

## **NOTA TÉCNICA Nº 02/2021 – RE/RG**

**CONTRIBUIÇÕES À 3ª ETAPA DA CONSULTA PÚBLICA Nº 35/2020**

**REEQUILÍBRIO DE PARCELA B, SOBRECONTRATAÇÃO E  
ALOCAÇÃO DOS CUSTOS FINANCEIROS E ADMINISTRATIVOS  
DA CONTA COVID**

**COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG**

BELO HORIZONTE, 29 DE JANEIRO DE 2021.

**OBJETIVO**

Apresentar sugestões de aprimoramento à proposta ANEEL apresentada no âmbito da 3º Etapa da Consulta Pública nº 35/2020, que tem como objeto tratar o desequilíbrio de Parcela B, a Sobrecontratação e a alocação dos custos administrativos e financeiros relativos a Conta COVID.

**I)- INTRODUÇÃO**

Em 16/12/2020, a ANEEL instaurou a 3ª fase da Consulta Pública nº 35/2020 com o objetivo de obter subsídios para regulamentação do artigo 6º (reequilíbrio econômico-financeiro), 7º (alocação dos custos administrativos e financeiros e os encargos tributários das operações de crédito) e 9º (sobrecontratação involuntária) do Decreto nº 10.350/2020.

O Decreto nº 10.350/2020 dispõe sobre os impactos da pandemia de Covid-19 no equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição de energia elétrica e sobre os critérios de ressarcimento pelas distribuidoras dos custos administrativos e financeiros e dos encargos tributários incorridos na operação de crédito da Conta-Covid.

O período para contribuição da 3ª fase dessa CP vai de 16/12/2020 a 01/02/2021.

A 1ª fase dessa Consulta Pública foi encerrada em 23 de junho de 2020, com a publicação da Resolução Normativa nº 885/2020, que regulamenta a Conta-Covid.

Os argumentos da 2ª fase da Consulta Pública, bem como a proposta de abertura da 3ª fase, foram consolidados na Nota Técnica no 145/2020-SRM/ANEEL, de 15/12/2020.

Para a 3ª fase, a ANEEL disponibilizou os seguintes documentos:

- 1) Nota Técnica no 145/2020-SRM/ANEEL com a análise de contribuições recebidas no âmbito da 2ª fase da Consulta Pública nº 35/2020 e proposta de abertura de 3ª fase;
- 2) Planilha de Simulação Receitas Irrecuperáveis pós-encerramento da 2ª fase da CP nº 35/2020;
- 3) Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 8/2020 com a proposta do Regulador para o cálculo da Sobrecontratação Involuntária, de que trata o § 7º, do art. 3º do Decreto nº

- 5.163/2004, em razão de variação de carga decorrente dos efeitos da pandemia da covid-19;
- 4) Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 9/2020 com proposta do Regulador para alocação dos custos financeiros advindos da operação de crédito da Conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública advindo da pandemia de covid-19 no país, incluindo os juros, os encargos e os custos diretos e indiretos a elas relacionados;
  - 5) Planilha de Memória de cálculo do cálculo do Componente Pd (2019-2020);
  - 6) Planilha de Simulação da metodologia de RTE proposta da 3ª Fase da CP no 35/2020;
  - 7) Minuta pós-encerramento 3ª fase da CP 35/2020 do Submódulo 2.9 do PRORET – Rito de Revisão Tarifária Extraordinária das Concessionárias de Distribuição; e
  - 8) Minuta de Resolução Normativa que aprova nova versão do Submódulo 2.9 do PRORET, altera as Resoluções Normativas nº 453/2011 e nº 791/2017, aplicáveis às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

De forma geral, a proposta da Agência é que seja realizada Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) apenas para as distribuidoras cujo desequilíbrio decorrente da pandemia seja extremo, isto é, que violem o indicadores propostos na minuta de Submódulo 2.9 do PRORET.

As principais mudanças dos gatilhos de admissibilidade em relação àqueles propostos na 2ª fase da CP consistem na desconsideração dos recursos da Conta-covid além da inclusão do cálculo da neutralidade de componentes tarifárias relativos à Energia (inclusive Perdas), à TUSD Fio A e à Itaipu, somente para as concessionárias que estão sob o regime do contrato antigo (não aditivados).

Com relação à sobrecontratação decorrente da Covid, a ANEEL propõe que a mesma seja calculada comparando-se a carga realizada de 20/03/2020 a 31/12/2020 com a carga de referência, a qual será apurada da seguinte forma:

- Para agentes que informaram a previsão de carga no Leilão A-1 de 2019: Previsão de carga para 2020 encaminhada no âmbito da declaração de necessidades; e
- Para os demais agentes: Previsão de carga para o Simples/EPE encaminhada em 2019 para 2020.

Quanto à alocação dos custos acessórios da Conta-Covid, a proposta é que a alocação final seja dividida entre consumidores e concessionárias considerando a matriz de risco incorrida pela distribuidora, sendo que o consumidor arcaria com os custos relativos à Parcela A e as concessionárias arcariam com os relativos à antecipação da Parcela B e os diferimentos concedidos aos consumidores do Grupo A. A tabela a seguir resume a proposta de alocação apresentada pela ANEEL.

| Alocação do custo  |                             | Item, conforme REN nº 885/2020   |
|--|-----------------------------|--|
| Consumidor   | Parcela A                   | Efeitos financeiros da sobrecontratação (art. 3º, I)<br>Saldo em constituição da CVA antes da contratação (art. 3º, II)<br>Saldo em constituição da CVA posterior até dez/2020 (art. 3º, II)<br>Neutralidade dos encargos setoriais (art. 3º, III)<br>Saldo não amortizado da CVA (art. 3º, V) |
|  | Postergações e diferimentos | Postergação dos resultados tarifários (art. 3º, IV)<br>Saldo não amortizado de diferimentos (art. 3º, VI)  |
| Concessionários: até a reversão (e na sua proporção) no(s) processo tarifário(s) | Parcela B                   | Antecipação da Parcela B (art. 3º, VII)  |
| Concessionários  | Grupo A                     | Conforme ativos regulatórios declarados;<br>Livre negociação com o consumidor do Grupo A   |

Nesse contexto, o presente documento apresenta uma análise sobre o critério de exigibilidade proposto pelo Regulador para que o pleito de RTE seja avaliado, além de propostas de aprimoramento destes critérios e sobre a metodologia de cálculo da produtividade apresentada pela ANEEL relativa ao período do Covid-19.

## II)- ANÁLISE DO NÍVEL DE ENDIVIDAMENTO EXIGIDO PELO REGULADOR

No âmbito da 3ª fase da CP nº 35/2020, a ANEEL manteve os procedimentos gerais de admissibilidade, sendo adicionado um dispositivo transitório. Nesse sentido, conforme estabelecido na minuta do Submódulo 2.9 do PRORET, os pedidos de RTE pelas concessionárias devem seguir os seguintes pressupostos:

- I) fato gerador ou conjunto de fatos geradores;
- II) evidência de desequilíbrio econômico-financeiro;
- III) nexos de causalidade entre o(s) fato(s) gerador(es) e o desequilíbrio econômico-financeiro;
- IV) apresentação de iniciativas tomadas pela concessionária para equacionar o alegado desequilíbrio econômico-financeiro;

- V) apresentação de informações econômicas que corroborem a alegação, apresentando-as como situação específica à área de concessão da distribuidora ou relacionada ao setor de distribuição do país;
- VI) Impossibilidade de acatar pedidos de RTE que:
- tenham por objetivo compensar fatos geradores originários de ineficiência empresarial;
  - tenham por objetivo atualizar parâmetros regulatórios em decorrência de alterações metodológicas que ainda não foram refletidas no cálculo tarifário;
  - sejam encaminhados em caráter confidencial/sigiloso; e
  - não sejam encaminhados com cópia para o respectivo conselho de consumidores.
- VII) Impossibilidade de processar pedidos de RTE próximos a processos tarifários ordinários, conforme o caso;
- VIII) Suspensão dos prazos máximos de pedido de RTE, 4 meses até o próximo reajuste e 6 meses até a próxima revisão, até março de 2021.

Com relação à evidência de desequilíbrio econômico-financeiro, a ANEEL propõe que sejam utilizados os seguintes indicadores para mensuração quantitativa da necessidade de reequilíbrio das tarifas da concessionária.

#### INDICADOR 1:

$$\frac{Dívida_{Reg} + D_{PA} + Inad_{Reg_{covid}} + D_{EXT} - R_{EXT}}{LAJIDA_{Reg} - RI_{Reg_{covid}} - Neutr \cdot Energia + TUSD FioA + Itaipu} \leq 4$$

onde:

- $Dívida_{Reg}$ : é a participação regulatória do capital de terceiros multiplicada pela soma da Base de Remuneração Líquida – BRL e da Base de Anuidade Regulatória Líquida – BAR<sub>L</sub> da última revisão tarifária, atualizada pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, calculado pelo IBGE até o mês anterior à data do pleito. A  $Dívida_{Reg}$  deve ser ajustada pelo efeito das Obrigações Especiais – OE e saldo da Conta Reserva Global de Reversão – RGR;
- $D_{PA}$ : Desequilíbrio de Parcela A;
- $Inad_{reg_{covid}}$ : inadimplência regulatória decorrente do fato gerador atualizado entre dezembro de 2020 e o mês anterior à data do pleito
- $D_{EXT}$ : Despesas Extraordinárias de Parcela B;

- $R_{EXT}$ : Receita Extraordinária de Parcela B;
- $LAJIDA_{Reg}$ : diferença entre a Parcela B faturada nos 12 meses anteriores à data do pleito e os custos operacionais regulatórios do último processo tarifário atualizados pelo IPCA até o mês anterior à data do pleito, líquido dos efeitos de ultrapassagem de demanda e outras receitas;
- $RI_{reg\_covid}$ : Receita Irrecuperável regulatória decorrente do fato gerador atualizado entre dezembro de 2020 e o mês anterior à data do pleito; e
- $Neutr.Energia+TUSD Fio A+Itaipu$ : resultado do cálculo da neutralidade das componentes tarifárias: energia (inclusive perdas), TUSD fio A e Itaipu, conforme metodologia de cálculo do Submódulo 4.4 A, porém, para fins deste Submódulo, aplicável somente as concessionárias que não foram prorrogadas conforme Decreto nº 8.461/2015, ou não assinaram aditivo contratual conforme Despacho nº 2.194/2016.

## INDICADOR 2:

$$RC_{Reg} - RI_{reg\_covid} - Neutr.Energia+TUSD Fio A+Itaipu \\ \geq (Dívida_{Reg} + D_{EXT} - R_{EXT}) \times 1,11 \times Selic + (D_{PA} + Inad_{reg\_covid} \times 1,4 \times Selic$$

Onde:

- $RC_{Reg}$ : diferença entre o  $LAJIDA_{Reg}$ , calculado conforme formulação anterior, e a soma da quota de reintegração regulatória e 66,44% do Caimi faturados nos 12 meses anteriores à data do pleito, líquido dos efeitos de ultrapassagem de demanda e outras receitas;
- $Dívida_{Reg}$ : participação regulatória do capital de terceiros multiplicada pela soma da Base de Remuneração Líquida (BRL) e da Base de Anuidade Regulatória Líquida (BARL) da última revisão tarifária, atualizada pelo IPCA até o 13º mês anterior à data do pleito. A  $Dívida_{Reg}$  deve ser ajustada pelo efeito das Obrigações Especiais e saldo da RGR; e
- $Selic$ : taxa média anual, resultante de fator diário acumulado nos últimos 252 dias úteis anteriores ao último dia do mês anterior à data do pleito.

Comparando com a proposta apresentada na 2ª fase da CP, observa-se que as principais mudanças dos indicadores foram:

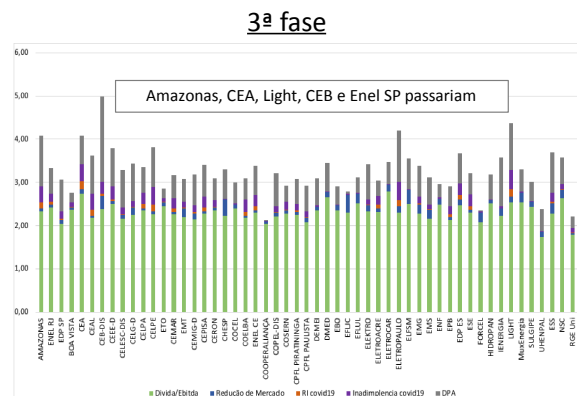
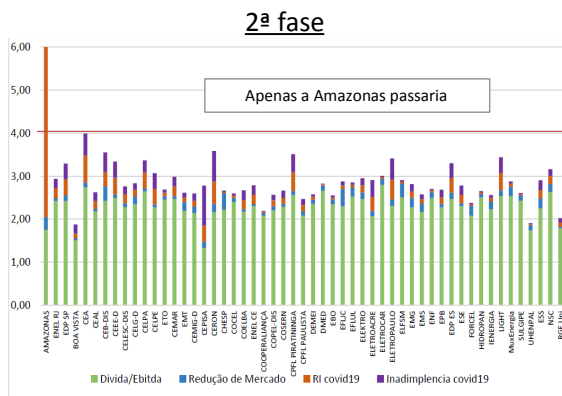
- (i) desconsideração dos recursos da Conta-covid;

- (ii) alterações na base de cálculo da inadimplência e receitas irre recuperáveis; e
- (iii) inclusão do cálculo da neutralidade das componentes tarifárias para as concessionárias que estão sob o regime do contrato antigo.

O diagrama a seguir apresenta de forma resumida as alterações propostas pela ANEEL nesta 3ª Etapa da Consulta Pública nº 35/2020.



De forma análoga ao que foi feito na 2ª fase da referida Consulta Pública, a ANEEL apresentou uma simulação simplificada da situação de desequilíbrio das concessionárias com base no indicador Dívida Líquida/EBITDA, conforme a Nota Técnica nº 145/2020-SRM/ANEEL. Os resultados desta simulação são mostrados nos gráficos a seguir.



Observa-se que, de acordo com as projeções realizadas pela ANEEL, a partir dos resultados das Simulações, na proposta da 2ª fase da CP, apenas a Amazonas Energia (AME) teria a análise do mérito de pedido de RTE avaliado, e na proposta da 3ª fase, as empresas CEA, LIGHT, CEB e Enel SP teriam o direito de terem seus pleitos de RTE analisados.

Assim, depende-se que os requisitos de desequilíbrio econômico-financeiro propostos pela ANEEL no âmbito da 3ª Fase da Consulta Pública nº 035/2020 continuam bastante restritivos, uma

vez que são demasiadamente severos por exigirem um nível extremadamente elevado de desequilíbrio, a ponto de que pouquíssimas concessionárias de distribuição de energia elétrica atinjam o gatilho de admissibilidade para pleitear uma Revisão Tarifária Extraordinária - RTE em uma situação excepcional como a vivenciada atualmente devido à pandemia do Covid19.

Destaca-se que essa Revisão Tarifária Extraordinária a que as concessionárias deveriam ter direito, conforme o artigo 6º do Decreto nº 10.350/2020, tem por finalidade repor um desequilíbrio econômico causado por um evento extraordinário, como é o caso da pandemia Covid-19, a ponto de que o País se encontrou em **estado de calamidade pública** no período de 20/03 a 31/12/20, conforme Decreto Legislativo nº 6/2020.

Nesse sentido, uma vez que pouquíssimas empresas teriam violado os gatilhos propostos mesmo no caso da ocorrência da pandemia do Covid-19, é importante analisar qual o nível de desequilíbrio exigido pelo Regulador que seria adequado para a avaliação de pedido de RTE por parte das distribuidoras.

Para tanto, primeiramente foi calculado o valor necessário para que o gatilho seja acionado, caracterizando o desequilíbrio econômico-financeiro a partir do Indicador 1. Os resultados são apresentados na tabela a seguir.



| Concessionária   | Desequilíbrio ANEEL<br>(para = 4) | Concessionária | Desequilíbrio ANEEL<br>(para = 4) |
|------------------|-----------------------------------|----------------|-----------------------------------|
| CEMIG-D          | 4.948.590.308                     | ETO            | 495.185.729                       |
| COELBA           | 3.729.389.894                     | CEB-DIS        | 405.103.078                       |
| ELETROPAULO      | 3.514.307.929                     | ESSE           | 363.157.882                       |
| RGE Uni          | 2.994.965.446                     | ESS            | 257.670.211                       |
| CPFL PAULISTA    | 2.896.512.389                     | ELETROACRE     | 205.626.082                       |
| LIGHT            | 2.808.749.565                     | NSC            | 191.350.866                       |
| COPEL-DIS        | 2.610.149.390                     | EMG            | 170.918.286                       |
| ENEL RJ          | 2.190.431.528                     | BOA VISTA      | 157.769.583                       |
| CELPA            | 1.989.990.370                     | CEA            | 108.988.537                       |
| ENEL CE          | 1.781.396.335                     | DMED           | 68.394.581                        |
| EMT              | 1.725.602.356                     | EBO            | 55.831.761                        |
| ELEKTRO          | 1.575.531.178                     | ELFSM          | 46.888.596                        |
| CELESC-DIS       | 1.567.792.512                     | SULGIPE        | 37.844.758                        |
| CELPE            | 1.561.670.196                     | ENF            | 36.191.657                        |
| CEMAR            | 1.529.863.373                     | COOPERALIANÇA  | 20.990.067                        |
| CELG-D           | 1.398.463.788                     | CHESP          | 19.763.742                        |
| EDP SP           | 1.321.682.383                     | ELETROCAR      | 15.738.036                        |
| CPFL PIRATININGA | 1.102.946.192                     | UHENPAL        | 13.177.024                        |
| SEM              | 968.150.762                       | COCEL          | 12.842.249                        |
| EDP ES           | 889.934.745                       | IENERGIA       | 10.373.194                        |
| AMAZONAS         | 719.145.638                       | HIDROPAN       | 8.768.120                         |
| COSERN           | 718.860.283                       | DEMEI          | 8.551.447                         |
| EPB              | 699.884.807                       | EFLUL          | 3.245.254                         |
| CEPISA           | 662.689.184                       | FORCEL         | 2.987.186                         |
| CEEE-D           | 601.225.293                       | MuxEnergia     | 2.463.125                         |
| CEAL             | 535.464.149                       | EFLJC          | 1.032.001                         |
| CERON            | 524.794.280                       |                |                                   |

Partindo destes dados, e com o objetivo verificar o que significa esse valor de admissibilidade para as concessionárias de distribuição atuantes no Setor Elétrico Brasileiro - SEB, foi analisado o nível de desequilíbrio exigido frente à Parcela B, à Remuneração de Capital e aos Custos Operacionais de cada concessionária. As análises são apresentadas nos tópicos seguintes.

## II.1)- NÍVEL DE DESEQUILÍBRIO EXIGIDO FRENTE A PARCELA B E SEUS ITENS

A Parcela B consiste na parcela gerenciável pela distribuidora, a qual deve cobrir todos os custos relativos à prestação de serviço de distribuição de energia elétrica, uma vez que inclui os custos operacionais, a remuneração do capital e a quota de reintegração regulatória.

A tabela a seguir apresenta a comparação entre a Parcela B e o nível do desequilíbrio exigido para que sejam avaliados os pleitos de revisão extraordinária (critério de admissibilidade).

| Concessionária   | Desequilíbrio ANEEL/VPB (para = 4) |
|------------------|------------------------------------|
| BOA VISTA        | 2,90                               |
| CERON            | 2,03                               |
| CEPISA           | 1,98                               |
| AMAZONAS         | 1,96                               |
| ELETROACRE       | 1,73                               |
| DMED             | 1,31                               |
| RGE Uni          | 1,30                               |
| ENEL RJ          | 1,13                               |
| EDP SP           | 1,10                               |
| CPFL PAULISTA    | 1,05                               |
| COELBA           | 1,04                               |
| CPFL PIRATININGA | 1,03                               |
| ENEL CE          | 1,02                               |
| LIGHT            | 0,99                               |
| EMT              | 0,97                               |
| UHENPAL          | 0,97                               |
| CELPA            | 0,97                               |
| CEMIG-D          | 0,96                               |
| COPEL-DIS        | 0,94                               |
| EMS              | 0,94                               |
| CEMAR            | 0,93                               |
| COSERN           | 0,93                               |
| ELEKTRO          | 0,92                               |
| CELESC-DIS       | 0,91                               |
| COOPERALIANÇA    | 0,89                               |
| EDP ES           | 0,89                               |
| ELETROPAULO      | 0,88                               |

| Concessionária | Desequilíbrio ANEEL/VPB (para = 4) |
|----------------|------------------------------------|
| CELPE          | 0,86                               |
| EPB            | 0,85                               |
| CEAL           | 0,83                               |
| CELG-D         | 0,80                               |
| ESE            | 0,79                               |
| CEEE-D         | 0,77                               |
| CEB-DIS        | 0,77                               |
| CHESP          | 0,76                               |
| ETO            | 0,74                               |
| ENF            | 0,73                               |
| EMG            | 0,72                               |
| HIDROPAN       | 0,65                               |
| ESS            | 0,64                               |
| NSC            | 0,63                               |
| EBO            | 0,62                               |
| ELFSM          | 0,60                               |
| SULGIPE        | 0,56                               |
| ELETROCAR      | 0,56                               |
| COCEL          | 0,53                               |
| CEA            | 0,52                               |
| FORCEL         | 0,52                               |
| DEMEI          | 0,50                               |
| IENERGIA       | 0,47                               |
| MuxEnergia     | 0,46                               |
| EFLUL          | 0,45                               |
| EFLJC          | 0,35                               |

A partir da tabela acima, observa-se que o nível de desequilíbrio exigido para admissibilidade de RTE é da ordem de uma Parcela B, chegando a representar perto de 2 vezes, nos casos da Cepisa e Amazonas, e até 3 vezes, como é o caso da Boa Vista. Os dados foram obtidos a partir dos documentos disponibilizados pela ANEEL no âmbito da 3º Etapa da Consulta Pública nº 35/2020.

A este respeito, ressalta-se que o pressuposto utilizado pela Agência para definição desse gatilho é que a concessionária teria a capacidade de absorver esse impacto por meio do aumento da sua alavancagem financeira.

No entanto, mesmo que fosse possível cobrir esse nível de desequilíbrio por meio do aumento do endividamento, a concessionária estaria muito próxima à insolvência, colocando assim em risco a sua capacidade de prestação do serviço, o que seria prejudicial à sociedade e particularmente aos consumidores.

Outro ponto que deve ser destacado é que as concessionárias sempre buscam atuar dentro de uma estrutura ótima de capital, que é definida pelo Regulador quando da definição do WACC. Admitir que a concessionária poderia absorver o desequilíbrio por meio de aumento da sua alavancagem, para além da estrutura ótima de capital, e que mesmo assim essa distribuidora permaneceria equilibrada parece paradoxal, pois a estrutura de capital regulatória é a que garante o equilíbrio e aumentar consideravelmente a alavancagem, alterando essa estrutura ótima, colocaria a concessionária em desequilíbrio.

É também preciso destacar que esse tipo de *covenant* financeiro é utilizado para concessão de crédito para investimentos de longo prazo, onde há perspectiva de retorno para o projeto analisado a partir dos investimentos realizados.

Esse não é o caso do desequilíbrio analisado pela ANEEL, pois esse empréstimo seria concedido para honrar compromissos de curto prazo, como por exemplo, para cobertura de custos operacionais correntes, pagamento de amortizações de financiamentos e o seu serviço da dívida, o que torna essa abordagem inadequada para os fins propostos pela Agência, principalmente pelo fato que o acesso a recursos financeiros tornam-se escassos em momentos de crises agudas, reduzindo a liquidez do sistema financeiro.

Portanto, supor, por exemplo, que a CEMIG conseguiria levantar no mercado cerca de R\$ 5 bilhões para fazer frente a compromissos de curto prazo e com uma *duration* equivalente às captações ordinárias é uma hipótese pouco crível e com baixo amparo na realidade, o que sugere a necessidade de um tratamento mais adequado, equilibrado e realista por parte do Regulador.

Operações de crédito que visam ser utilizadas para capital de giro possuem características de curto prazo de pagamento e elevadas taxas de juros, não podendo ser confundidas com as linhas de crédito utilizadas para financiamento dos investimentos necessários para prestação do serviço de distribuição.

Outro ponto que chama atenção é que a adoção de um gatilho próximo à Parcela B da concessionária é excessivo, o que faria com que a concessionária arcasse integralmente com uma perda de receita equivalente ao somatório de seus Custos Operacionais, Custos de Capital e Quota de Reintegração.

Alocar todo esse risco no concessionário não é adequado inclusive quando analisado a necessidade da sustentabilidade das concessões, pois amplia-se a percepção de risco e pode por em risco a própria prestação dos serviços.

A perda da capacidade da prestação do serviço pode trazer prejuízo para o concessionário, mas o prejuízo para sociedade pode ser bem mais impactante, na medida que a energia elétrica é um insumo básico da economia e um importante promotor do desenvolvimento econômico.

Assim, impor uma restrição muito grande para admissibilidade de RTE aloca risco de maneira desproporcional ao concessionário, devendo ser um ponto a ser tratado na presente consulta pública.

É fundamental destacar que o gatilho por si só não garante que será concedida RTE à concessionária, pois todos os pressupostos estipulados pela Agência, dentre os quais se destacam o mérito e o nexo de causalidade serão necessariamente apreciados pela Agência. Por isso não se justifica um rigor tão elevado como o sugerido pela ANEEL para simplesmente tratar da admissibilidade de RTE.

A tabela a seguir mostra a relação entre o desequilíbrio exigido para o gatilho inicial de RTE com relação a Remuneração de Capital, Remuneração de Capital Próprio, PMSO e a QRR.

| Concessionária   | Desequilíbrio/Rem. Cap. | Desequilíbrio/Rem. Cap. Prop. | Desequilíbrio/PMSO | Desequilíbrio/QRR |
|------------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|
| AMAZONAS (*)     | 18,50                   | 75,78                         | 2,26               | 3,98              |
| ENEL RJ          | 2,58                    | 3,95                          | 3,50               | 4,25              |
| EDP SP           | 3,20                    | 5,00                          | 2,10               | 6,11              |
| BOA VISTA        | 7,26                    | 16,60                         | 5,57               | 3,03              |
| CEA              | 1,85                    | 2,90                          | 0,91               | 7,47              |
| CEAL             | 3,17                    | 4,76                          | 1,44               | 6,68              |
| CEB-DIS          | 2,78                    | 4,56                          | 1,37               | 7,13              |
| CEEE-D           | 2,48                    | 3,88                          | 1,60               | 6,06              |
| CELESC-DIS       | 3,06                    | 4,78                          | 1,67               | 6,43              |
| CELG-D           | 2,87                    | 4,53                          | 1,36               | 7,45              |
| CELPA            | 2,49                    | 3,83                          | 2,36               | 6,23              |
| CELPE            | 2,85                    | 4,41                          | 1,86               | 5,81              |
| ETO              | 2,39                    | 3,58                          | 1,38               | 8,37              |
| CEMAR            | 2,68                    | 4,14                          | 2,13               | 6,44              |
| EMT              | 2,74                    | 4,24                          | 2,12               | 6,92              |
| CEMIG-D          | 3,24                    | 5,12                          | 1,88               | 5,67              |
| CEPISA (*)       | 19,43                   | 104,02                        | 2,38               | 3,93              |
| CERON (*)        | 11,31                   | 28,25                         | 2,85               | 3,55              |
| CHESP            | 3,22                    | 5,47                          | 1,25               | 9,01              |
| COCEL            | 2,90                    | 5,18                          | 0,73               | 10,84             |
| COELBA           | 2,95                    | 4,57                          | 2,57               | 5,43              |
| ENEL CE          | 2,73                    | 4,22                          | 2,25               | 5,54              |
| COOPERALIANÇA    | 3,53                    | 5,85                          | 1,43               | 7,31              |
| COPEL-DIS        | 2,93                    | 4,66                          | 1,93               | 6,37              |
| COSERN           | 2,71                    | 4,23                          | 2,01               | 6,24              |
| CPFL PIRATININGA | 2,70                    | 4,18                          | 2,08               | 6,52              |
| CPFL PAULISTA    | 3,12                    | 4,90                          | 2,27               | 5,98              |
| DEMEI            | 2,85                    | 4,70                          | 0,68               | 11,66             |
| DMED             | 2,90                    | 4,63                          | 2,16               | 5,99              |
| EBO              | 2,60                    | 4,24                          | 0,97               | 11,26             |
| EFLJC            | 3,27                    | 5,83                          | 0,43               | 22,16             |
| EFLUL            | 2,53                    | 4,22                          | 0,63               | 13,02             |
| ELEKTRO          | 2,69                    | 4,22                          | 1,85               | 6,27              |
| ELETROACRE (*)   | 6,77                    | 15,10                         | 2,80               | 4,21              |
| ELETROCAR        | 1,91                    | 3,06                          | 0,92               | 11,41             |
| ELETROPAULO      | 2,80                    | 4,37                          | 1,88               | 5,83              |
| ELFSM            | 2,31                    | 3,80                          | 1,05               | 7,89              |
| EMG              | 3,06                    | 5,10                          | 1,21               | 7,79              |
| EMS              | 2,90                    | 4,55                          | 1,92               | 6,87              |
| ENF              | 2,54                    | 4,12                          | 1,30               | 7,18              |
| EPB              | 2,97                    | 4,63                          | 1,61               | 7,37              |
| EDP ES           | 2,47                    | 3,86                          | 2,04               | 5,77              |

| Concessionária | Desequilíbrio/Rem. Cap. | Desequilíbrio/Rem. Cap. Prop. | Desequilíbrio/PMSO | Desequilíbrio/QRR |
|----------------|-------------------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|
| ESE            | 2,71                    | 4,30                          | 1,49               | 7,60              |
| FORCEL         | 3,51                    | 6,58                          | 0,68               | 14,70             |
| HIDROPAN       | 2,23                    | 3,65                          | 1,12               | 9,70              |
| IENERGIA       | 3,41                    | 6,28                          | 0,61               | 14,13             |
| LIGHT          | 2,41                    | 3,71                          | 2,86               | 4,41              |
| MuxEnergia     | 2,41                    | 4,06                          | 0,63               | 12,87             |
| SULGIPE        | 2,63                    | 4,55                          | 0,85               | 12,46             |
| UHENPAL        | 4,04                    | 7,19                          | 1,60               | 9,53              |
| ESS            | 2,95                    | 4,92                          | 0,99               | 9,57              |
| NSC            | 2,23                    | 3,64                          | 1,14               | 8,13              |
| RGE Uni        | 3,41                    | 5,27                          | 3,10               | 5,98              |

(\*) outliers

De acordo com os gatilhos utilizados pela ANEEL, com o nível de desequilíbrio mínimo sugerido para admissibilidade de RTE, o concessionário poderia absorver uma perda média de 2,9 anos sem qualquer remuneração (próprio e terceiros), 4,8 anos sem remuneração de capital próprio, ou ainda teria de arcar com os custos operacionais por 1,7 ano e QRR por 8,10 anos.

Conforme pode ser observado, a exigência é muito elevada e contempla elevados múltiplos de despesas inflexíveis, como Custos Operacionais, pagamento de juros da dívida e recursos para investimentos de no mínimo a QRR.

A ANEEL poderia argumentar que o negócio de distribuição envolve riscos e que esses riscos estariam considerados na taxa de remuneração regulatória por meio do Risco da Atividade reconhecida no WACC Regulatório, onde o Risco D refere-se ao prêmio pago às distribuidoras pelos riscos associados especificamente ao negócio de distribuição.

A tabela a seguir compara os desequilíbrios ao Prêmio de Risco da Distribuição (Risco D) considerado no WACC Regulatório.

| Concessionária   | Desequilíbrio ANEEL (para = 4) | Risco D (0,57% x BRL) | Desequilíbrio/Risco D |
|------------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| AMAZONAS         | 719.145.638                    | 10.213.779            | 70,41                 |
| ENEL RJ          | 2.190.431.528                  | 30.771.671            | 71,18                 |
| EDP SP           | 1.321.682.383                  | 12.357.633            | 106,95                |
| BOA VISTA        | 157.769.583                    | 2.303.668             | 68,49                 |
| CEA              | 108.988.537                    | 2.374.094             | 45,91                 |
| CEAL             | 535.464.149                    | 6.905.758             | 77,54                 |
| CEB-DIS          | 405.103.078                    | 4.490.778             | 90,21                 |
| CEEE-D           | 601.225.293                    | 8.613.342             | 69,80                 |
| CELESC-DIS       | 1.567.792.512                  | 15.333.652            | 102,25                |
| CELG-D           | 1.398.463.788                  | 15.101.974            | 92,60                 |
| CELPA            | 1.989.990.370                  | 25.738.451            | 77,32                 |
| CELPE            | 1.561.670.196                  | 17.925.831            | 87,12                 |
| ETO              | 495.185.729                    | 7.348.040             | 67,39                 |
| CEMAR            | 1.529.863.373                  | 16.880.779            | 90,63                 |
| EMT              | 1.725.602.356                  | 17.644.746            | 97,80                 |
| CEMIG-D          | 4.948.590.308                  | 45.422.525            | 108,95                |
| CEPISA           | 662.689.184                    | 8.360.484             | 79,26                 |
| CERON            | 524.794.280                    | 8.037.754             | 65,29                 |
| CHESP            | 19.763.742                     | 165.477               | 119,44                |
| COCEL            | 12.842.249                     | 133.843               | 95,95                 |
| COELBA           | 3.729.389.894                  | 37.640.497            | 99,08                 |
| ENEL CE          | 1.781.396.335                  | 21.630.617            | 82,36                 |
| COOPERALIANÇA    | 20.990.067                     | 220.440               | 95,22                 |
| COPEL-DIS        | 2.610.149.390                  | 25.093.942            | 104,02                |
| COSERN           | 718.860.283                    | 8.428.491             | 85,29                 |
| CPFL PIRATININGA | 1.102.946.192                  | 12.682.076            | 86,97                 |
| CPFL PAULISTA    | 2.896.512.389                  | 26.485.868            | 109,36                |
| DEMEI            | 8.551.447                      | 118.310               | 72,28                 |
| DMED             | 68.394.581                     | 592.276               | 115,48                |
| EBO              | 55.831.761                     | 600.398               | 92,99                 |
| EFLJC            | 1.032.001                      | 8.898                 | 115,99                |
| EFLUL            | 3.245.254                      | 42.253                | 76,81                 |
| ELEKTRO          | 1.575.531.178                  | 19.913.365            | 79,12                 |
| ELETROACRE       | 205.626.082                    | 2.760.782             | 74,48                 |
| ELETROCAR        | 15.738.036                     | 276.474               | 56,92                 |
| ELETROPAULO      | 3.514.307.929                  | 43.726.369            | 80,37                 |
| ELFSM            | 46.888.596                     | 734.649               | 63,82                 |
| EMG              | 170.918.286                    | 1.570.959             | 108,80                |
| EMS              | 968.150.762                    | 9.509.039             | 101,81                |

| Concessionária | Desequilíbrio ANEEL (para = 4) | Risco D (0,57% x BRL) | Desequilíbrio/Risco D |
|----------------|--------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| ENF            | 36.191.657                     | 484.328               | 74,73                 |
| EPB            | 699.884.807                    | 6.723.693             | 104,09                |
| EDP ES         | 889.934.745                    | 13.160.823            | 67,62                 |
| ESE            | 363.157.882                    | 4.066.013             | 89,32                 |
| FORCEL         | 2.987.186                      | 22.444                | 133,10                |
| HIDROPAN       | 8.768.120                      | 129.515               | 67,70                 |
| IENERGIA       | 10.373.194                     | 65.270                | 158,93                |
| LIGHT          | 2.808.749.565                  | 43.179.917            | 65,05                 |
| MuxEnergia     | 2.463.125                      | 34.469                | 71,46                 |
| SULGIPE        | 37.844.758                     | 332.227               | 113,91                |
| UHENPAL        | 13.177.024                     | 68.735                | 191,71                |
| ESS            | 257.670.211                    | 2.507.159             | 102,77                |
| NSC            | 191.350.866                    | 2.825.242             | 67,73                 |
| RGE Uni        | 2.994.965.446                  | 27.647.380            | 108,33                |

Os dados mostram que o nível mínimo de desequilíbrio exigido pela ANEEL para o pedido de RTE equivalem, em média, a 90x o Risco D recebido pela concessionária por meio da remuneração do capital. No caso da Cemig D., o gatilho equivaleria a 108,95 vezes o risco ordinário reconhecido. Ou seja, há um claro descompasso entre o risco ordinário reconhecido e o que seria um risco extraordinário passível de reequilíbrio, mostrando que esse risco realmente não está contemplado no WACC.

Ou seja, de acordo com os gatilhos utilizados pela ANEEL, a concessionária perderia 108,95 anos da remuneração de risco de mercado para absorver esse desequilíbrio, o que colocaria um evento passível de RTE extremamente raro. É preciso destacar que as concessões não superam 40 anos.

Quando comparados com outros segmentos, a exemplo da transmissão, a relação risco retorno torna o setor bem mais atrativo, uma vez que, apesar de não receber o prêmio de Risco D, os riscos também são bem menores.

Outro ponto que a ANEEL não distingue se refere ao tratamento do desequilíbrio financeiro do desequilíbrio econômico.



O desequilíbrio meramente financeiro se refere a um descasamento momentâneo entre receitas e despesas, normalmente de Parcela A, que é recomposto nos reajustes tarifários anuais por meio da CVA ou outros componentes financeiros. Ainda que esse tipo de desequilíbrio possa apresentar desafios de caixa relevantes, o seu reconhecimento nos intervalos de tempo dos reajustes tende a amenizar seus efeitos.

Por outro lado, os desequilíbrios econômicos, normalmente se referem a Parcela B, e tendem a ter efeitos mais duradouros, sendo o reequilíbrio alcançado apenas com uma Revisão Tarifária. Nesse cenário, os desequilíbrios econômicos vão se acumulando no decorrer dos anos, agravando progressivamente a sustentabilidade da concessão no decorrer do ciclo.

Assim, a concessionária entende que uma forma mais equilibrada de alocar adequadamente os riscos para o desequilíbrio financeiro seria a adoção de um gatilho de até o equivalente à remuneração de capital, sendo que um desequilíbrio maior ensejaria a apreciação do juízo de admissibilidade da RTE. Dessa forma, não se colocaria em risco a concessão na medida em que parcela que compromettesse os Custos Operacionais e a QRR seriam passíveis de reconhecimento por meio da RTE.

Desse modo, os gatilhos sugeridos seriam os apresentados na tabela a seguir.

| Concessionária | Desequilíbrio (Rem. Cap.) | Desequilíbrio/VPB |
|----------------|---------------------------|-------------------|
| AMAZONAS       | 38.871.593,27             | 0,11              |
| ENEL RJ        | 848.070.465,00            | 0,44              |
| EDP SP         | 413.319.880,02            | 0,35              |
| BOA VISTA      | 21.727.862,87             | 0,40              |
| CEA            | 58.972.251,57             | 0,28              |
| CEAL           | 169.105.001,12            | 0,26              |
| CEB-DIS        | 145.677.187,64            | 0,28              |
| CEEE-D         | 242.486.804,07            | 0,31              |
| CELESC-DIS     | 513.017.331,38            | 0,30              |
| CELG-D         | 487.761.676,90            | 0,28              |

| Concessionária   | Desequilíbrio (Rem. Cap.) | Desequilíbrio/VPB |
|------------------|---------------------------|-------------------|
| CELPA            | 799.034.098,59            | 0,39              |
| CELPE            | 547.496.026,04            | 0,30              |
| ETO              | 207.598.366,35            | 0,31              |
| CEMAR            | 571.804.043,04            | 0,35              |
| EMT              | 630.883.006,68            | 0,35              |
| CEMIG-D          | 1.525.722.872,05          | 0,30              |
| CEPISA           | 34.101.840,10             | 0,10              |
| CERON            | 46.403.595,97             | 0,18              |
| CHESP            | 6.131.792,52              | 0,24              |
| COCEL            | 4.420.754,50              | 0,18              |
| COELBA           | 1.265.155.034,90          | 0,35              |
| ENEL CE          | 651.956.959,29            | 0,37              |
| COOPERALIANÇA    | 5.945.330,97              | 0,25              |
| COPEL-DIS        | 889.346.799,47            | 0,32              |
| COSERN           | 264.861.811,05            | 0,34              |
| CPFL PIRATININGA | 409.130.137,29            | 0,38              |
| CPFL PAULISTA    | 927.873.520,10            | 0,34              |
| DEMEI            | 2.999.048,30              | 0,17              |
| DMED             | 23.592.659,11             | 0,45              |
| EBO              | 21.447.077,76             | 0,24              |
| EFLJC            | 315.487,94                | 0,11              |
| EFLUL            | 1.283.586,99              | 0,18              |
| ELEKTRO          | 584.690.496,52            | 0,34              |
| ELETROACRE       | 30.376.771,73             | 0,26              |
| ELETROCAR        | 8.260.495,25              | 0,29              |

| Concessionária | Desequilíbrio (Rem. Cap.) | Desequilíbrio/VPB |
|----------------|---------------------------|-------------------|
| ELETROPAULO    | 1.254.647.885,98          | 0,32              |
| ELFSM          | 20.287.256,64             | 0,26              |
| EMG            | 55.832.380,00             | 0,24              |
| EMS            | 334.372.625,14            | 0,32              |
| ENF            | 14.227.224,34             | 0,29              |
| EPB            | 235.739.346,62            | 0,29              |
| EDP ES         | 360.208.089,06            | 0,36              |
| ESE            | 133.883.936,60            | 0,29              |
| FORCEL         | 851.761,10                | 0,15              |
| HIDROPAN       | 3.923.340,95              | 0,29              |
| IENERGIA       | 3.044.418,17              | 0,14              |
| LIGHT          | 1.163.454.150,78          | 0,41              |
| MuxEnergia     | 1.023.533,42              | 0,19              |
| SULGIPE        | 14.407.364,81             | 0,21              |
| UHENPAL        | 3.265.496,34              | 0,24              |
| ESS            | 87.438.325,11             | 0,22              |
| NSC            | 85.659.562,74             | 0,28              |
| RGE Uni        | 877.908.613,82            | 0,38              |

Dessa forma, ao invés de um desequilíbrio mínimo médio de cerca de uma Parcela B sugerida pela ANEEL, a métrica proposta é de que o desequilíbrio mínimo para o juízo de admissibilidade seja da ordem de 0,28 da Parcela B, que continua sendo bem impactante.

Para o desequilíbrio econômico, a concessionária entende que uma forma mais equilibrada de alocar adequadamente os riscos seria a adoção de um gatilho de até o equivalente à remuneração de capital próprio, sendo que um desequilíbrio maior ensejaria a apreciação do juízo de admissibilidade da RTE.

Dessa forma, não se colocaria em risco a concessão na medida em que parcela que compromettesse os Custos Operacionais, Custo de Capital de Terceiros e a QRR seriam passíveis de reconhecimento por meio da RTE.

Desse modo, os gatilhos sugeridos seriam os apresentados na tabela a seguir:

| Concessionária | Desequilíbrio<br>(Rem. Cap. Prop.) | Desequilíbrio/VPB |
|----------------|------------------------------------|-------------------|
| AMAZONAS       | 9.490.139,24                       | 0,03              |
| ENEL RJ        | 554.426.591,91                     | 0,29              |
| EDP SP         | 264.319.964,08                     | 0,22              |
| BOA VISTA      | 9.506.303,79                       | 0,17              |
| CEA            | 37.544.586,95                      | 0,18              |
| CEAL           | 112.540.428,42                     | 0,18              |
| CEB-DIS        | 88.865.006,32                      | 0,17              |
| CEEE-D         | 154.939.758,32                     | 0,20              |
| CELESC-DIS     | 328.287.056,51                     | 0,19              |
| CELG-D         | 309.018.490,29                     | 0,18              |
| CELPA          | 520.163.677,72                     | 0,25              |
| CELPE          | 353.976.752,54                     | 0,19              |
| ETO            | 138.362.293,98                     | 0,21              |
| CEMAR          | 369.163.319,47                     | 0,22              |
| EMT            | 407.153.430,80                     | 0,23              |
| CEMIG-D        | 965.617.040,66                     | 0,19              |
| CEPISA         | 6.370.700,84                       | 0,02              |
| CERON          | 18.575.854,34                      | 0,07              |
| CHESP          | 3.609.989,34                       | 0,14              |
| COCEL          | 2.479.300,63                       | 0,10              |

| Concessionária   | Desequilíbrio<br>(Rem. Cap. Prop.) | Desequilíbrio/VPB |
|------------------|------------------------------------|-------------------|
| COELBA           | 815.586.670,35                     | 0,23              |
| ENEL CE          | 422.229.450,68                     | 0,24              |
| COOPERALIANÇA    | 3.587.599,26                       | 0,15              |
| COPEL-DIS        | 560.635.200,79                     | 0,20              |
| COSERN           | 169.951.102,88                     | 0,22              |
| CPFL PIRATININGA | 263.737.005,25                     | 0,25              |
| CPFL PAULISTA    | 591.281.702,04                     | 0,21              |
| DEMEI            | 1.821.315,33                       | 0,11              |
| DMED             | 14.771.568,69                      | 0,28              |
| EBO              | 13.167.971,08                      | 0,15              |
| EFLJC            | 176.866,40                         | 0,06              |
| EFLUL            | 768.711,08                         | 0,11              |
| ELEKTRO          | 373.742.247,87                     | 0,22              |
| ELETROACRE       | 13.620.949,88                      | 0,11              |
| ELETROCAR        | 5.147.671,12                       | 0,18              |
| ELETROPAULO      | 805.045.825,39                     | 0,20              |
| ELFSM            | 12.345.994,63                      | 0,16              |
| EMG              | 33.503.917,32                      | 0,14              |
| EMS              | 212.610.879,14                     | 0,21              |
| ENF              | 8.790.303,60                       | 0,18              |
| EPB              | 151.011.910,50                     | 0,18              |
| EDP ES           | 230.278.983,31                     | 0,23              |
| ESE              | 84.525.418,60                      | 0,18              |
| FORCEL           | 454.261,30                         | 0,08              |

| Concessionária | Desequilíbrio<br>(Rem. Cap. Prop.) | Desequilíbrio/VPB |
|----------------|------------------------------------|-------------------|
| HIDROPAN       | 2.404.226,52                       | 0,18              |
| IENERGIA       | 1.652.154,16                       | 0,08              |
| LIGHT          | 756.298.109,11                     | 0,27              |
| MuxEnergia     | 607.226,31                         | 0,11              |
| SULGIPE        | 8.318.241,13                       | 0,12              |
| UHENPAL        | 1.833.600,19                       | 0,13              |
| ESS            | 52.391.680,88                      | 0,13              |
| NSC            | 52.509.471,65                      | 0,17              |
| RGE Uni        | 568.669.709,37                     | 0,25              |

Assim, ao invés de um desequilíbrio mínimo médio de cerca de uma Parcela B sugerida pela ANEEL, a métrica proposta é de que o desequilíbrio econômico mínimo para o juízo de admissibilidade seja da ordem de 0,17 da Parcela B, que continua sendo bem impactante.

## II.2)- NÍVEL DE DESEQUILÍBRIO ADEQUADO A SER EXIGIDO

Para que a receita da concessionária possa ser considerada em equilíbrio, é necessário que seja verificado alguma preservação da parcela relativa ao controlador, sem abrir mão das necessidades do consumidor. Nesse sentido, a concessionária precisa ter recursos suficientes para que a continuidade da prestação do serviço de distribuição não seja afetada.

Portanto, a RTE deverá ser alicerçada nos objetivos regulatórios de preservar a capacidade e o nível de investimentos da concessionária, assim como a capacidade da prestação adequada do serviço, por meio do não comprometimento da operação e manutenção.

Nesse contexto, é necessário que o EBITDA da concessionária deve ser suficiente para, no mínimo, cobrir os custos com a estrutura operacional da empresa e a depreciação para a reposição dos ativos existentes, mantendo a prestação adequada do serviço aos seus clientes.

Dessa forma, entende-se que, para a evidência quantitativa de desequilíbrio econômico-financeiro e, portanto, da necessidade de apreciação por parte do Regulador de uma Revisão Tarifária Extraordinária, deve ser utilizado o seguinte indicador.

$$\text{Desequilíbrio Financeiro} \geq \text{Remuneração de Capital Regulatória}$$

e

$$\text{Desequilíbrio Econômico} \geq \text{Remuneração de Capital Próprio}$$

É importante destacar que, para fins de cálculo do desequilíbrio, com o objetivo de deixar os dados de todas as concessionárias na mesma base de efeito inflacionário, propõe-se que sejam corrigidos pelo IPCA.

Nesse sentido, o nível de desequilíbrio financeiro adequado a ser exigido para a admissibilidade de análise do pleito de revisão tarifária extraordinária deve ser o que, no mínimo, cobre os custos operacionais regulatórios e a quota de remuneração regulatória a fim de assegurar a sustentabilidade econômico-financeira e de proteger o serviço prestado a sociedade aos consumidores.

Para o nível de desequilíbrio econômico adequado a ser exigido para a admissibilidade de análise do pleito de revisão tarifária extraordinária deve ser o que, no mínimo, cobre os custos operacionais regulatórios, a quota de remuneração regulatória e o custo de capital de terceiros, a fim de assegurar a sustentabilidade econômico-financeira e de proteger o serviço prestado aos consumidores.

Assim, solicita-se que sejam consideradas as inequações apresentadas acima como gatilho, sendo necessário que seja violada para caracterizar o desequilíbrio do contrato de concessão e, conseqüentemente, para a concessionária ser elegível para o reequilíbrio econômico financeiro mediante a realização de uma Revisão Tarifária Extraordinária.

### **III)- METODOLOGIA DE CÁLCULO DA PRODUTIVIDADE**

O regime regulatório vigente no segmento de distribuição atualmente é o price-cap, caracterizado pela fixação das tarifas máximas, que são revisadas e reajustadas nas condições do respectivo contrato de concessão, mediante ato específico da ANEEL.

Ao manter as tarifas constantes por determinado período, as receitas e despesas da concessionária se dissociam no ciclo tarifário em razão dos ganhos de produtividade no período. Parte desses ganhos são compartilhados com os consumidores durante o ciclo, por meio do componente Pd do Fator X.

A metodologia atual de cálculo do Fator X está disposta nos Submódulos 2.5 e 2.5A do PRORET, os quais incidem sobre as distribuidoras do contrato velho e novo, respectivamente. Em ambos os casos, o componente Pd leva em consideração a Produtividade Total dos Fatores (PTF) calculada pela ANEEL para o período de 2013 a 2018.

O cálculo da PTF do componente Pd do Fator X é realizado por meio do Índice de Tornqvist. Utilizando os dados históricos de mercado faturado, custo operacional, custo de capital e remuneração de obrigações especiais, a ANEEL calcula, para todas as concessionárias, a variação anual do produto (mercado) e dos insumos (demais) no período analisado e considera a mediana das produtividades das distribuidoras como sendo a produtividade do segmento de distribuição em um dado período.

A mediana é comumente utilizada quando se quer expurgar da análise o efeito de outliers, sejam eles positivos ou negativos, tendo em vista que é uma medida de posição. Por conta disso, a Produtividade Total dos Fatores - PTF considerada no cálculo do componente Pd não é afetada por eventos atípicos e conjunturais que comprometam a produtividade da distribuição, a exemplo da pandemia de Covid-19.

Outras metodologias regulatórias, como é o caso do WACC, incorporam o efeito de eventos dessa natureza em sua mensuração, pois adotam a média como medida de tendência central. Na Nota Técnica nº 145/2020, quando alertada que o WACC atual não precifica a pandemia como risco de mercado, a ANEEL lembrou que a atualização anual do WACC Regulatório fará com que a taxa definida para 2021 já incorpore o efeito da pandemia na remuneração:

*“A partir de 2021, as atualizações da taxa incorporarão os efeitos desse evento nas séries que a compõem. As empresas que passaram por revisão nos anos mais recentes terão considerado o efeito, em sua remuneração, na sua próxima revisão tarifária periódica”.*



Ou seja, no entendimento da ANEEL os parâmetros das revisões futuras repassarão o prêmio de risco discutido na CP nº 35/2020. Entretanto, isso não ocorrerá para o caso do componente Pd do Fator X.

Dessa forma, além de não receber o tratamento do desequilíbrio, as concessionárias também não terão considerados os efeitos da pandemia na produtividade total a ser considerada futuramente nas revisões e reajustes tarifários. Em outras palavras, pela ótica do modelo regulatório atual, a perda de mercado decorrente da pandemia não foi suficiente para afetar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, mas é expressiva o suficiente para que seja excluída, por exemplo, do cálculo da PTF.

Assim entende-se que é necessário que a ANEEL especifique, já na 3ª fase da CP nº 35/2020, que a produtividade do segmento de distribuição será obtida pela média a partir da próxima revisão metodológica. Essa solução assegura simplicidade ao processo, o que é desejável pelo Regulador. Além disso, ela garante simetria ao sinal regulatório de que até mesmo eventos improváveis serão tratados como risco de mercado pela ANEEL.

#### IV)- TRATAMENTO DA SOBRECONTRATAÇÃO

Na 2ª Etapa da Consulta Pública nº 35/2020 a CEMIG contribuiu no sentido de se utilizar a declaração do Leilão de Energia de 2019 como referência para o cálculo da sobrecontratação dos anos de 2020 e 2021. Atendendo parcialmente a este pleito, na 3ª Etapa da Consulta Pública nº 35/2020, o Regulador propôs a adoção deste critério para o ano de 2020 mas não o fez para o ano de 2021. **Neste sentido, e tendo em vista o desenrolar dos impactos da pandemia também para o ano de 2021, a CEMIG reitera o seu pedido de que a declaração do Leilão de Energia de 2019 também seja adotada como a referência para o cálculo da sobrecontratação no ano de 2021.**

## V)- CONSIDERAÇÕES FINAIS

Resumidamente, os pontos abordados neste documento foram:

- 1) De acordo com as projeções realizadas pela ANEEL, a proposta da 2ª fase da CP faria com que apenas a Amazonas Energia (AmE) tivesse a análise do mérito de pedido de RTE avaliado. Na proposta da 3ª fase, as empresas CEA, LIGHT, CEB e Enel SP passariam a também ter o direito de terem seus pleitos de RTE analisados;
- 2) Os requisitos de desequilíbrio econômico-financeiro propostos pela ANEEL na 3ª fase da CP nº 035/2020 exigem um nível muito elevado de desequilíbrio a ponto de, novamente, pouquíssimas concessionárias acionem o gatilho de admissibilidade para pleitear uma RTE;
- 3) De acordo com os gatilhos utilizados pela ANEEL, com o nível de desequilíbrio mínimo para admissibilidade, o concessionário poderia ficar em média 2,9 anos sem qualquer remuneração (próprio e terceiros) ou 4,8 anos sem remuneração de capital próprio ou teria de arcar em média com Custos Operacionais de 1,7 ano e 8,10 anos de QRR.
- 4) O EBITDA da concessionária deve ser suficiente para, no mínimo, cobrir os custos com a estrutura operacional da empresa e a depreciação para a reposição dos ativos existentes, mantendo a prestação adequada do serviço aos seus clientes;
- 5) Além de não receber o tratamento do desequilíbrio, as concessionárias também não observarão os efeitos da pandemia na produtividade total a ser considerada no componente Pd das revisões e reajustes futuros. Em outras palavras, pela ótica do modelo regulatório atual, a perda de mercado decorrente da pandemia não foi suficiente para afetar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, mas é expressiva o suficiente para que seja excluída, por exemplo, do cálculo da PTF; e
- 6) **Os efeitos da Pandemia da Covid-19 tendem a se estender durante o ano de 2021 requerendo tratamento/normatização regulatória para a sobrecontratação.**

Com base nisso, propõe-se que)- Para a evidência quantitativa de desequilíbrio econômico-financeiro (Parcela A + Parcela B) e, portanto, da necessidade de realização de uma Revisão Tarifária Extraordinária, seja utilizado o seguinte indicado.

$$\text{Desequilíbrio Financeiro} \geq \text{Remuneração de Capital Regulatória}$$

ii)- Para a evidência quantitativa de desequilíbrio econômico (somente Parcela B) e, portanto, da necessidade de realização de uma Revisão Tarifária Extraordinária, seja utilizado o seguinte indicador

$$\text{Desequilíbrio Econômico} \geq \text{Remuneração de Capital Próprio}$$

iii)- A ANEEL especifique, já na 3ª fase da CP nº 35/2020, que a produtividade do segmento de distribuição será obtida pela média a partir da próxima revisão metodológica.

**iv)- Que a declaração do Leilão de Energia de 2019 seja utilizado como referência para o cálculo da sobrecontratação dos anos de 2020 e 2021.**

Por meio dos pontos abordado neste documento, busca-se contribuir para o aperfeiçoamento da proposta aportada por essa Agência no contexto da 3ª Fase da CP nº 35/2020. Espera-se do Regulador a continuidade da atuação equilibrada e realista em benefício da perenidade do serviço público de distribuição de energia elétrica com qualidade, segurança e equilíbrio econômico-financeiro, promovendo os aperfeiçoamentos e os ajustes necessários apresentados nesta contribuição.