,2%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
FURNAS	2016	58,4%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
FURNAS_062/2001	2016	55,5%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
FURNAS_h	2015	55,3%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
FURNAS	2014	55,3%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
COPEL-GT_h	2016	54,4%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
FURNAS	2015	54,0%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
CEEE-GT	2013	53,4%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
CEEE_h	2013	53,2%	5,99	8,0	0,40	299,43	70,00	0,03	0,00	4	0,750
COPEL-GT	2016	53,0%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200



Empresa	Ano	Eficiência NT 164	Pesos dos produtos / Peso do insumo								
			Ext. Rede < 230	Ext. Rede >=230	Potencia Total	Modulos Subs	Modulos Manobra	MVA Interrompido Medio	Fator de escala	Módulos sub/ Módulos manobra	Rede baixa/ Rede alta
FURNAS_h	2014	52,7%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
COPEL-GT_060/2001	2016	48,5%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
CHESF_h	2014	47,0%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
CHESF	2014	46,9%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
ELETROSUL_h	2016	46,5%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
FURNAS	2013	46,3%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
COPEL-GT	2013	46,2%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
COPEL-GT_h	2013	46,2%	0,50	2,5	3,90	142,31	70,00	0,03	3.784,31	2	0,200
ELETROSUL	2014	45,9%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
ELETROSUL_h	2015	45,8%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
ELETROSUL_h	2014	44,4%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
ELETROSUL	2016	44,1%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
ELETROSUL	2015	43,9%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
ELETRONORTE_h	2014	43,2%	0,60	3,0	3,00	150,00	15,00	0,00	0,00	10	0,200
ELETRONORTE_h	2015	43,2%	0,60	3,0	3,00	150,00	15,00	0,00	0,00	10	0,200
CHESF	2013	43,0%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
CHESF_h	2013	42,7%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
CHESF_h	2016	42,3%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
CHESF	2016	42,1%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
ELETRONORTE	2015	41,9%	0,50	2,5	3,10	150,00	15,00	0,00	998,60	10	0,200
CHESF_h	2015	41,6%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
FURNAS_h	2013	41,6%	1,88	2,5	4,00	63,61	15,00	0,00	0,00	4	0,750
CHESF	2015	41,4%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
ELETRONORTE	2014	41,2%	0,50	2,5	3,10	150,00	15,00	0,00	998,60	10	0,200
ELETRONORTE_h	2013	40,9%	0,60	3,0	3,00	150,00	15,00	0,00	0,00	10	0,200
TAESA_h	2014	39,9%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
ELETRONORTE	2013	38,2%	0,50	2,5	3,10	150,00	15,00	0,00	998,60	10	0,200
CHESF_061/2001	2016	38,1%	1,26	6,3	0,40	377,32	38,00	0,02	0,00	10	0,200
ELETROSUL_057/2001	2016	37,4%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
TAESA_h	2013	36,2%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
ELETRONORTE_h	2016	35,6%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
ELETROSUL	2013	35,1%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
ELETRONORTE	2016	34,6%	0,50	2,5	3,50	116,29	15,00	0,00	0,00	8	0,200
ELETROSUL_h	2013	34,3%	3,44	4,6	4,00	98,00	70,00	0,03	0,00	1	0,750
TAESA	2014	32,2%	0,50	2,5	3,10	150,00	15,00	0,00	998,60	10	0,200
TAESA	2013	32,1%	0,50	2,5	3,10	150,00	15,00	0,00	998,60	10	0,200
ELETRONORTE_058/2001	2016	28,3%	0,50	2,5	3,10	150,00	15,00	0,00	998,60	10	0,200

**Anexo II. Variáveis duais do modelo DEA da NT 164/2017.**

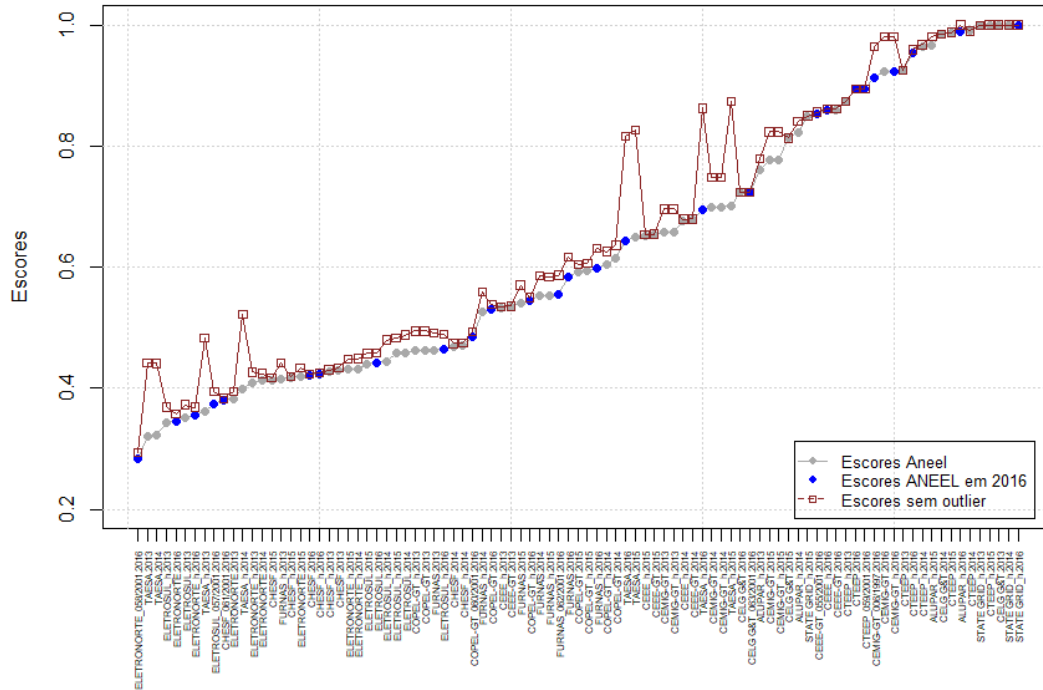
Empresa e ano	Tipo	Variáveis duais ("lambdas")					
		CELG G&T 2013	STATE GRID_h 2014	CELEO_h 2015	CTEEP_h 2015	CELEO_h 2016	STATE GRID_h 2016
ALUPAR_h.2013	licitada_h	0,50003034	0,29194936	0,2080203	0	0	0
ALUPAR_h.2014	licitada_h	0,49514077	0,29816853	0,20669069	0	0	0
ALUPAR_h.2015	licitada_h	0,43227789	0,37812563	0,18959648	0	0	0
ALUPAR_h.2016	licitada_h	0,40635758	0,41109441	0,18254801	0	0	0
CEEE_h.2013	existente_h	2,91201427	0	0	0,05751882	0,69094877	0
CEEE_h.2014	existente_h	3,25810973	0	0	0,06517241	0,56953049	0
CEEE_h.2015	existente_h	3,38719263	0	0	0,0682267	0,52181121	0
CEEE_h.2016	existente_h	3,71826904	0	0	0,0675229	0,50346119	0
CEEE-GT.2013	existente	2,92445029	0	0	0,05684431	0,69178701	0
CEEE-GT.2014	existente	3,26860426	0	0	0,06500664	0,56432687	0
CEEE-GT.2015	existente	3,39962864	0	0	0,06755218	0,52264944	0
CEEE-GT.2016	existente	3,73070505	0	0	0,06684839	0,50429942	0
CEEE-GT_055/2001.2016	existente_cont rato_principal	3,70864881	0	0	0,07270477	0,43453554	0
CELEO_h.2013	licitada_h	0,34521181	0	0,65478819	0	0	0
CELEO_h.2014	licitada_h	0,15884047	0	0,40800151	0	0,43315802	0
CELEO_h.2015	licitada_h	0	0	1	0	0	0
CELEO_h.2016	licitada_h	0	0	0	0	1	0
CELG G&T.2013	existente	1	0	0	0	0	0
CELG G&T.2014	existente	1	0	0	0	0	0
CELG G&T.2015	existente	1	0	0	0	0	0
CELG G&T.2016	existente	1	0	0	0	0	0
CELG G&T_063/2001.2016	existente_cont rato_principal	1	0	0	0	0	0
CEMIG-GT.2013	existente	0,18342817	0	0	0,20566227	0,61090955	0
CEMIG-GT.2014	existente	0,10874376	0	0	0,19973073	0,69152551	0
CEMIG-GT.2015	existente	0,15755633	0	0	0,2106948	0,63174887	0
CEMIG-GT.2016	existente	0,19896486	0	0	0,22151095	0,57952419	0
CEMIG-GT_006/1997.2016	existente_cont rato_principal	0,18757448	0	0	0,21906364	0,59336188	0
CEMIG-GT_h.2013	existente_h	0,18342817	0	0	0,20566227	0,61090955	0
CEMIG-GT_h.2014	existente_h	0,10874376	0	0	0,19973073	0,69152551	0
CEMIG-GT_h.2015	existente_h	0,15755633	0	0	0,2106948	0,63174887	0
CEMIG-GT_h.2016	existente_h	0,19896486	0	0	0,22151095	0,57952419	0
CHESF.2013	existente	3,48240945	0	0	0,7110977	0,83436685	0
CHESF.2014	existente	3,72914715	0	0	0,70242343	0,92000783	0
CHESF.2015	existente	4,31496495	0	0	0,70872905	0,79551973	0
CHESF.2016	existente	4,43113534	0	0	0,73365929	0,48226072	0
CHESF_061/2001.2016	existente_cont rato_principal	2,86629816	0	0	0,72331329	0,54040682	0

Empresa e ano	Tipo	Variáveis duais ("lambdas")					
		CELG G&T 2013	STATE GRID_h 2014	CELEO_h 2015	CTEEP_h 2015	CELEO_h 2016	STATE GRID_h 2016
CHESF_h.2013	existente_h	2,97801175	0	0	0,73346293	0,85501332	0
CHESF_h.2014	existente_h	3,52128139	0	0	0,73100104	0,84083036	0
CHESF_h.2015	existente_h	4,11252356	0	0	0,7374203	0,71451621	0
CHESF_h.2016	existente_h	4,22869394	0	0	0,76235054	0,4012572	0
COPEL-GT.2013	existente	0,04867785	0,0354232	0,86119529	0,05470366	0	0
COPEL-GT.2014	existente	0,15967688	0,07122655	0,7029656	0,06613097	0	0
COPEL-GT.2015	existente	0,14764574	0,10359763	0,68152362	0,06723301	0	0
COPEL-GT.2016	existente	0,15751565	0,12971216	0,64304252	0,06972967	0	0
COPEL-GT_060/2001.2016	existente_cont rato_principal	0,19493878	0,11648692	0,62821199	0,06036231	0	0
COPEL-GT_h.2013	existente_h	0,04809441	0,03447004	0,86258446	0,05485108	0	0
COPEL-GT_h.2014	existente_h	0,15909344	0,07027339	0,70435478	0,06627839	0	0
COPEL-GT_h.2015	existente_h	0,12115087	0,1196914	0,69280458	0,06635315	0	0
COPEL-GT_h.2016	existente_h	0,11248752	0,1703898	0,64820759	0,06891508	0	0
CTEEP.2013	existente	0,17301415	0	0	0,82698585	0	0
CTEEP.2014	existente	0,16648531	0	0	0,83351469	0	0
CTEEP.2015	existente	0,15886834	0	0	0,84113166	0	0
CTEEP.2016	existente	0,1468988	0	0	0,8531012	0	0
CTEEP_059/2001.2016	existente_cont rato_principal	0,1468988	0	0	0,8531012	0	0
CTEEP_h.2013	existente_h	0,08378672	0	0	0,91621328	0	0
CTEEP_h.2014	existente_h	0	0	0	0,91031252	0,43526962	0
CTEEP_h.2015	existente_h	0	0	0	1	0	0
CTEEP_h.2016	existente_h	1,40710657	0,05926508	0,26094968	0,94048384	0,33343913	0
ELETRONORTE.2013	existente	0	0	0,52692874	0,47307126	0	0
ELETRONORTE.2014	existente	0	0	0,5133404	0,4866596	0	0
ELETRONORTE.2015	existente	0	0	0,48458888	0,51541112	0	0
ELETRONORTE.2016	existente	0	0	3,61188871	0,34793279	0	0
ELETRONORTE_058/2001.2016	existente_cont rato_principal	0	0	0,51662432	0,48337568	0	0
ELETRONORTE_h.2013	existente_h	0	0	0,85094955	0,50169498	0	0
ELETRONORTE_h.2014	existente_h	0	0	0,81870663	0,51701709	0	0
ELETRONORTE_h.2015	existente_h	0	0	0,75835678	0,51752901	0	0
ELETRONORTE_h.2016	existente_h	0	0	3,30126842	0,40436411	0	0
ELETROSUL.2013	existente	0	0,51817555	1,70036367	0,04242386	0	0
ELETROSUL.2014	existente	0	0,55485388	1,82069473	0,03171376	0	0
ELETROSUL.2015	existente	0	0,65372364	1,50152739	0,05565084	0	0
ELETROSUL.2016	existente	0	0,67546728	1,32602556	0,0695567	0	0
ELETROSUL_057/2001.2016	existente_cont rato_principal	0	0,42713448	1,5563569	0,0459121	0	0
ELETROSUL_h.2013	existente_h	0	0,45830149	1,80742914	0,04857502	0	0
ELETROSUL_h.2014	existente_h	0	0,50287074	2,01943754	0,03016219	0	0

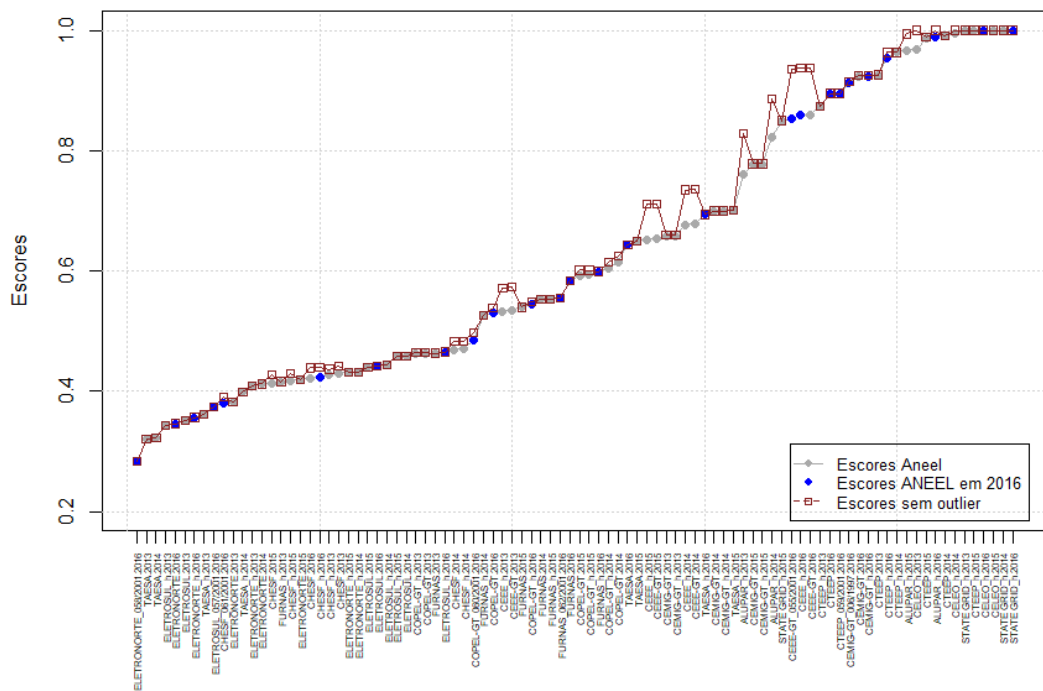
Empresa e ano	Tipo	Variáveis duais ("lambdas")					
		CELG G&T 2013	STATE GRID_h 2014	CELEO_h 2015	CTEEP_h 2015	CELEO_h 2016	STATE GRID_h 2016
ELETROSUL_h.2015	existente_h	0	0,79935758	1,85559581	0,0368497	0	0
ELETROSUL_h.2016	existente_h	0	0,82949527	1,65529635	0,0525991	0	0
FURNAS.2013	existente	0	0	13,2698413	0	0	0
FURNAS.2014	existente	0	0	13,3492063	0	0	0
FURNAS.2015	existente	0	0	13,5079365	0	0	0
FURNAS.2016	existente	0	0	13,5714286	0	0	0
FURNAS_062/2001.2016	existente_cont rato_principal	0	0	13,1111111	0	0	0
FURNAS_h.2013	existente_h	0	0	13,3968254	0	0	0
FURNAS_h.2014	existente_h	0	0	13,7936508	0	0	0
FURNAS_h.2015	existente_h	0	0	14,3015873	0	0	0
FURNAS_h.2016	existente_h	0	0	14,5079365	0	0	0
STATE GRID_h.2013	licitada_h	0,01955824	0,97512331	0,00531844	0	0	0
STATE GRID_h.2014	licitada_h	0	1	0	0	0	0
STATE GRID_h.2015	licitada_h	0	0,86206897	0	0	0	0,13793103
STATE GRID_h.2016	licitada_h	0	0	0	0	0	1
TAESA.2013	licitada	0	0	0,97915062	0,02084938	0	0
TAESA.2014	licitada	0	0	0,97357591	0,02642409	0	0
TAESA.2015	licitada	0	0	2,0896605	0,02828479	0	0
TAESA.2016	licitada	0	0	2,0896605	0,02828479	0	0
TAESA_h.2013	licitada_h	0	0	1,02282987	0,04918482	0	0
TAESA_h.2014	licitada_h	0	0	1,29993146	0,03733642	0	0
TAESA_h.2015	licitada_h	0	0	2,68068548	0,01459857	0	0
TAESA_h.2016	licitada_h	0	0	2,68068548	0,01459857	0	0

**Anexo III. Gráficos de comparação dos escores sem outliers.**

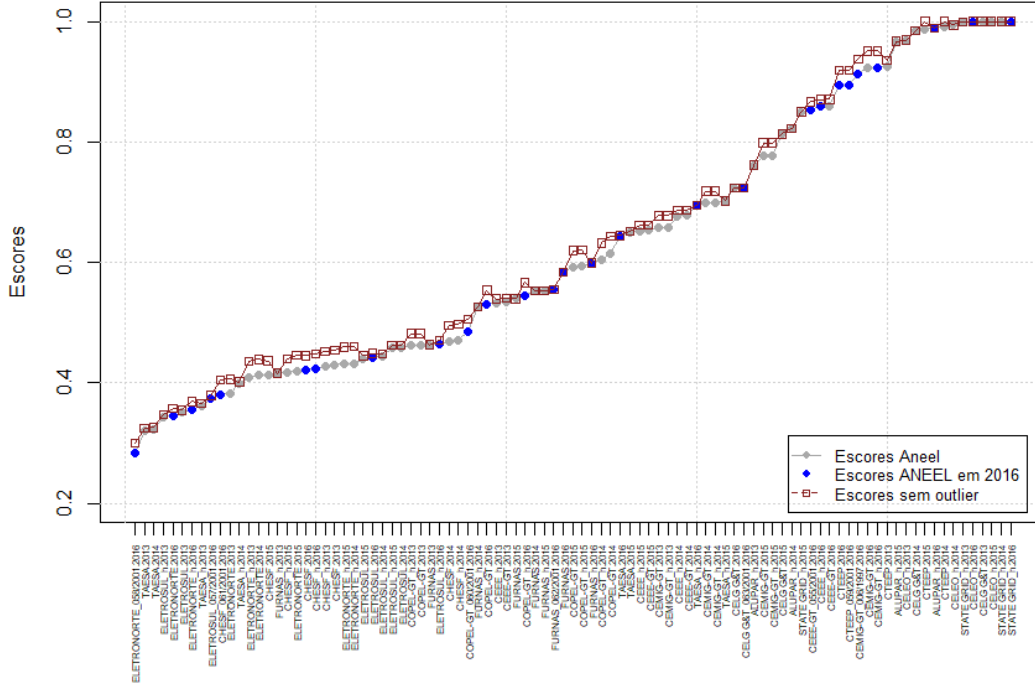
**Escores sem outlier: CELEO**



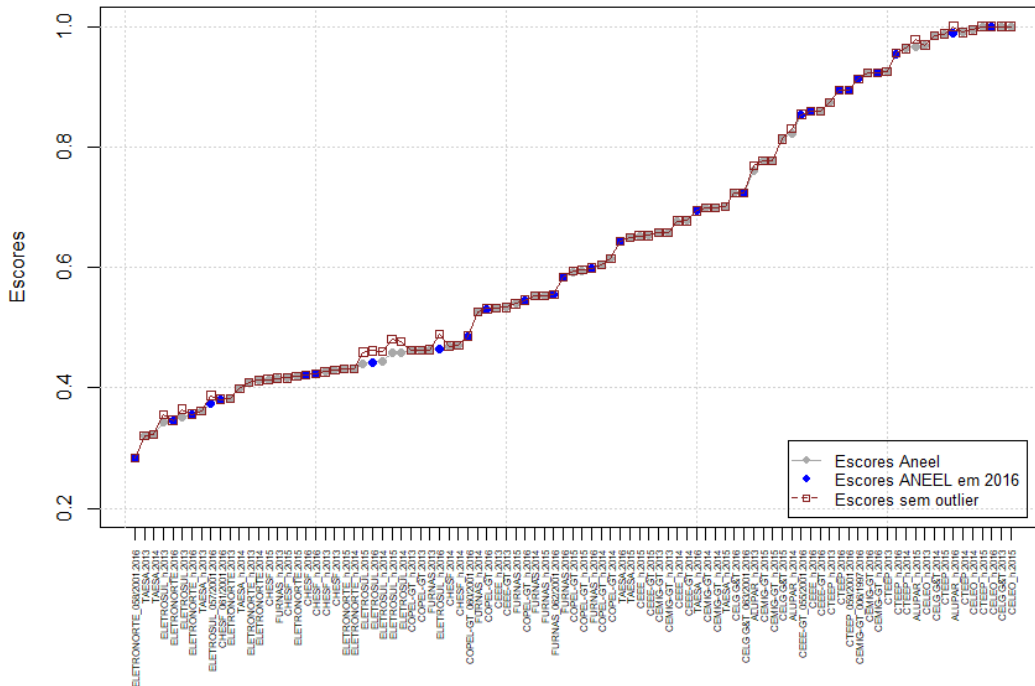
**Escores sem outlier: CELG G&T**



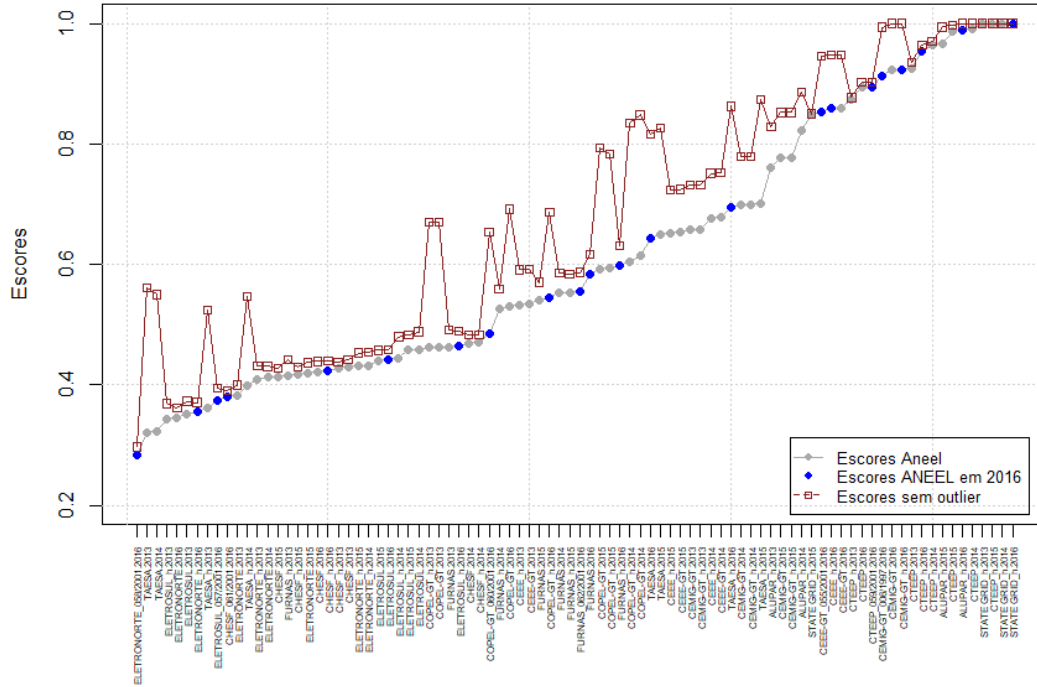
Escores sem outlier: CTEEP\_h



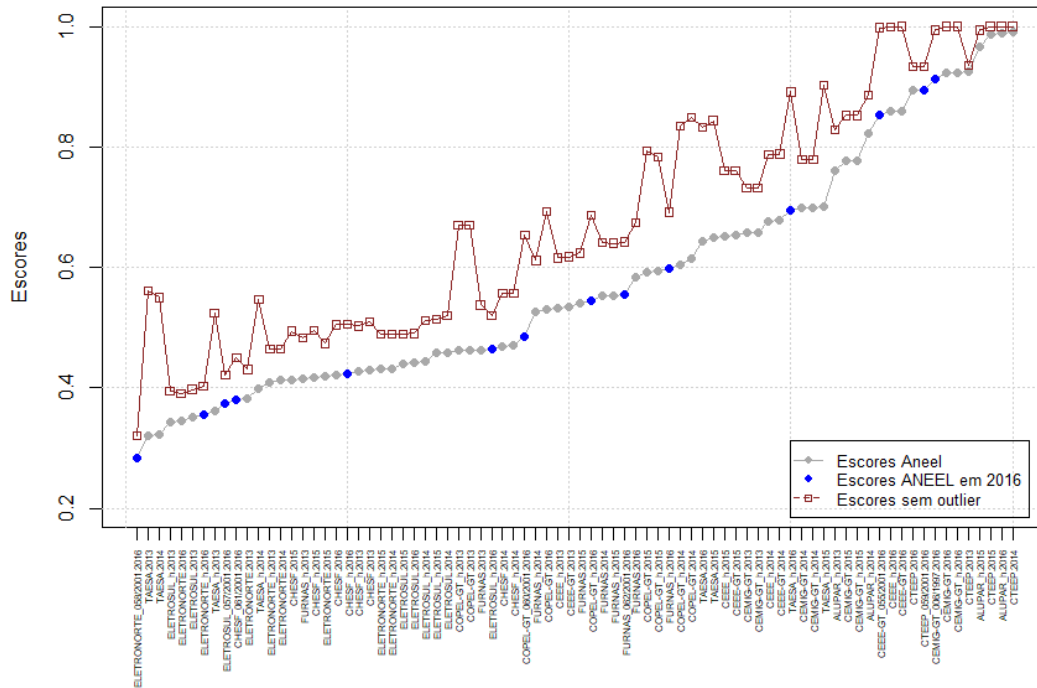
Escores sem outlier: State Grid



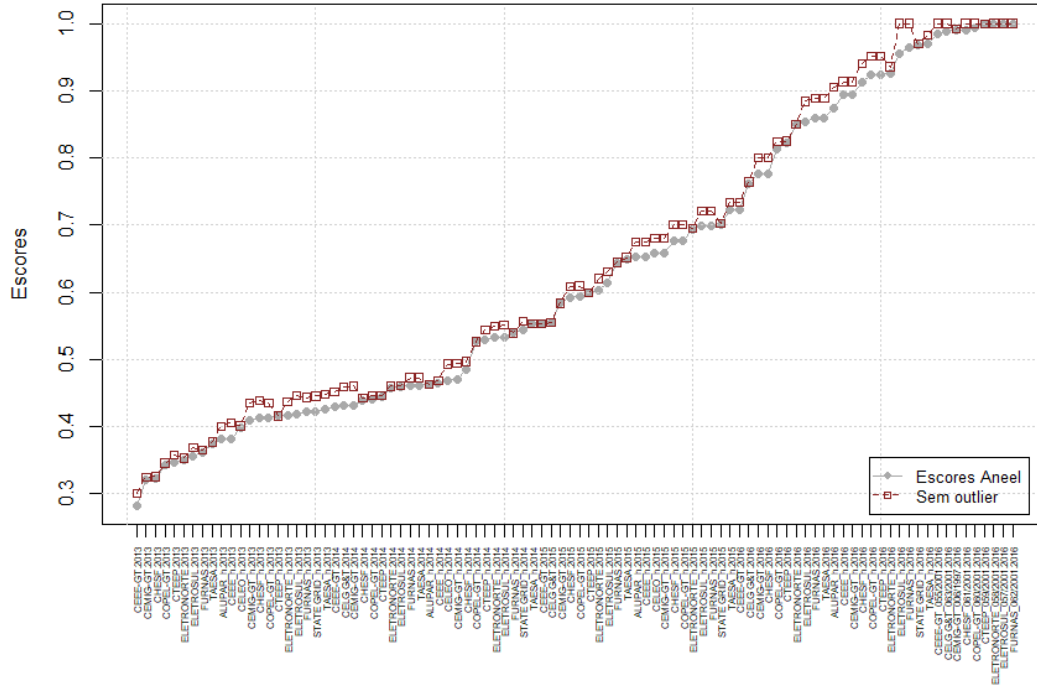
Escores sem outlier: CEL G&T, CELEO\_h



Escores sem outlier:CTEEP\_h CELG G&T, CELEO\_h e State Grid



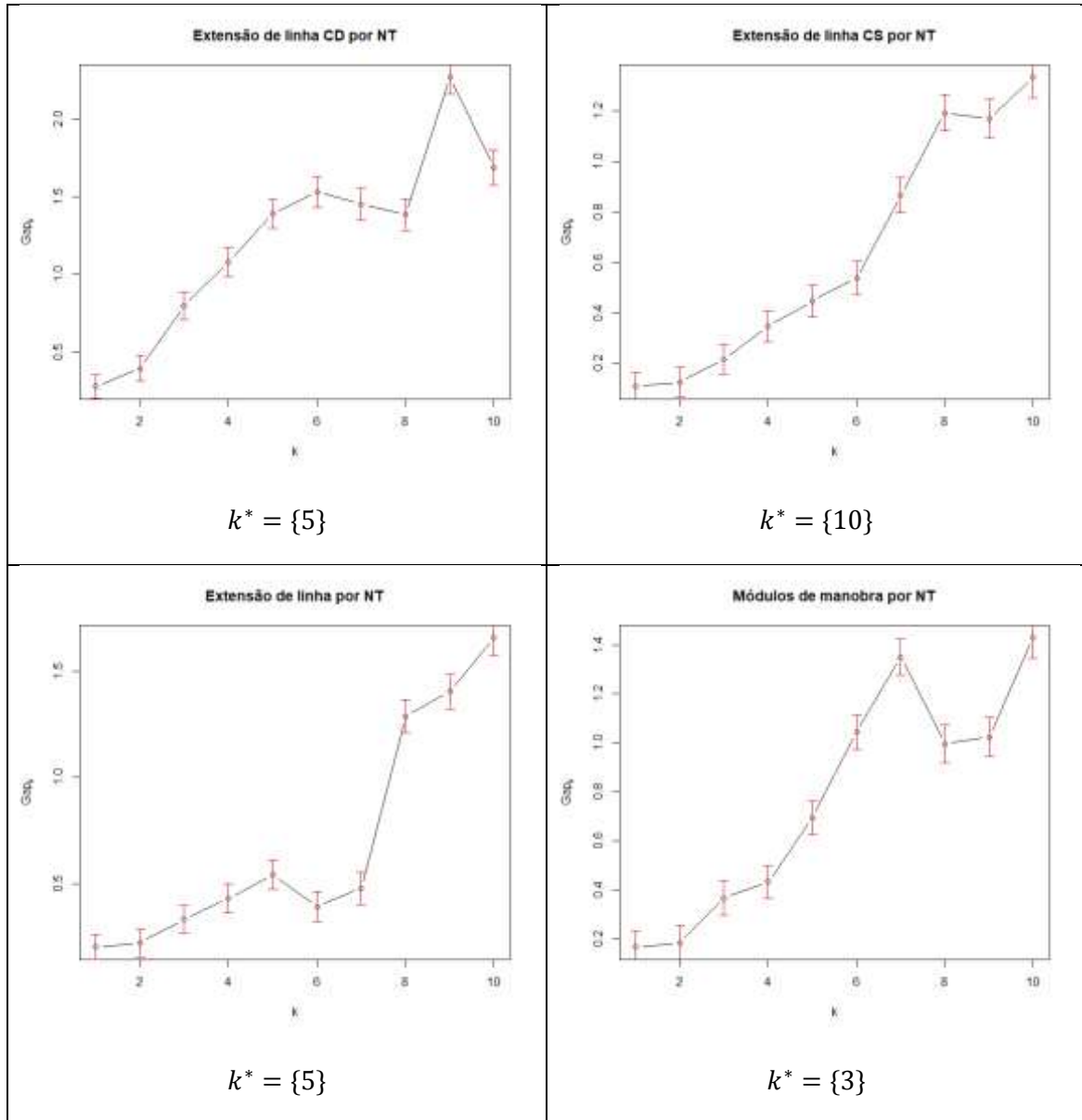
Outliers CTEEP\_h 15, CELG 13 e CELEO 16

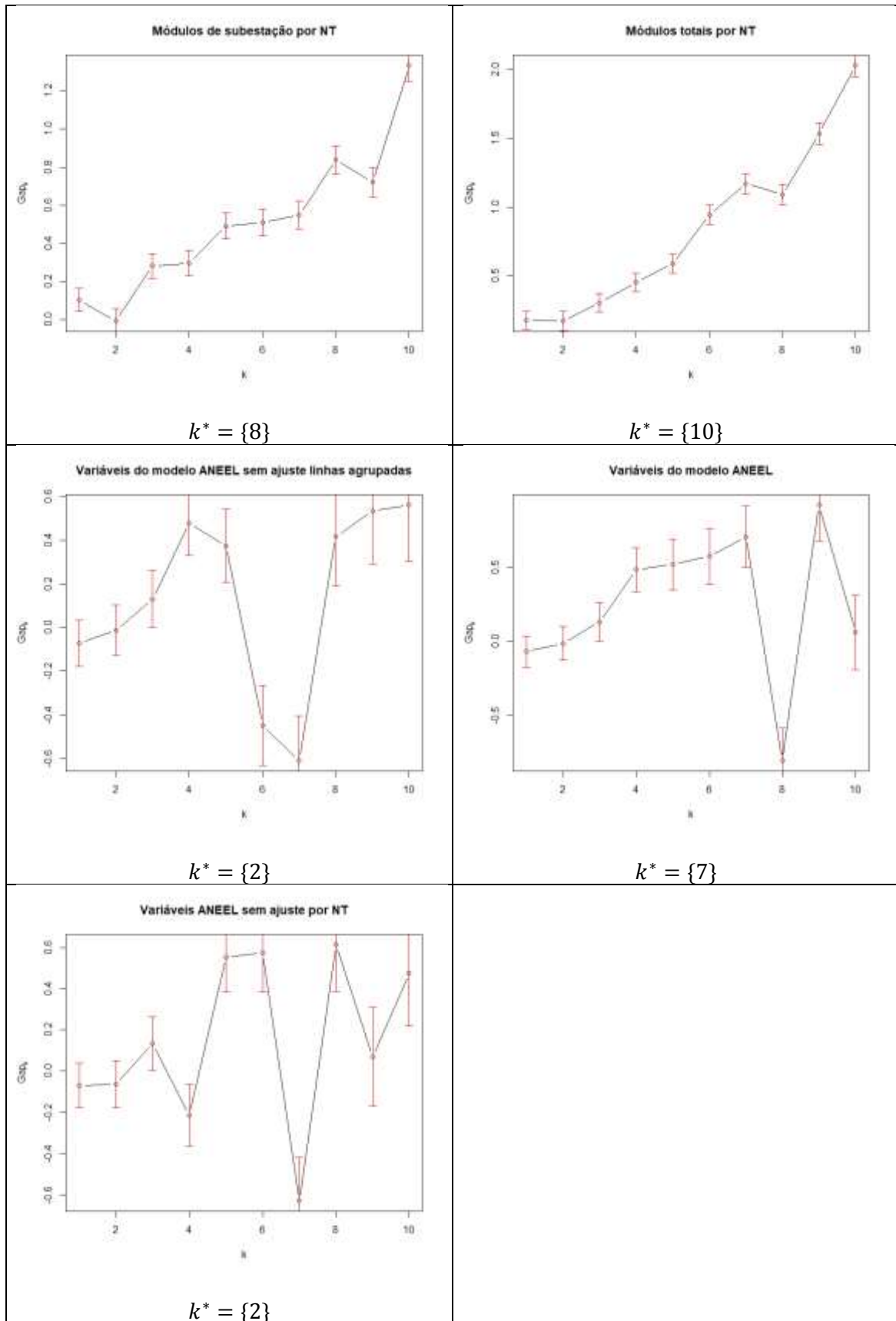




**Anexo IV. Gráficos dos resultados da análise de cluster**

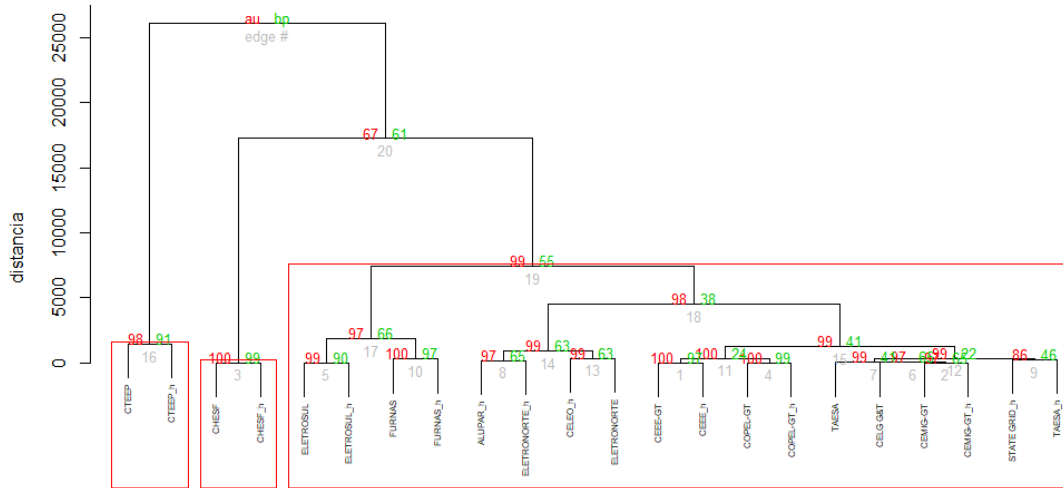
1. Estatística GAP: número ótimo de clusters





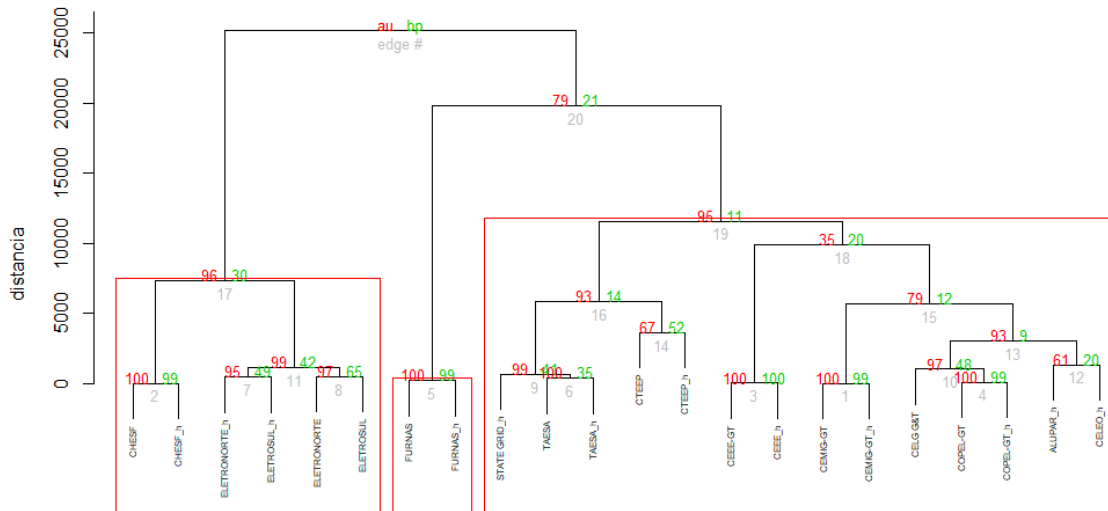
## 2. Multiscale Bootstrap Resampling

**Extensão de linha CD por NT**



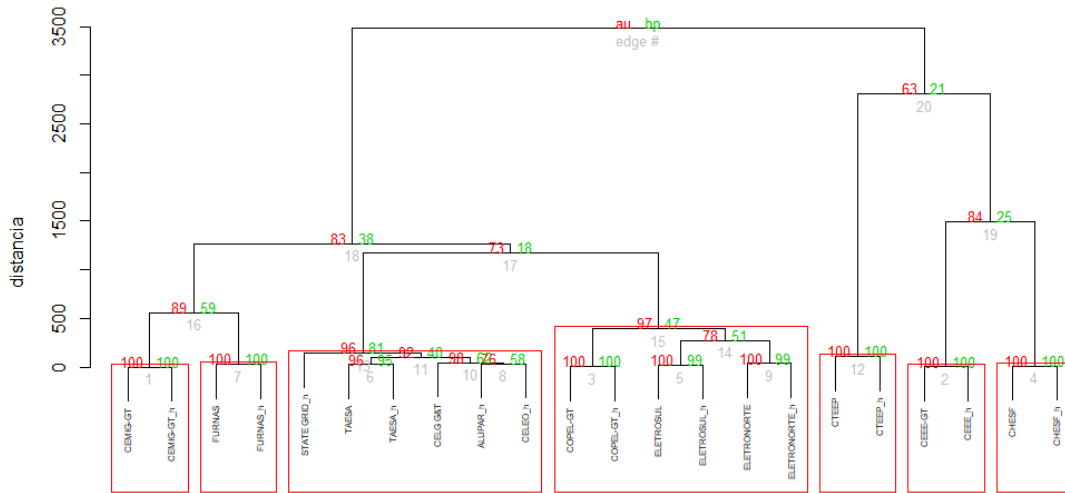
Empresas  
Cluster method: ward.D

**Extensão de linha CS por NT**



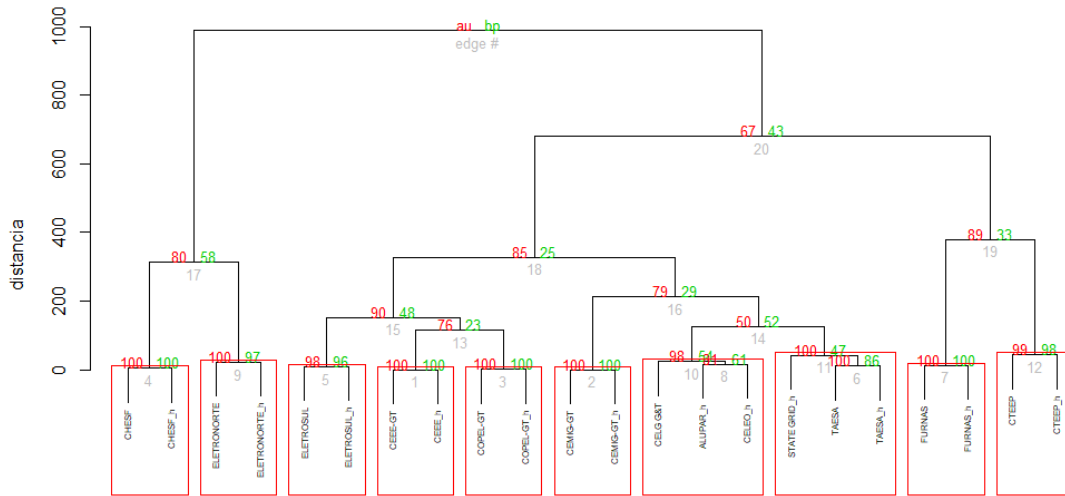
Empresas  
Cluster method: ward.D

### Módulos de manobra por NT



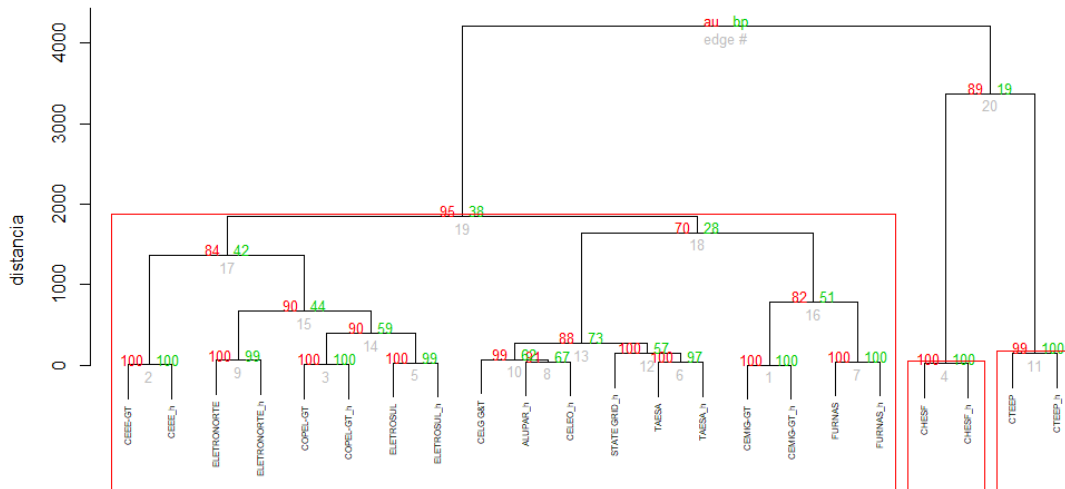
Empresas  
Cluster method: ward.D

### Módulos de subestação por NT

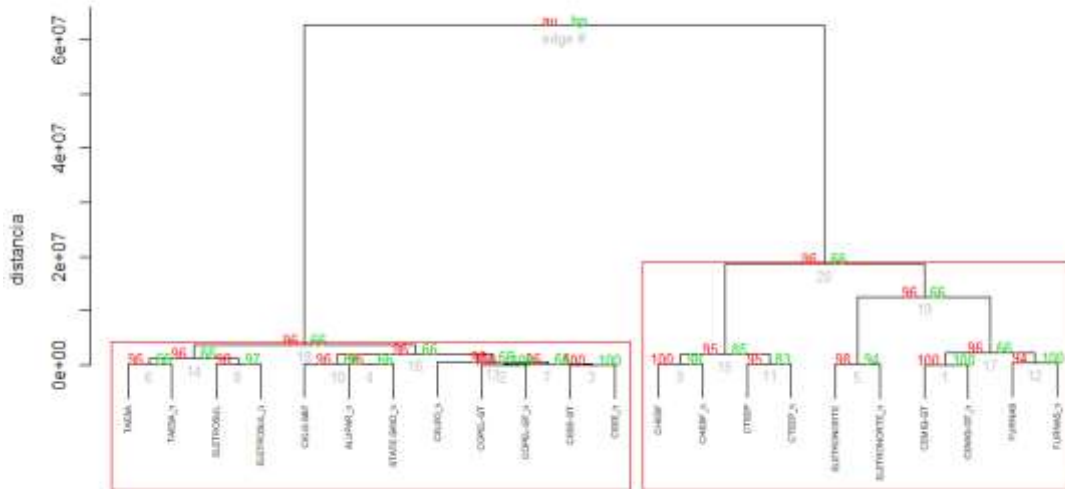


Empresas  
Cluster method: ward.D

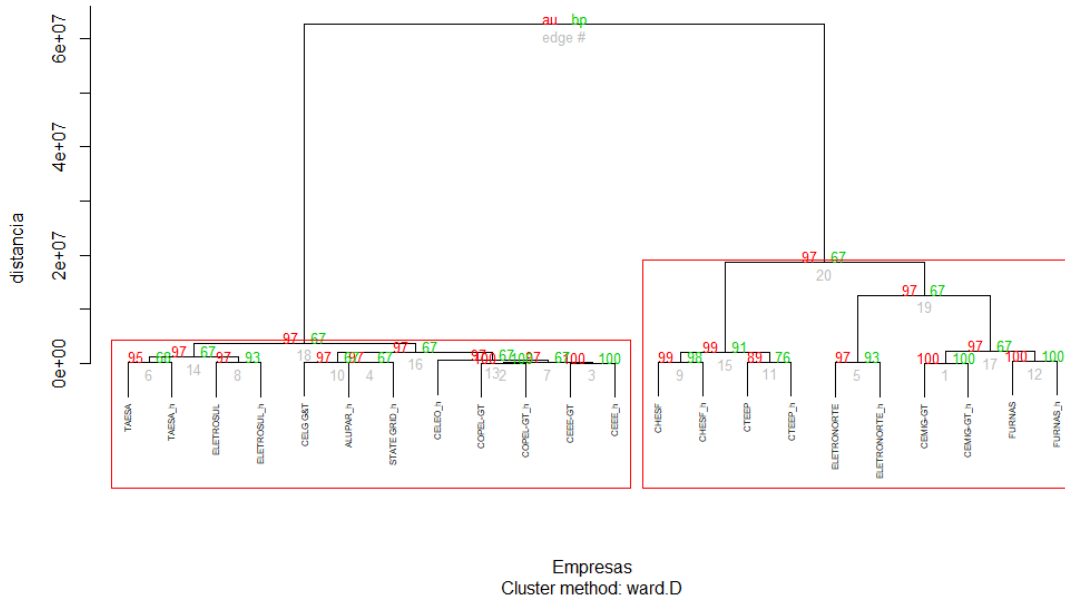
Módulos totais por NT



Variáveis do modelo ANEEL sem ajuste linhas agrupadas



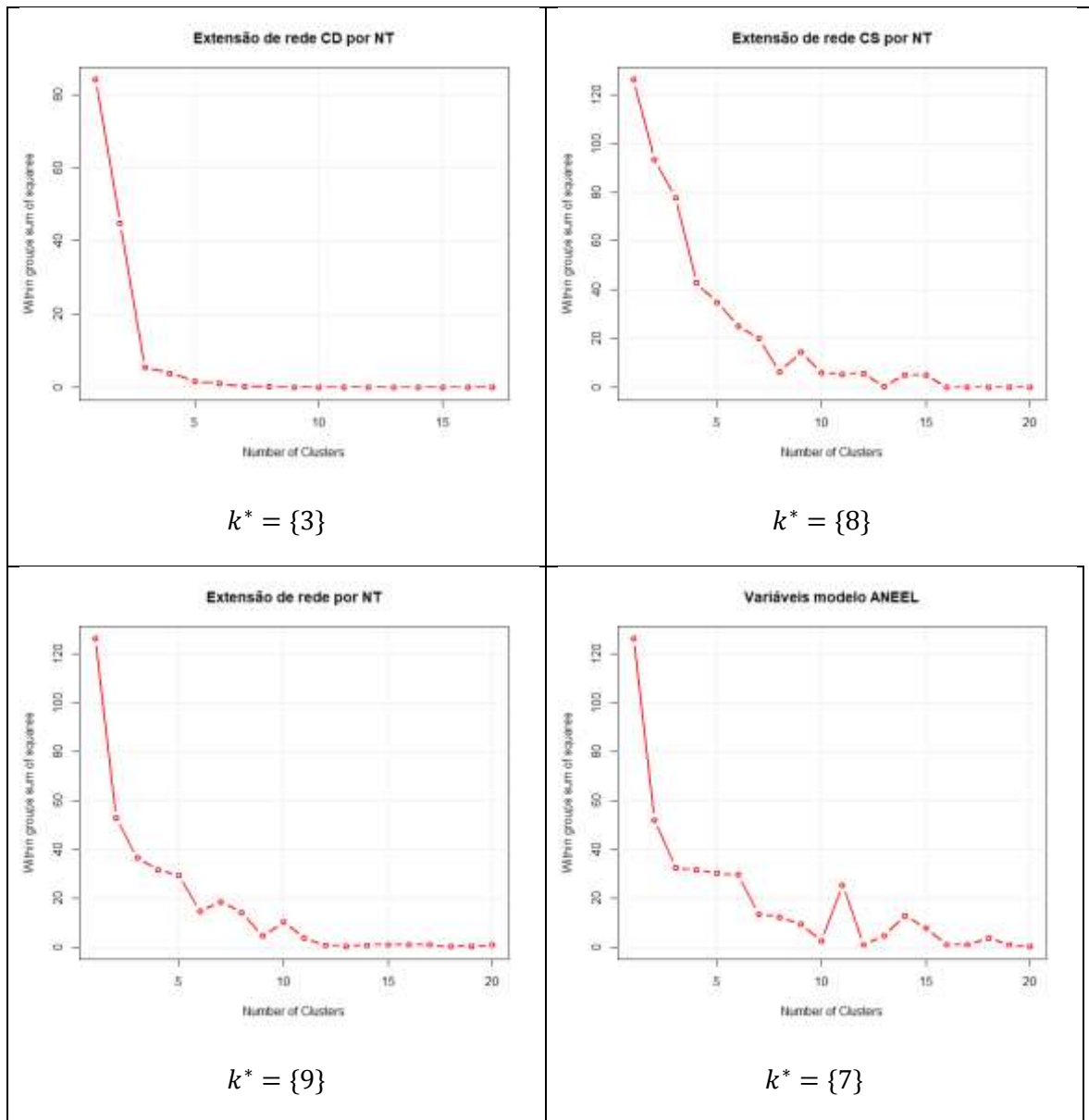
**Variáveis do modelo ANEEL**

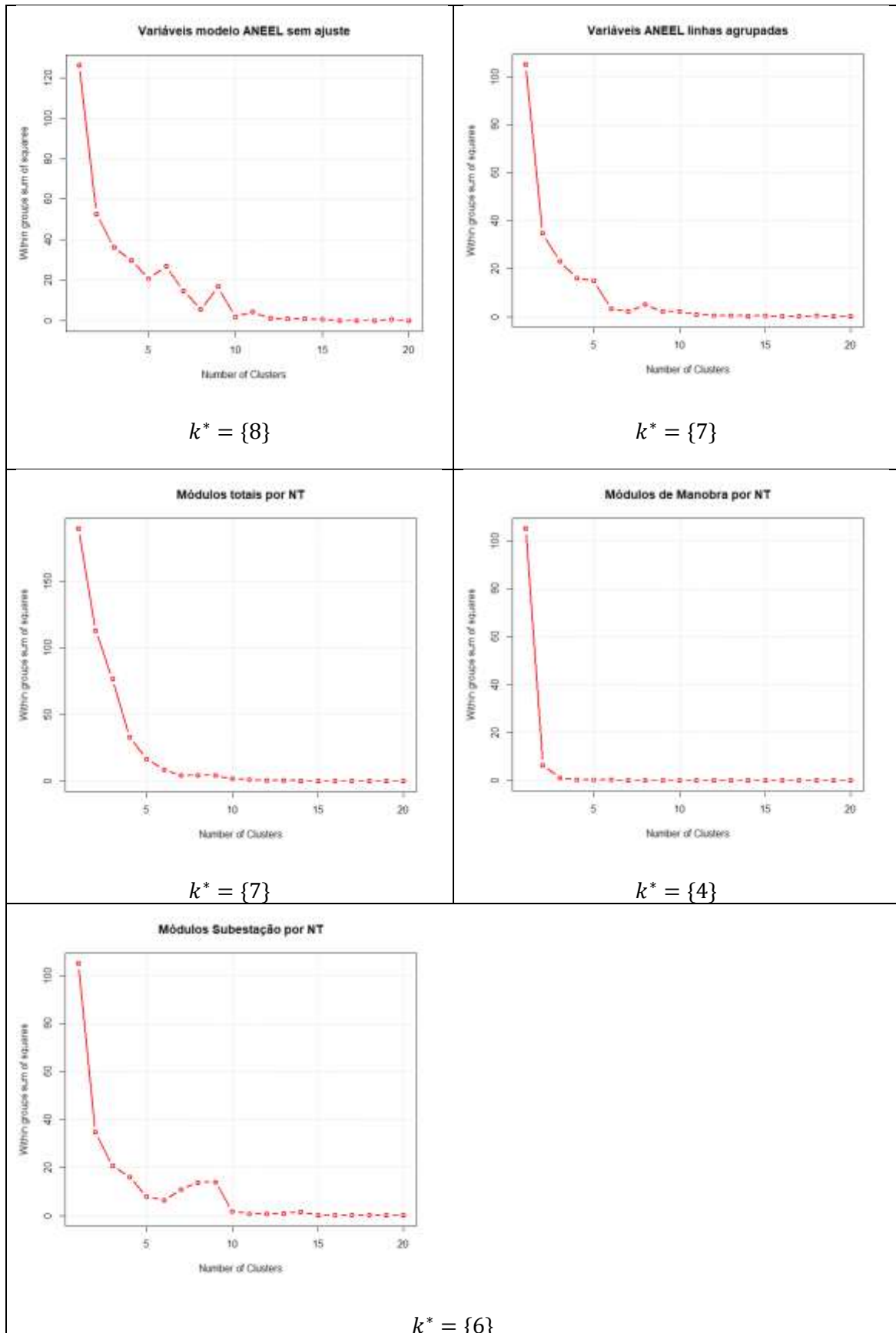


**Extensão de Linha total por nível de tensão:**

*Não convergiu*

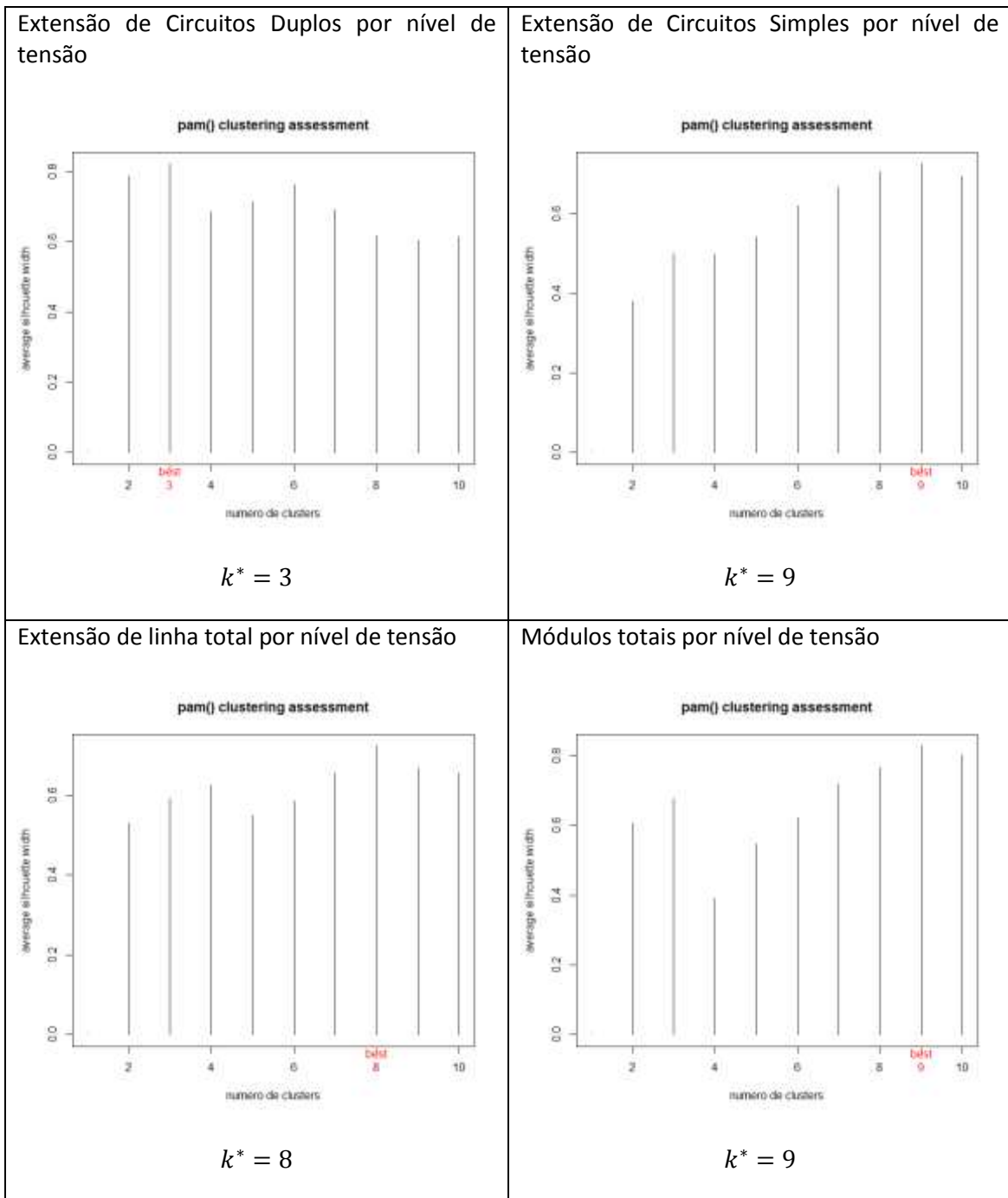
4. K-means: quantidade ótima de clusters:



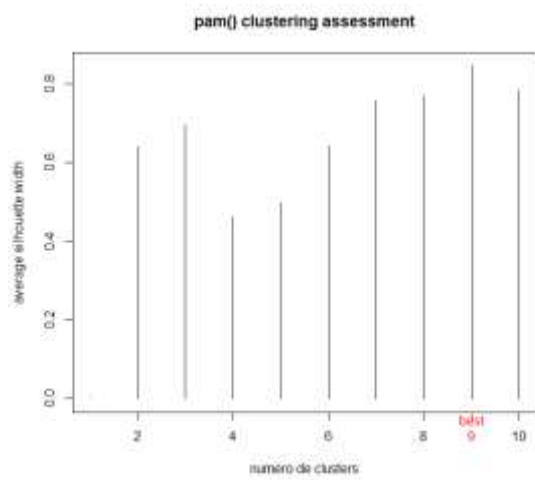




5. Partitioning Around Medoids (PAM): número ótimo de clusters

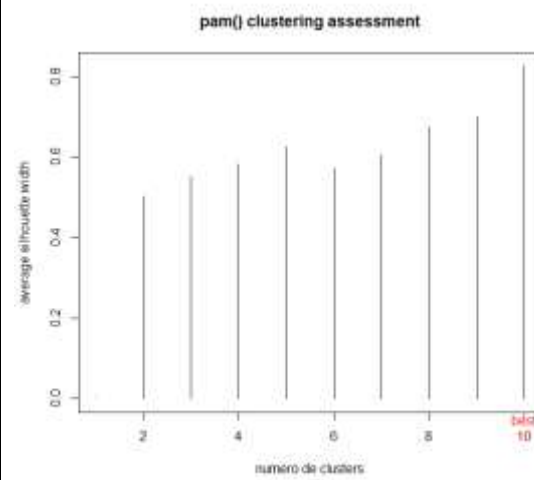


Módulos de manobra por nível de tensão



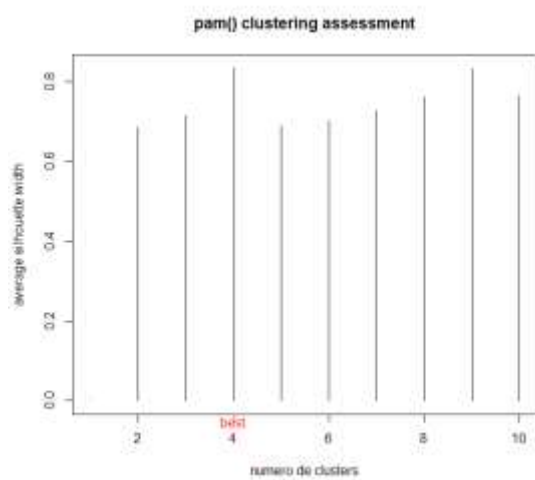
$k^* = 9$

Módulos de subestação por nível de tensão



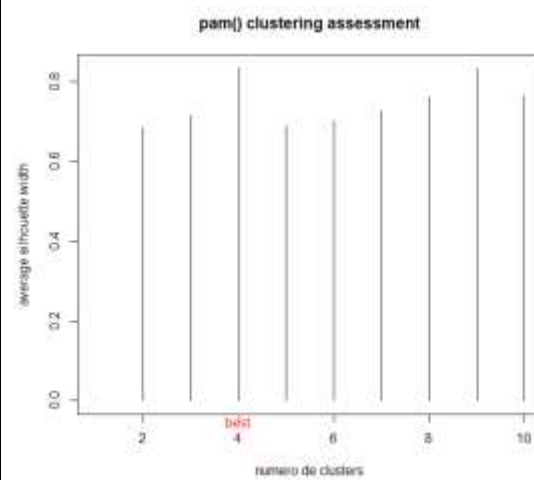
$k^* = 10$

Variáveis do modelo ANEEL



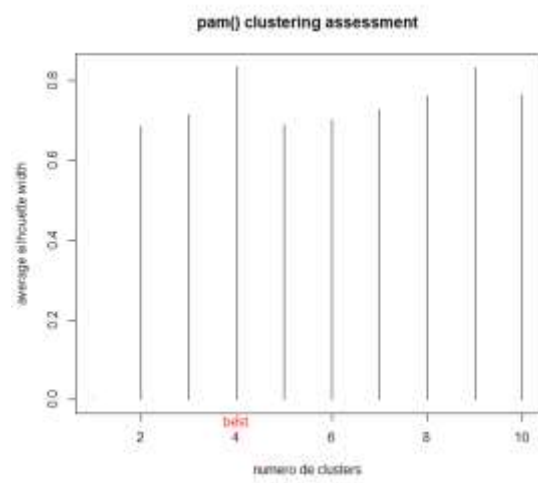
$k^* = 4$

Variáveis do modelo ANEEL sem ajuste



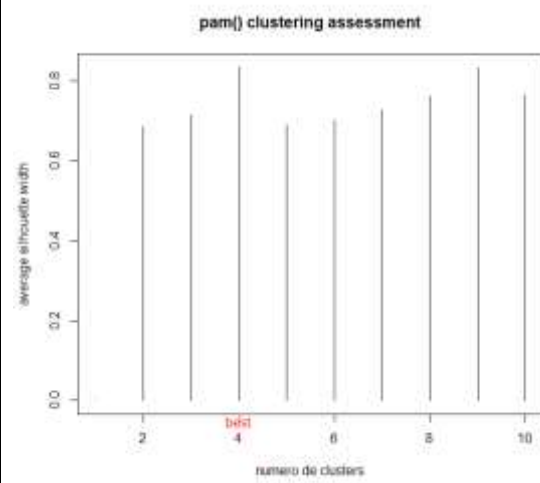
$k^* = 4$

Variáveis do modelo ANEEL sem ajuste, com linhas agrupadas



$$k^* = 4$$

Variáveis do modelo ANEEL, com linhas ajustadas



**Anexo V. Tabelas de apoio para o cálculo da qualidade**
**Tabela 26: Relação de Eventos em Aberto no SATRA que foram considerados pela ANEEL**

Ano	Nome da Função Transmissão	Data Início (Por Grupo)	Hora Início (Por Grupo)	Data Fim (Por Grupo)	Hora Fim (Por Grupo)
2015	CS 250/-175 Mvar EMBU-GUACU CS1 SP	28Apr2015	1:11	17May2015	11:33
2015	CS 250/-175 Mvar EMBU-GUACU CS1 SP	26Jul2015	11:18	05Oct2016	15:18
2016	CS 250/-175 Mvar EMBU-GUACU CS1 SP	24Oct2016	20:13	28Oct2016	17:34
2016	LT 345 kv B. SANTISTA /TIJUCO PRETO C-3 SP	21Feb2016	6:46	21Feb2016	16:15
2016	LT 345 kv EMBU-GUACU /B. SANTISTA C-1 SP	14Feb2016	10:19	14Feb2016	17:36
2016	LT 440 kv ARARAQUARA /MIRASSOL II C-2 SP	20Oct2016	13:10	20Oct2016	23:54
2016	LT 440 kv BAURU /GETULINA C-1 SP	26Nov2016	2:12	26Nov2016	6:17
2016	LT 440 kv BAURU /GETULINA C-2 SP	27Nov2016	0:38	27Nov2016	6:37
2016	LT 440 kv BAURU /CABREUVA C-1 SP	01Jun2016	18:59	10Jun2016	16:00
2015	LT 440 kv BAURU /SALTO C-1 SP	14Oct2015	1:14	14Oct2015	6:26
2015	LT 440 kv BAURU /SALTO C-1 SP	15Oct2015	1:28	15Oct2015	6:21
2015	LT 440 kv BAURU /SALTO C-1 SP	16Oct2015	0:44	16Oct2015	6:18
2015	LT 440 kv BAURU /SALTO C-1 SP	23Oct2015	0:42	23Oct2015	5:08
2016	LT 440 kv BAURU /SALTO C-1 SP	01Jun2016	18:59	12Jun2016	12:07
2016	LT 440 kv BAURU /SALTO C-1 SP	19Jul2016	17:07	19Jul2016	17:11
2016	LT 440 kv BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	24Jan2016	7:00	24Jan2016	17:23
2016	LT 440 kv BOM JARDIM /TAUBATE C-1 SP	05Jun2016	21:02	12Jun2016	20:02
2016	LT 440 kv CABREUVA /SALTO C-1 SP	01Nov2016	7:44	01Nov2016	7:51
2016	LT 440 kv CABREUVA /SALTO C-1 SP	01Nov2016	17:01	01Nov2016	17:08
2016	LT 440 kv CABREUVA /SALTO C-1 SP	03Nov2016	9:36	03Nov2016	9:45
2016	LT 440 kv CABREUVA /SALTO C-1 SP	03Nov2016	16:12	03Nov2016	16:20
2016	LT 440 kv CIA.B.ALUM.2 /EMBU-GUACU C-1 SP	06Jun2016	15:10	22Jun2016	22:59
2016	LT 440 kv CIA.B.ALUM.2 /OESTE C-1 SP	06Jun2016	15:10	07Jun2016	20:37
2016	LT 440 kv EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	06Jun2016	15:10	22Jun2016	15:51
2015	LT 440 kv ILHA SOLTEIRA/BAURU SP C-2	22Aug2015	6:44	22Aug2015	8:41
2016	LT 440 kv ILHA SOLTEIRA/BAURU SP C-2	06Dec2016	1:32	06Dec2016	6:44
2016	LT 440 kv ILHA SOLTEIRA/MIRASSOL II C-1 SP	01Jun2016	19:25	13Jun2016	19:03
2016	LT 440 kv ILHA SOLTEIRA/MIRASSOL II C-2 SP	01Jun2016	19:25	15Jun2016	16:22
2016	LT 440 kv ILHA SOLTEIRA/TRES IRMAOS C-1 SP	15Nov2016	7:08	15Nov2016	16:26
2016	LT 440 kv MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	05Jun2016	0:33	20Jun2016	11:24

Ano	Nome da Função Transmissão	Data Início (Por Grupo)	Hora Início (Por Grupo)	Data Fim (Por Grupo)	Hora Fim (Por Grupo)
2016	LT 440 kV OESTE /BAURU C-1 SP	01Jun2016	18:57	08Jun2016	16:51
2016	LT 440 kV OESTE /BAURU C-2 SP	01Jun2016	18:57	13Jun2016	13:01
2016	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	16Feb2016	0:18	16Feb2016	7:01
2016	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	17Feb2016	0:29	17Feb2016	5:59
2016	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-1 SP	01Mar2016	0:33	01Mar2016	7:05
2016	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	18Feb2016	0:38	18Feb2016	6:12
2016	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	19Feb2016	0:32	19Feb2016	5:46
2016	LT 440 kV P. PRIMAVERA /TAQUARUCU C-2 SP	26Feb2016	0:30	26Feb2016	7:08
2016	LT 440 kV SANTA BARBARA/SUMARE C-1 SP	22Aug2016	2:59	22Aug2016	12:16
2016	RT 345 kV 100 Mvar BANDEIRANTES RT2 SP	05Oct2016	7:49	05Oct2016	16:23
2016	RT 345 kV 100 Mvar BANDEIRANTES RT3 SP	06Oct2016	7:39	06Oct2016	15:08
2016	RT 440 kV 100 Mvar SANTO ANGELO RT1 SP	05Jun2016	0:33	05Jun2016	2:35
2016	RT 440 kV 100 Mvar SANTO ANGELO RT2 SP	05Jun2016	0:33	05Jun2016	2:35
2016	RT 440 kV 100 Mvar SUMARE RT2 SP	23Sep2016	8:39	23Sep2016	15:38
2016	RT 440 kV 180 Mvar EMBU-GUACU RT2 SP	06Jun2016	15:10	06Jun2016	15:22
2016	RT 440 kV 180 Mvar EMBU-GUACU RT3 SP	06Jun2016	15:10	06Jun2016	15:22
2016	RT 440 kV 180 Mvar EMBU-GUACU RT3 SP	28Dec2016	7:40	28Dec2016	12:54
2016	RT 440 kV 200 Mvar ARARAQUARA CTP 1 SP	07Dec2016	7:54	07Dec2016	17:38
2016	RT 440 kV 200 Mvar ARARAQUARA CTP 1 SP	08Dec2016	7:40	08Dec2016	17:46
2016	RT 440 kV 200 Mvar ARARAQUARA CTP 5 SP	19Dec2016	6:39	19Dec2016	17:16
2016	RT 440 kV 200 Mvar ARARAQUARA CTP 5 SP	20Dec2016	6:58	20Dec2016	17:28
2016	RT 440 kV 200 Mvar ARARAQUARA CTP 5 SP	21Dec2016	6:55	21Dec2016	17:11
2016	RT 440 kV 200 Mvar ARARAQUARA CTP 5 SP	22Dec2016	7:25	22Dec2016	17:53
2016	RT 440 kV 200 Mvar ARARAQUARA CTP 5 SP	23Dec2016	7:13	23Dec2016	11:12
2016	RT 440 kV 90 Mvar CABREUVA RT1 SP	01Jun2016	18:59	01Jun2016	20:27
2016	RT 440 kV 90 Mvar SALTO RT1 SP	01Jun2016	18:59	01Jun2016	20:23
2013	TR 230/138 kV B. SANTISTA TR7 SP	22Nov2013	1:17	25Nov2013	16:55
2013	TR 230/138 kV B. SANTISTA TR7 SP	28Nov2013	5:52	28Nov2013	18:30
2016	TR 230/138 kV B. SANTISTA TR7 SP	23Nov2016	0:59	23Nov2016	16:07
2016	TR 345/20 kV MIGUEL REALE TR2 SP	23Oct2016	6:47	23Oct2016	16:40
2016	TR 345/88 kV B. SANTISTA TR3 SP	11Dec2016	1:16	11Dec2016	13:22

Ano	Nome da Função Transmissão	Data Início (Por Grupo)	Hora Início (Por Grupo)	Data Fim (Por Grupo)	Hora Fim (Por Grupo)
2016	TR 345/88 KV BANDEIRANTES TR2 SP	08Sep2016	7:26	22Sep2016	0:31
2016	TR 345/88 KV MIGUEL REALE TR6 SP	02Nov2016	6:31	02Nov2016	16:25
2016	TR 345/88 KV NORDESTE TR1 SP	09Oct2016	10:42	09Oct2016	16:28
2016	TR 345/88 KV NORDESTE TR3 SP	16Oct2016	9:40	16Oct2016	15:12
2016	TR 440/138 KV ARARAQUARA TR2 SP	27Dec2016	8:38	29Dec2016	16:38
2016	TR 440/138 KV CABREUVA TR4 SP	23Nov2016	6:26	23Nov2016	10:02
2016	TR 440/138 KV CABREUVA TR4 SP	24Nov2016	6:24	24Nov2016	17:05
2016	TR 440/138 KV MOGI MIRIM 3 TR3 SP	18Nov2016	0:58	18Nov2016	3:28
2016	TR 440/138 KV TAUBATE TR3 SP	14Feb2016	7:16	14Feb2016	18:00
2016	TR 440/138 KV TAUBATE TR4 SP	31Jan2016	7:48	31Jan2016	17:11
2016	TR 440/230 KV CABREUVA TR2 SP	22Sep2016	7:21	22Sep2016	16:46
2016	TR 440/230 KV CABREUVA TR2 SP	23Sep2016	7:32	23Sep2016	12:03
2016	TR 440/230 KV TAUBATE TR2 SP	07Feb2016	6:53	07Feb2016	17:56
2016	TR 440/88 KV OESTE TR1 SP	06Jun2016	15:10	12Jun2016	14:52
2016	TR 440/88 KV OESTE TR2 SP	06Jun2016	15:10	07Jun2016	20:46
2016	TR 440/88 KV OESTE TR2 SP	28Jun2016	0:18	28Jun2016	0:54
2016	TR 440/88 KV OESTE TR3 SP	06Jun2016	15:10	09Jun2016	3:00
2016	TR 500/440 KV AGUA VERMELHA TR9 SP	20Dec2016	8:54	20Dec2016	17:13
2016	TR 500/440 KV AGUA VERMELHA TR9 SP	22Dec2016	8:23	22Dec2016	17:28
2016	TR 500/440 KV TAUBATE TR9 SP	28Feb2016	6:54	28Feb2016	17:18

**Tabela 27 - Eventos isentos de PV**

Ano	Nome da Função Transmissão	Início (Por G	cio (Por	Fim (Por Gr	im (Por C
2014	LT 345 kV XAVANTES /BANDEIRANTES C-1 SP	24Nov2014	23:53	25Nov2014	3:44
2014	LT 440 kV EMBU-GUACU /OESTE C-1 SP	09Mar2014	7:22	09Mar2014	17:11
2013	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	22Mar2013	5:44	05Apr2013	22:09
2013	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	06Oct2013	6:58	06Oct2013	16:59
2013	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	19Oct2013	6:22	20Oct2013	14:41
2013	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-1 SP	23Nov2013	5:44	25Nov2013	0:18
2013	LT 440 kV ILHA SOLTEIRA/BAURU C-2 SP	22Mar2013	5:44	11Apr2013	11:43
2014	LT 440 kV MOGI MIRIM 3 /SANTO ANGELO C-1 SP	03Aug2014	9:07	03Aug2014	9:15
2015	RT 440 kV 100 Mvar SANTO ANGELO RT1 SP	24May2015	5:40	24May2015	16:06
2015	RT 440 kV 90 Mvar CABREUVA RT1 SP	25May2015	7:27	28May2015	9:46
2016	TR 230/88 kV PIRATININGA TR6 SP	28Nov2016	6:29	28Nov2016	16:21
2015	TR 230/88 kV PIRATININGA TR7 SP	26May2015	10:01	26May2015	15:56
2016	TR 345/88 kV SUL TR3 SP	22Dec2016	6:05	22Dec2016	12:40
2015	TR 440/138 kV SANTA BARBARA TR1 SP	30Jun2015	0:00	30Jun2015	6:30
2015	TR 440/138 kV TRES IRMAOS TR9 SP	04Jun2015	6:17	04Jun2015	16:18
2015	TR 440/138 kV TRES IRMAOS TR9 SP	09Jun2015	7:30	09Jun2015	16:23

**Anexo VI. Parecer sobre a taxa de remuneração do capital nas concessões de transmissão de energia prorrogadas em 2012**

*Arquivo “Anexo VI - Parecer sobre a taxa de remuneração do capital.pdf”*



**Anexo VII. Parecer sobre a alteração dos critérios de revisão ordinária quinquenal dos contratos de transmissão de energia elétrica**

*Arquivo “Anexo VII - Parecer sobre critérios de revisão ordinária.pdf”*

**Anexo VIII. Estudo do comportamento dos custos de Operação E Manutenção em função da idade operacional de transformadores e disjuntores – AREMAS – Reliability, Risk & Economics**

*Arquivo “Anexo VIII - Parecer Técnico - Aremas.pdf”*

**Anexo IX. Parecer Técnico sobre Definição dos Custos de Operação e Manutenção  
– ESE Engenharia de Sistemas Elétricos S/S Ltda.**

*Arquivo “Anexo IX - Parecer Técnico - ESE.pdf”*

**Anexo X. Planilha de Cálculo da idade média dos ativos.**

Arquivo “Anexo X - Idade média dos ativos rev1.xlsx”

## Anexo XI. Código R utilizado para cálculo dos escores corrigidos pela Idade dos Ativos

```

# Carrega base de dados no formato:
# [,c("Empresa", "Ano", "Empresa.Ano", "Tipo", "theta", "idade.media.a
tivos")]
# "theta" é o escore da NT 164 e "idade.media.ativos" é a idade média
do ativo da > empresa

dt <- dados

## Ajuste por mínimos quadrados (OLS)
y <- (dt$theta)
modelo.ols <- lm(theta ~ idade.media.ativos, data=dt)
summary(modelo.ols)

# Calcula resíduos do modelo OLS
res <- residuals(modelo.ols)
# Calcula escore corrigido por OLS:
dt$theta.star.ols <- mean(dt$theta) + res

## Ajuste por Tobit

# carrega pacote AER
require(AER)

# calcula sigma e variável latente
modelo.tobit <- tobit(theta ~ idade.media.ativos, data=dt, left = 0,
right = 1)

sigma <- modelo.tobit$scale

# calcula variável latente para valores maiores que 1, pelo valor es
perado
for(k in 1:dim(dt)[1]){
  if(dt$latente[k] == 1){
    mu <- dt$fit[k]
    z <- 1 - pnorm((1-mu)/sigma)
    dt$latente[k] <- mu + sigma*(dnorm((1-mu)/sigma))/z
  }
}

# calcula escores corrigidos
dt$theta.tobit <- mean(dt$latente) + residuals(lm(theta~idade.media.
ativos, data=dt))
dt$theta.tobit.star <- dt$theta.tobit
dt$theta.tobit.star[dt$theta.tobit.star > 1] <- 1
  
```

## 6. Referências

BANKER, Rajiv D. Hypothesis tests using data envelopment analysis. **Journal of productivity analysis**, v. 7, n. 2, p. 139-159, 1996.

BANKER, Rajiv D.; NATARAJAN, Ram. Evaluating contextual variables affecting productivity using data envelopment analysis. **Operations research**, v. 56, n. 1, p. 48-58, 2008.

BOGETOFT, Peter; OTTO, Lars. **Benchmarking with Dea, Sfa, and R**. Springer Science & Business Media, 2010.

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

BREALEY, R. A.; MYERS, S. C.; MARCUS, A. J. Fundamentos da Administração Financeira (3ª ed.). (RB Taylor, Trad.) Rio de Janeiro. 2002.

BRENNAN, Shae; HAELERMANS, Carla; RUGGIERO, John. Nonparametric estimation of education productivity incorporating nondiscretionary inputs with an application to Dutch schools. **European Journal of Operational Research**, v. 234, n. 3, p. 809-818, 2014.

BRIGHAM, Eugene F.; HOUSTON, Joel F. **Fundamentos da moderna administração financeira**. Campus, 1999.

GITMAN, L. J. Princípios de Administração Financeira. Editora Pearson Prentice-Hall, São Paulo, 12ª ed, 2010.

HANEY, Aoife Brophy; POLLITT, Michael G. International benchmarking of electricity transmission by regulators: A contrast between theory and practice?. **Energy Policy**, v. 62, p. 267-281, 2013.

HOFF, Ayoe. Second stage DEA: Comparison of approaches for modelling the DEA score. **European Journal of Operational Research**, v. 181, n. 1, p. 425-435, 2007.

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

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

MINGOTI, Sueli Aparecida. *Análise de dados através de métodos de estatística multivariada: uma abordagem aplicada*. Editora UFMG, 2005.

MONTGOMERY, Douglas C.; PECK, Elizabeth A.; VINING, G. Geoffrey. **Introduction to linear regression analysis**. John Wiley & Sons, 2012.

MONTGOMERY, Douglas C.; RUNGER, George C.; CALADO, Verônica. **Estatística Aplicada E Probabilidade Para Engenheiros**. Grupo Gen-LTC, 2012.

NETO, Alexandre Assaf. **Finanças corporativas e valor**. Atlas, 2003.

RAY, Subhash C. Data envelopment analysis, nondiscretionary inputs and efficiency: an alternative interpretation. **Socio-Economic Planning Sciences**, v. 22, n. 4, p. 167-176, 1988.

RAY, Subhash C. Resource-use efficiency in public schools: A study of Connecticut data. **Management Science**, v. 37, n. 12, p. 1620-1628, 1991.

ROSS, Stephen A. et al. **Administração financeira**. AMGH Editora, 2015.

SIMAR, Léopold; WILSON, Paul W. Estimation and inference in two-stage, semi-parametric models of production processes. **Journal of econometrics**, v. 136, n. 1, p. 31-64, 2007.

SHERMAN, H. David; ZHU, Joe. Service productivity management: Improving service performance using data envelopment analysis (DEA). Springer Science & Business Media, 2006.

SHIMODAIRA, Hidetoshi et al. Approximately unbiased tests of regions using multistep-multiscale bootstrap resampling. **The Annals of Statistics**, v. 32, n. 6, p. 2616-2641, 2004.

THANASSOULIS, Emmanuel. *Introduction to the theory and application of data envelopment analysis*. Dordrecht: Kluwer Academic Publishers, 2001.

TIBSHIRANI, Robert; WALTHER, Guenther; HASTIE, Trevor. Estimating the number of clusters in a data set via the gap statistic. **Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Statistical Methodology)**, v. 63, n. 2, p. 411-423, 2001.

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

WOOLDRIDGE, Jeffrey M. Econometric analysis of cross section and panel data. MIT press, 2010.

YU, William; JAMASB, Tooraj; POLLITT, Michael. Does weather explain cost and quality performance? An analysis of UK electricity distribution companies. **Energy Policy**, v. 37, n. 11, p. 4177-4188, 2009.