

## VOTO

**PROCESSO:** 48500.007022/2019-12.

**INTERESSADO:** Amazonas Energia S.A. e Conselho de Consumidores da Amazonas Energia.

**RELATOR:** Diretor Sandoval Feitosa.

**RESPONSÁVEL:** Superintendência de Gestão Tarifária - SGT.

**ASSUNTO:** Proposta de abertura de Consulta Pública com o objetivo de obter subsídios para o aprimoramento da proposta de Revisão Tarifária Extraordinária da Amazonas Energia S.A., prevista na Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão nº 001/2019, a vigorar a partir do dia 1º de novembro de 2020.

### I. RELATÓRIO

Em 11 de abril de 2019, foi assinado o Contrato de Concessão nº 001/2019 decorrente do processo de licitação da concessão de serviços de distribuição de energia elétrica no estado do Amazonas, realizada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783, de 2013. O processo licitatório se refere à transferência do controle societário da Amazonas Energia S.A (Ame), anteriormente controlada pelo Grupo Eletrobras.

2. A Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão, que trata das Condições Transitórias, prevê a possibilidade de uma Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, entre a data de assinatura do contrato e a primeira Revisão Tarifária Ordinária. Tal RTE, quando e se processada, substituirá o reajuste tarifário anual, e deve ser requerida pela concessionária com, no mínimo, um ano de antecedência de sua realização.



3. Em 22 de outubro de 2019, por meio da Carta CTA-PR nº 189/2019<sup>1</sup>, a Ame solicitou que a RTE, com avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória, fosse processada em substituição ao reajuste tarifário de 2020, a vigorar a partir do dia 1º de novembro.
4. Em 03 de dezembro de 2019, por meio do Ofício nº 347/2019-SGT/ANEEL<sup>2</sup>, a concessionária foi orientada acerca dos dados a serem encaminhados para o processamento da RTE.
5. Em 17 de fevereiro de 2020, por meio de sorteio, o processo foi a mim distribuído.
6. Em 08 de maio de 2020, por meio da Carta CTA-PR nº 057/2020<sup>3</sup> a concessionária solicitou prazo adicional de 30 dias para entrega do Laudo de Avaliação, em função das medidas restritivas decorrentes da pandemia do Coronavirus que impactaram o processo de elaboração do laudo, sobretudo as vistorias e atividades de campo.
7. Em 13 de maio de 2020, por meio de Ofício nº 95/2020-DIR/ANEEL<sup>4</sup>, atendi parcialmente o pleito da empresa, postergando a entrega do laudo para o dia 20 de julho de 2020.
8. Ainda em maio de 2020, a Ame encaminhou as cartas CTA - DR Nº 047/2020<sup>5</sup>, de 25 de maio de 2020, e CTA - DR Nº 050/2020, de 27 de maio de 2020, contendo, respectivamente, (i) consulta sobre critérios para formação do Banco de Preços da Ame. referente à Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) – Ano 2020; e (ii) proposta para ajuste a ser realizado na contabilidade para garantir aderência entre níveis de depreciação da Base Blindada (2013) com a Base Contábil AIS. Em resposta, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF emitiu o Ofício nº 178/2020-SFF/ANEEL, de 3 de junho de 2020<sup>6</sup>.

---

<sup>1</sup> SIC: 48513.030508/2019-00

<sup>2</sup> SIC: 48581.002603/2019-00

<sup>3</sup> SIC: 48513.012904/2020-00

<sup>4</sup> SIC: 48510.000239/2020-00

<sup>5</sup> Documento SIC 48513.014714/2020.

<sup>6</sup> Documento SIC 48536.001771/2020.

9. Em 22 de junho de 2020, por meio da Carta CTA-PR 059/2020<sup>7</sup>, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** enviou as informações iniciais solicitadas pelo Ofício nº 347/2019-SGT/ANEEL.
10. Mediante correspondência CTA - DR Nº 066/2020, de 20 de julho de 2020<sup>8</sup>, a Ame encaminhou à SFF o Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória.
11. Em 04 de agosto de 2020, por meio do Memorando nº 236/2020/ASD/ANEEL, minha assessoria solicitou à SFF que elaborasse Nota Técnica, a ser encaminhada para à SGT, com a descrição da fiscalização realizada até o momento do Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória apresentado pela concessionária, bem como indicar se há um valor final da Base de Remuneração para a Revisão Tarifária Extraordinária.
12. Em 6 de agosto de 2020, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, mediante Memorando nº 198/2020-SRD/ANEEL<sup>9</sup>, informou que a Ame entregou a BDGD no dia 3 de agosto de 2020, e que essa foi disponibilizada para a SFF no dia 4 de agosto de 2020, após análises obre a qualidade da BDGD apresentada pela empresa.
13. Em 6 de agosto de 2020, foi emitido o Memorando nº 328/2020-SFF/ANEEL<sup>10</sup> à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE, solicitando diligências quanto à validação dos dados da BDGD extraordinária.
14. Ainda no dia 6 de agosto de 2020, a SFF emitiu a Nota Técnica nº 134/2020-SFF/ANEEL, oportunidade em que detalhou a Situação da fiscalização do Laudo de Avaliação da Base de Remuneração Regulatória da Ame pela SFF, para fins de processamento da revisão tarifária extraordinária. Os resultados da Base de Remuneração foram encaminhados à SGT por meio do Memorando nº 329/2020-SFF/ANEEL, do mesmo dia.
15. No dia 7 de agosto de 2020, foram realizadas reuniões com o Conselhos de Consumidores da Ame, e com a concessionária para apresentar e discutir os resultados

<sup>7</sup> SIC nº 48513.016920/2020-00.

<sup>8</sup> Documento SIC 48513.019510/2020.

<sup>9</sup> Documento SIC 48554.001725/2020.

<sup>10</sup> Documento SIC 48536.002839/2020.



preliminares. Na sequência, a proposta preliminar da revisão tarifária foi encaminhada à **Erro! Fonte de referência não encontrada.**e ao conselho de consumidores

16. Em 07 de agosto de 2020, por meio da Carta CTA-PR 085/2020<sup>11</sup>, a Amesolicitou que fossem diferidos alguns itens financeiros, tendo em vista os impactos relevantes estimados para os consumidores da área de concessão, em decorrência principalmente da abertura completa da Base de Remuneração Regulatória – BRR.

17. Em 10 de agosto de 2020, por meio da Nota Técnica nº 147/2020-SGT-ANEEL, foram calculados os resultados do processo de Revisão Tarifária Extraordinária da Ame, a serem submetidos à Consulta Pública.

18. É o Relatório.

## II. FUNDAMENTAÇÃO

19. O presente processo trata da abertura de Consulta Pública, visando obter subsídios e informações adicionais referente à revisão tarifária extraordinária contratual da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**e, em observância a Segunda da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão nº 001/2019.

20. Ao avaliar os autos do processo, encaminho Decisão no sentido de instaurar Consulta Pública, na modalidade intercâmbio documental, no período compreendido entre 26 de agosto e 09 de outubro de 2020, com reunião virtual, por videoconferência, para o dia 18 de setembro de 2020, conforme orientações que serão disponibilizadas no link da consulta pública.

21. O presente voto consta, inicialmente, esclarecimento das principais diferenças entre a revisão extraordinária que agora se discute e um processo ordinário de revisão tarifária. Na sequência, detalho o conceito de avaliação completa de base de remuneração, bem como o processo de validação do laudo de avaliação de ativos pela fiscalização da ANEEL. Em seguida, são

---

<sup>11</sup> SIC nº 48513.021208/2020-00.

apresentados os resultados preliminares de revisão extraordinária a serem debatidos com a sociedade do estado do AM. Por fim, apresento uma discussão sobre atenuação dos impactos tarifários, e o cronograma previsto do processo de revisão tarifária extraordinária.

## II.1 Diferenças entre a Revisão Tarifária Extraordinária prevista na Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima e a Revisão Tarifária Ordinária

22. A Revisão Tarifária Extraordinária que agora se discute cuida, basicamente, de reequilibrar os custos com remuneração e reintegração do capital investido na concessão, à partir da avaliação completa da base de remuneração.

23. Considerando que a RTE está prevista na Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão nº 001/2019, o pedido foi apresentado com mais de um ano de antecedência, que as informações apresentadas pela concessionária foram preliminarmente validadas pelas áreas técnicas, cabe à ANEEL as ações para reequilibrar a concessão por meio da avaliação completa da base de remuneração regulatória.

24. Diferente de uma revisão ordinária, o atual processo cuidará única e exclusivamente da reavaliação da base regulatória de ativos da concessão, assim, preservará o nível regulatório de custos operacionais, indicadores técnicos de qualidades, além dos indicadores de perdas definidos no processo de licitação. A tabela a seguir destaca as principais diferenças entre uma revisão tarifária ordinária e a RTE que agora se avalia.

**Tabela 1 – Diferenças entre RTE e Revisão Ordinária**

Item	Revisão Ordinária	Revisão Extraordinária (Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima)
Data de Realização	Definida em contrato. Primeira em 01/11/2023 e as subsequentes realizadas a cada cinco anos.	Uma única vez, até o terceiro processo tarifário posterior à assinatura do Contrato, a pedido da concessionária
Nível Regulatório de Perdas	Os referenciais regulatórios de perdas técnicas e não técnicas são redefinidos	Não há redefinição dos níveis regulatórios de perdas técnicas e não técnicas, preservando-se os índices do último processo tarifário.



Item	Revisão Ordinária	Revisão Extraordinária (Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima)
Nível Regulatório de Custos Operacionais	O nível regulatório de custos operacionais é redefinido	O nível regulatório de custos operacionais é preservado, sendo simplesmente corrigido pelas regras de Reajuste da Parcela B. Para tal, adota-se o valor zero para os componentes Pd e T do Fator X.
Base de Remuneração Regulatória	Pela regra atualmente prevista no PRORET, somente a base incremental é reavaliada, ficando "blindada" a base definida na última revisão tarifária.	A pedido da concessionária, há a avaliação completa da base de remuneração regulatória.

25. Os itens de Parcela A (compra de energia, transmissão de energia e encargos setoriais) são atualizados normalmente, de forma similar aos processos de reajuste e revisão tarifária ordinária.

26. Com relação à remuneração e reintegração do capital, o ponto chave da discussão que se faz no presente processo, portanto, é a avaliação completa da base de remuneração regulatória, objeto da próxima seção do voto.

## II.2 Avaliação completa da base de remuneração regulatória

27. Restou pacificado pela Diretoria da ANEEL, quando da aprovação da RTE da Equatorial Alagoas, o escopo da avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória dos processos de RTE previsto nos contratos de concessões assinados em decorrência das licitações das concessões, em conjunto com a troca do controle societário das ex-distribuidoras do Grupo Eletrobras.

28. Em tal oportunidade, ficou consubstanciado no Voto da Diretora Relatora, seguindo posicionamento da SFF<sup>12</sup> e da Procuradoria Federal da ANEEL<sup>13</sup> que, a avaliação completa da Base

<sup>12</sup> Nota Técnica 62/2020-SFF/ANEEL

<sup>13</sup> Parecer nº 00129/2020/PFANEEL/PGF/AGU



de Remuneração consiste em reavaliar todos os ativos em operação, não apenas em relação à quantidade, mas também aos preços e à depreciação acumulada.

29. Conforme Nota Técnica nº 134/2020-SFF/ANEEL, destaco os seguintes aspectos do processo de validação da Base de Remuneração Regulatória:

### **Do Processo de Apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR**

30. A avaliação da BRR é definida por meio de um processo de valoração de ativos, disciplinado no Submódulo 2.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que depois de calculada, é submetida à fiscalização da ANEEL para validação da sua conformidade regulatória. A forma de apresentação dos ativos pelas empresas é por meio elaboração e apresentação de laudo de avaliação dos ativos, que é preparado por uma empresa avaliadora de ativos, credenciada junto à ANEEL, nos termos da Resolução Normativa nº 635, de 2014.

31. Para a elaboração do laudo, são empregados uma série de dados advindos da contabilidade, dos setores de engenharia, de contratos firmados pela distribuidora com terceiros, da capitalização de mão de obra própria, de notas fiscais e outros. Esses dados são constituídos e organizados no Laudo de Avaliação, conforme regramento contido no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE) e no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE).

32. Cabe à empresa avaliadora atender a esses regramentos, que definem as diretrizes para elaboração do laudo de avaliação de ativos, incluindo:

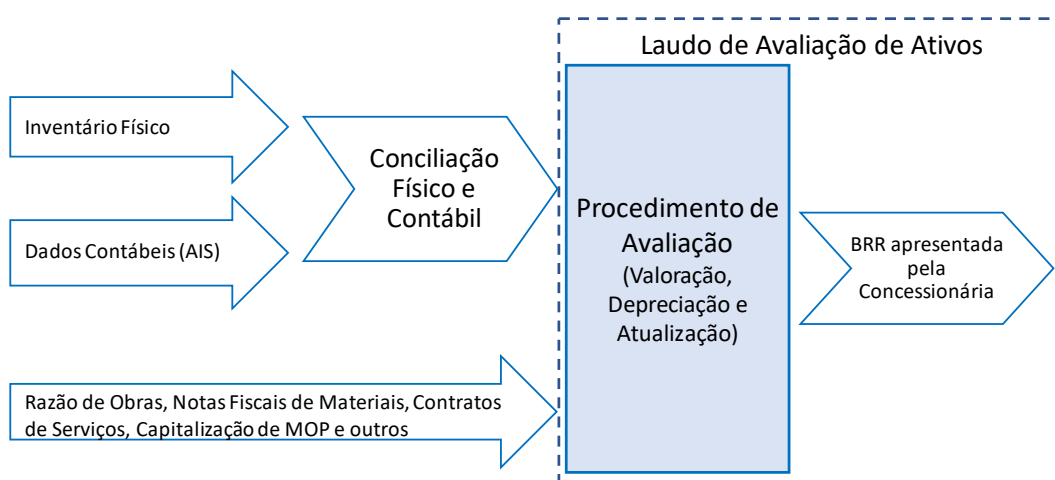
- (i) o inventário físico, obtido a partir do levantamento de ativos elegíveis;
- (ii) a conciliação físico-contábil entre o inventário realizado e os registros contábeis;
- (iii) os procedimentos de valoração aplicável, para fins de apuração do Valor Novo de Reposição (VNR); e
- (iv) a definição do nível de depreciação desses bens, de modo a calcular o valor líquido dos ativos, sob o qual se define a sua remuneração.





### Testes de Validação realizados pela Fiscalização da ANEEL

33. Os trabalhos conduzidos pela fiscalização da ANEEL consistem, principalmente, em validar a origem e a qualidade dos dados e informações necessárias à elaboração do laudo e a conformidade do cálculo de avaliação, conforme ilustrados na Figura 1.



**Figura 1 – Processo de elaboração do Laudo de Avaliação.**

34. Para realizá-la, a fiscalização executa diversos testes de consistência, atesta a concordância das informações com o MCPSE e o MCSE e ainda verifica as documentações de suporte (contratos, notas fiscais, razão de obras, etc.). Especificamente quanto à conformidade do cálculo de avaliação, é averiguado se os procedimentos de valoração estão aderentes com o disposto pelo Submódulo 2.3 do PRORET. A tabela a seguir sintetiza uma série de testes realizados pela fiscalização da ANEEL para a validação da base de remuneração.

### Tabela 2 - Testes de Validação realizados pela Fiscalização

**I - Procedimentos de validação da origem e qualidade dos dados e informações necessárias à elaboração do laudo de avaliação - garantir a procedência e a consistência dos dados de entrada do cálculo de avaliação dos ativos.**





**I.1 Validação da Conciliação Física e Contábil** - A fiscalização utiliza os dados extraídos da Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD, como garantia da existência física dos ativos em serviço na área de concessão da distribuidora. Também emprega dados advindos das contas contábeis do Ativo Imobilizado em Serviço – AIS, para fins de validação contábil. É justamente da conciliação dessas duas bases de dados que se forma o núcleo do laudo a ser validado. Esse teste averigua se as informações dos ativos, principalmente as contábeis e patrimoniais, presentes na BDGD estão coincidindo com as apresentadas no Laudo de Avaliação da RTE. O total de conciliação é dado pela quantidade de linhas iguais nas duas bases (conciliadas), dividido pelo total de linhas do teste (conciliado +BDGD maior que Laudo + Laudo Maior que BDGD + não tem na BDGD).

**I.2 Validação da identificação dos ativos em conformidade com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico**

**I.3 Validação das Compras utilizadas na formação do Banco de Preços do Valor de Fábrica**

**I.4 Validação da Metodologia de apuração dos percentuais atribuídos aos Componentes Menores - COM e aos Custos Adicionais - CA**

**I.5 Verificar a Origem da Data de Imobilização**

**II - Procedimentos de validação da conformidade do cálculo da avaliação de ativos contidos no laudo de avaliação - avaliam a aplicação dos critérios estabelecidos no Submódulo 2.3 para valoração dos ativos.**

**II.1 Verificação do Tipo de Procedimento de Valoração**

**II.2 Verificação do Cálculo do JOA Regulatório**

**II.3 Verificação do Cálculo da Depreciação**

**II.4 Verificação do cálculo do Índice de Aproveitamento**

**II.5 Verificação do Cálculo da Atualização Monetária**

**II.6 Verificação do Cálculo de Obrigações Especiais**

**II.7 Verificação do Almojarifado de Operação**

## Situação dos trabalhos de fiscalização do laudo de avaliação

35. A Ame apresentou o laudo de avaliação no dia 20 de julho de 2020, por meio da correspondência CTA - DR Nº 066/2020, atendendo ao prazo fixado no Ofício nº 95/2020-DIR/ANEEL e, portanto, a entrega foi tempestiva.

36. Considerando o caráter extraordinário da presente revisão, previsto no Edital do BNDES<sup>14</sup> e Contrato de Concessão nº 1/2019, o pleito da concessionária, consistido no laudo protocolado, é pela valoração de toda a base de ativos, de forma indistinta para ativos que porventura já tenham sido valorados em processos anteriores de revisão tarifária.

<sup>14</sup> Edital do Leilão nº 2/2018-PPI/PND/Amazonas e Anexos.

37. Considerando que não há regulamento específico sobre o conceito de “avaliação completa de base”, foram adotados os mesmos procedimentos da Revisão Tarifária Extraordinária da Equatorial Alagoas, já aprovada por essa Diretoria.

38. Com relação ao teste de conciliação físico e contábil, vale destacar que após a disponibilização da BDGD pela SRD, a SFF procedeu à realização do teste de conciliação entre o laudo de avaliação e a BDGD.

39. Nas análises realizadas pelas áreas técnicas todos os campos da BDGD estão corretamente preenchidos, o que possibilitou a execução do teste sem intercorrências, sendo identificado resultado de 75% dos itens conciliados, percentual considerado pela fiscalização da SFF como satisfatório, quiçá, registra-se que esse se refere ao maior indicador de conciliação físico-contábil dentre os processos de RTE já analisados até o momento.

40. O processo de fiscalização, tanto física quanto econômica e financeira continuará ao longo do período de consulta pública, de modo que, para a deliberação final, teremos todos os testes finais e definitivos de validação mencionados na Tabela 2, com os consequentes ajustes eventualmente necessários no valor da base de remuneração regulatória indicados pela fiscalização. A Tabela 3 mostra o status atual do processo de fiscalização, para cada um dos testes de validação.

**Tabela 3 - Situação da validação dos dados do Laudo de Avaliação de Ativos**

**I - Procedimentos de validação da origem e qualidade dos dados e informações necessárias à elaboração do laudo de avaliação**

<b>I.1 Validação da Conciliação Física e Contábil</b>	O teste de conciliação apontou boa aderência entre o laudo e a BDGD, considerando uma primeira averiguação. No entanto, para a finalização do teste, resta a conclusão da fiscalização da BDGD pela SFE.
<b>I.2 Validação da identificação dos ativos em conformidade com o Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico</b>	Na verificação preliminar não se identificou inconsistências.
<b>I.3 Validação das Compras utilizadas na formação do Banco de Preços do Valor de Fábrica</b>	Em andamento.
<b>I.4 Validação da Metodologia de apuração dos percentuais atribuídos aos Componentes Menores - COM e aos Custos Adicionais - CA</b>	Em andamento.

**I.5 Verificar a Origem da Data de Imobilização** Em andamento.

**II - Procedimentos de validação da conformidade do cálculo da avaliação de ativos contidos no laudo de avaliação - avaliam a aplicação dos critérios estabelecidos no Submódulo 2.3 para valoração dos ativos.**

<b>II.1 Verificação do Tipo de Procedimento de Valoração</b>	Na verificação preliminar não se identificou inconsistências.
<b>II.2 Verificação do Cálculo do JOA Regulatório</b>	Em andamento.
<b>II.3 Verificação do Cálculo da Depreciação</b>	Na verificação preliminar não se identificou inconsistências.
<b>II.4 Verificação do cálculo do Índice de Aproveitamento</b>	Em andamento.
<b>II.5 Verificação do Cálculo da Atualização Monetária</b>	Na verificação preliminar não se identificou inconsistências.
<b>II.6 Verificação do Cálculo de Obrigações Especiais</b>	Na verificação preliminar não se identificou inconsistências.
<b>II.7 Verificação do Almojarifado de Operação</b>	Em andamento.

41. Após avaliação do Laudo de Avaliação encaminhado pela Ame, a SFF concluiu que *“diante do resultado preliminar do teste de validação da conciliação física-contábil aliada à consistência do laudo averiguado pela fiscalização até o momento, foi possível apurar os valores preliminares de BRR de distribuição, apresentados a seguir, a serem submetidos à Consulta Pública”*.

**Tabela 4 – Base de Remuneração Regulatória de Distribuição da Amazonas Energia.**

Item	Descrição	Valor (R\$)
1	Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	5.743.424.456,07
2	Índice de Aproveitamento Integral	726.240,77
3	Obrigações Especiais Bruta	1.194.278.504,14
4	Bens Totalmente Depreciados	676.396.020,59
<b>5</b>	<b>Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)</b>	<b>3.872.023.690,56</b>
6	Depreciação Acumulada	2.183.279.396,03
7	AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	3.560.145.060,03
8	Índice de Aproveitamento Depreciado	493.032,71
9	Valor da Base de Remuneração (VBR)	3.559.652.027,32
10	Almojarifado em Operação	20.916.892,46
11	Obrigações Especiais Líquida	918.305.900,76
12	Terrenos e Servidões	60.744.187,21
<b>13</b>	<b>Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)</b>	<b>2.723.007.206,23</b>

42. Esses foram os dados utilizados pela SGT para os cálculos tarifários detalhados na próxima seção desse Voto.

### II.3 Proposta a ser submetida à consulta pública

43. De início, importante destacar que não há qualquer decisão sendo tomada acerca da revisão tarifária extraordinária nesse momento. Trata-se, tão somente, de dar início ao processo de discussão com a sociedade, de modo que o resultado definitivo será aprovado somente quando forem avaliadas todas as contribuições trazidas no âmbito da Consulta Pública.. Além disso, a ANEEL ainda concluirá o processo de fiscalização física e financeira dos valores constantes do laudo de avaliação de ativos apresentado pela concessionária.

44. A proposta a ser submetida à Consulta Pública para a revisão das tarifas da Ame, segundo proposição encaminhada pela SGT, conduzirá a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 8,50%, sendo de 8,90%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 8,32%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

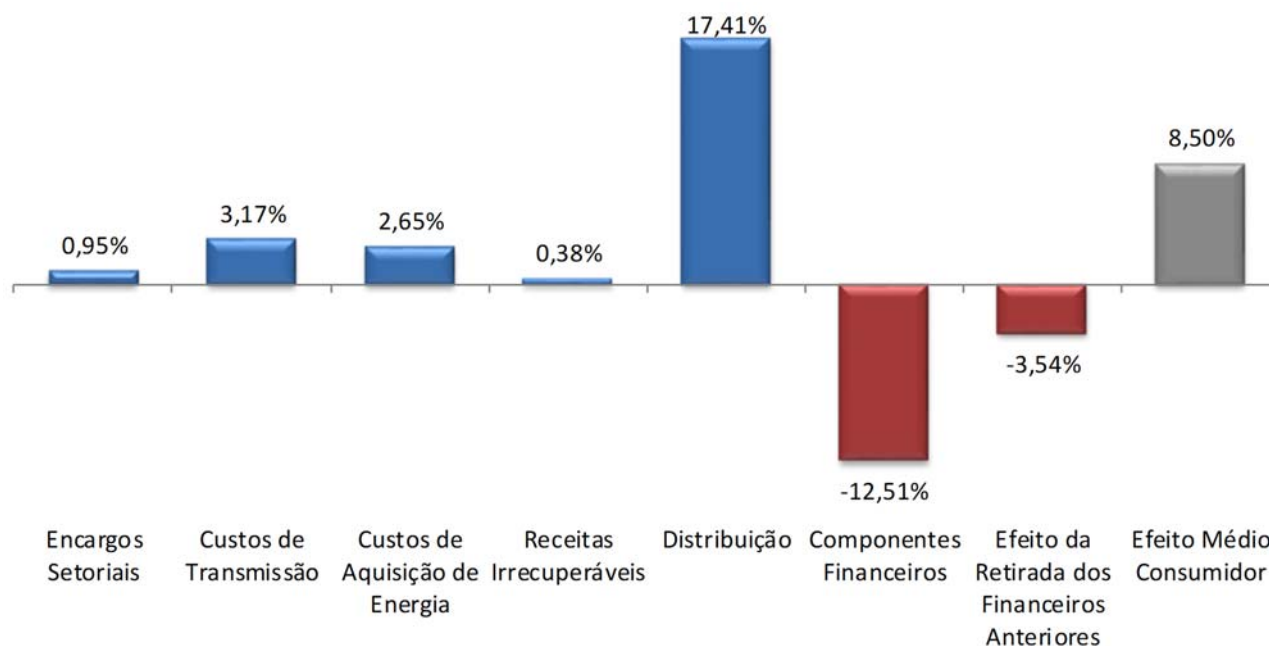
**Tabela 5. Efeito médio para consumidor**

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	8,90%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	8,32%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>8,50%</b>

**Fonte:** Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

45. O efeito médio de 8,50% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 24,53%; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de -12,51%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da presente revisão, que representam um impacto de -3,52%. O Gráfico 1 apresenta o detalhamento do efeito médio por modalidade de custo.





**Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente**

46. O efeito médio a ser percebido por cada consumidor depende do grupo e modalidade tarifária a qual pertence. A diferença entre os efeitos médios percebidos pelos grupos A (Alta Tensão) e B (Baixa Tensão) tem relação com os itens de custos que estão sofrendo variações e com a alteração da estrutura tarifária. No caso específico, tal diferença deve-se, principalmente, a nova estrutura vertical das tarifas, onde os custos (R\$/KW) das redes na média tensão (A4) aumentaram e pontencializado pelo maior carregamento das mesmas.

### Reposicionamento Tarifário

47. O reposicionamento tarifário consiste na redefinição das tarifas em nível compatível com a cobertura dos custos operacionais e com a remuneração dos investimentos prudentes.

48. A Tabela 6 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, a variação entre os valores atuais e os estabelecidos nesta revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado e a participação de cada item na composição da receita da concessionária.



**Tabela 6. Revisão Tarifária Extraordinária da AME**

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]</b>	<b>2.319.101.476</b>	<b>2.532.836.417</b>	<b>9,2%</b>	<b>7,15%</b>	<b>68,2%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>222.694.005</b>	<b>251.172.025</b>	<b>12,8%</b>	<b>0,95%</b>	<b>6,8%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.994.860	4.686.021	56,5%	0,06%	0,1%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	75.816.018	104.780.119	38,2%	0,97%	2,8%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	63.339.335	65.484.821	3,4%	0,07%	1,8%
PROINFA	51.209.807	43.717.388	-14,6%	-0,25%	1,2%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	29.333.986	32.503.676	10,8%	0,11%	0,9%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>183.855.012</b>	<b>278.690.397</b>	<b>51,6%</b>	<b>3,17%</b>	<b>7,5%</b>
Rede Básica	155.376.540	239.646.708	54,2%	2,82%	6,4%
Rede Básica Fronteira	25.954.517	40.785.833	57,1%	0,50%	1,1%
Conexão	2.523.954	(1.742.143)	-169%	-0,14%	0,0%
<b>Receitas Irrecuperáveis</b>	<b>30.467.082</b>	<b>41.808.793</b>	<b>37,2%</b>	<b>0,38%</b>	<b>1,1%</b>
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>1.882.085.377</b>	<b>1.961.165.201</b>	<b>4,2%</b>	<b>2,65%</b>	<b>52,8%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>664.193.746</b>	<b>1.183.003.889</b>	<b>78,1%</b>	<b>17,39%</b>	<b>31,8%</b>
Custos Operacionais	653.621.918	672.934.623	3,0%	0,65%	18,1%
Anuidades	14.375.036	68.606.051	377%	1,82%	1,9%
Remuneração	18.005.716	313.647.428	1642%	9,91%	8,4%
Depreciação	14.789.958	155.931.012	954%	4,73%	4,2%
Outras Receitas - Ultrap.Demanda - Exced.Reativos	(36.483.556)	(28.115.224)	-22,9%	0,28%	-0,8%
Ajuste Investimentos 2CRTP	(115.325)	-	-100,0%	0,00%	0,0%
<b>RT considerando a variação tarifária da RTE</b>	<b>2.983.295.222</b>	<b>3.715.840.305</b>	<b>24,6%</b>	<b>24,53%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>(373.243.337)</b>		<b>-12,51%</b>	
CVA em processamento - Energia		221.719.054		7,43%	
CVA em processamento -Transporte		861.794		0,03%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(47.373.226)		-1,59%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		922.150		0,03%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		29.815.902		1,00%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		9.219.825		0,31%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(3.087.211)		-0,10%	
Neutralidade de Parcela A - Receitas Irrecuperáveis		965.926		0,03%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		3.096.229		0,10%	
Reversão do Risco Hidrológico (RTA 2019)		(85.108.820)		-2,85%	
Previsão de Risco Hidrológico (RTE 2020)		97.661.482		3,27%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR REN 711		(1.870.571)		-0,06%	
Conta Covid - CVA Energia		(362.055.765)		-12,14%	
Conta Covid - CVA Transporte		(1.039.447)		-0,03%	
Conta Covid - CVA Encargos Setoriais		47.605.264		1,60%	
Diferimento CVA Energia		(150.000.000)		-5,03%	
Diferimento RH		(97.661.482)		-3,27%	
Diferimento Neutralidade de Parcela A- Energia		(29.815.902)		-1,00%	
Diferimento Neutralidade de Parcela A - Transporte		(9.219.825)		-0,31%	
Diferimento Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		3.087.211		0,10%	
Diferimento Neutralidade de Parcela A - Receitas Irrecuperáveis		(965.926)		-0,03%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>-3,52%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>8,50%</b>	

49. O reposicionamento econômico de 24,53% é composto pelo aumento de 7,15% na Parcela A e do aumento de 17,39% da Parcela B, esse último acarretado pela avaliação e valoração completa da base da distribuidora;





50. Na Parcela A, os custos com **encargos setoriais** impactaram a revisão em 0,95%. Dentre os encargos de maior impacto, destaca-se a revisão do orçamento da CDE – USO para 2020, aprovado pela REH 2.664, de 17 de dezembro de 2019, contribuindo para o efeito médio com 0,97%.

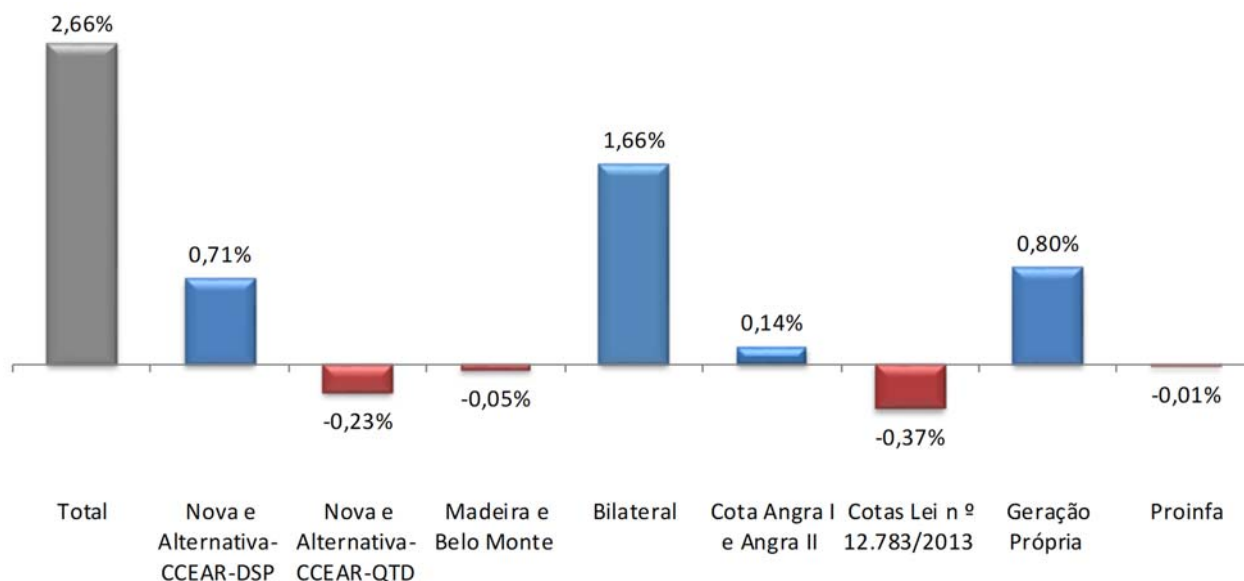
51. Os custos de **transporte** contribuíram para o efeito médio em 3,17%. Sobre esse item, destaca-se os custos com a Rede Básica e Rede Básica Fronteira, impacto conjunto de 3,32%, devido as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUSTs) e Receitas Anuais Permitidas (RAP), aprovadas por meio das Resoluções Homologatórias nº 2.725 e nº 2.726, ambas de julho de 2020. Este aumento decorre : (i) das cassações das liminares associadas às ações movidas contra a Portaria MME nº120, de 2016; (ii) do processamento de revisões da RAP de transmissoras, até então represadas devido à ausência de definição de metodologia empregada; (iii) e da entrada em operação de novas instalações de transmissão no ciclo 2019-2020, ou seja da expansão verificada.

52. Com relação às **perdas não técnicas na distribuição**, a Resolução Homologatória nº 2.184, de 29 de novembro de 2016, definiu, para o processo tarifário de 2020, o percentual de 75,96% sobre o mercado de baixa tensão da concessionária. Quanto às **perdas técnicas**, a mesma Resolução fixou o percentual em 7,77% sobre o mercado injetado. Como não houve deságio na licitação de privatização, os referenciais são preservados até a primeira revisão tarifária ordinária.

53. Os custos com **compra de energia** tiveram uma variação tarifária em 2,65%. Contribuíram significativamente para essa variação o valor previsto de ACR médio para 2021, já que aproximadamente 35% dos seus contratos são bilaterais ou geração própria no Sistema Isolado, impacto conjunto de 2,46%. O gráfico a seguir apresenta este e os demais impactos por modalidade de contrato







**Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia**

54. No que tange às **receitas irrecuperáveis**, houve variação de 37,07%, com impacto de 0,38% nas tarifas.

55. Sobre os **custos operacionais**, o inciso II da Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão estabelece que estes serão atualizados seguindo a regra de reajuste de Parcela B, qual seja:

$$\text{Custo Operacional 2020} = \text{Custo Operacional 2019} * (1 + \text{IPCA} - X)$$

56. No caso em tela, tem-se que o fator X se resume à componente de qualidade de energia, uma vez que o valor das componentes Pd e T são iguais a zero, conforme determinado pelo inciso I da Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão. Sendo assim, ao aplicar a regra, o **custo operacional** aumentou 3,0%<sup>15</sup>, o que impactou a revisão tarifária em 0,65%.

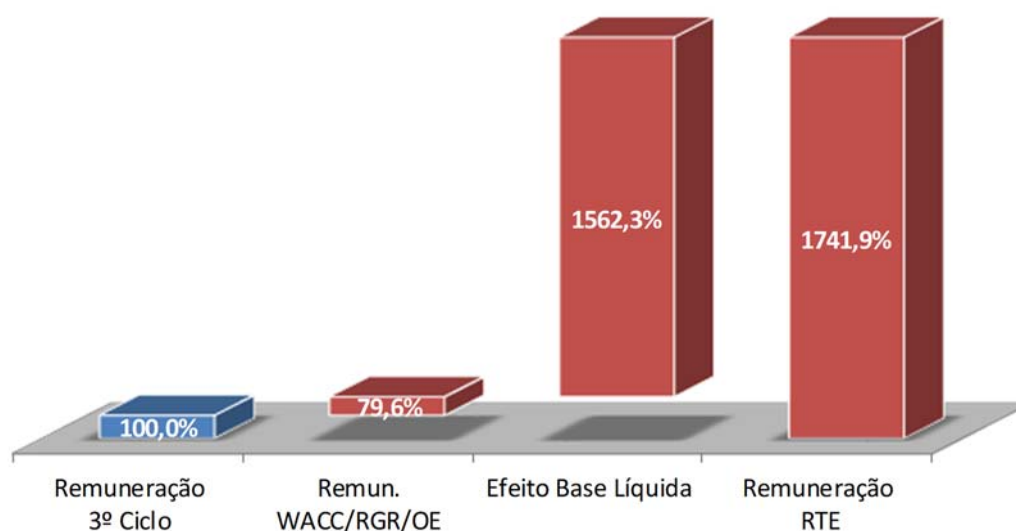
57. O custo **anual dos ativos**, impactado pela Base de Remuneração Regulatória, objeto desta Revisão Tarifária Extraordinária, é formado pela **remuneração do capital**, pela **quota de reintegração regulatória** e pelas **anuidades**. A primeira corresponde à remuneração dos

<sup>15</sup> A variação do IPCA no período foi de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, enquanto que o Componente Q calculado foi de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**



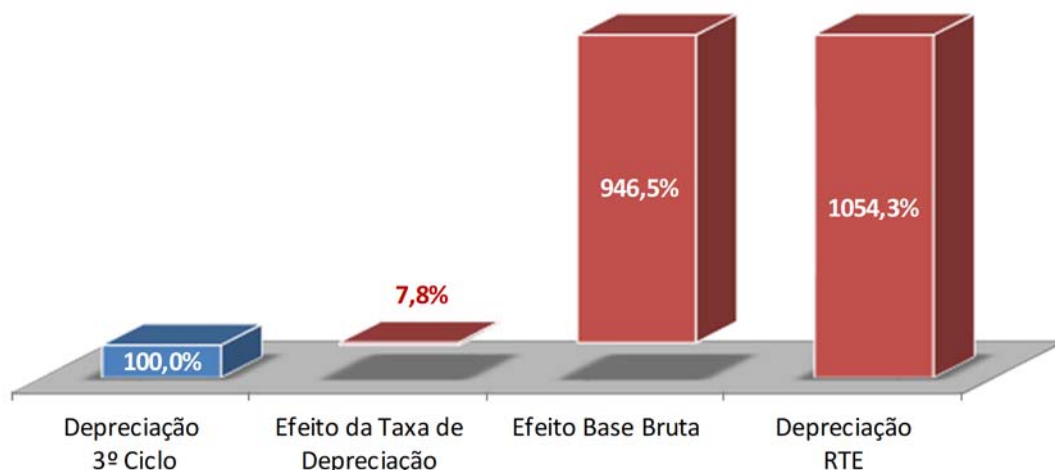
investimentos realizados pela concessionária. A segunda considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil. A última visa a recuperação de investimentos de curto prazo, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

58. Conforme indicado na Tabela 6, a respeito da **remuneração do capital**, houve variação de 1642% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 9,91%. A situação adveio principalmente do aumento da base de remuneração regulatória líquida, decorrente da reavaliação completa da base de remuneração da concessionária, em observância ao Contrato de Concessão. A base líquida correspondeu a um aumento de 1562,3% na remuneração do capital da concessionária. Já a variação dos demais itens que influenciam o cálculo (WACC e OE) responde por 79,6%, conforme ilustrado no gráfico seguinte.



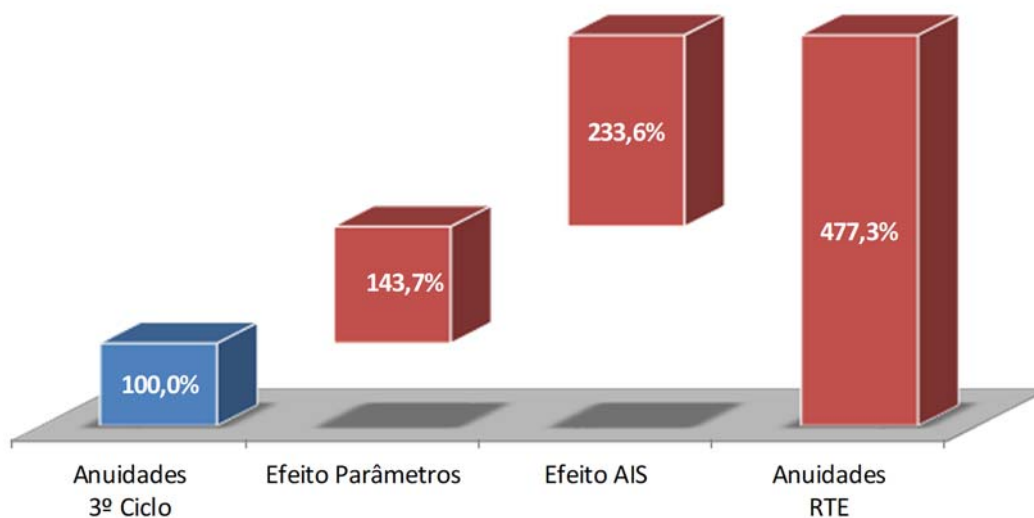
**Gráfico 3. Efeito da Remuneração do Capital**

59. Sobre a **quota de reintegração regulatória**, houve aumento de 954% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que as impactou em 4,73%. A situação proveio do aumento da base bruta, que variou 946,5% desde a última revisão, em 2013. Já a taxa média de depreciação variou 7,8% no mesmo período. O gráfico a seguir ilustra os dois efeitos.



**Gráfico 4. Efeitos da Quota de Reintegração**

60. Em relação à cobertura para **Anuidades**, houve variação de 377%, comparado aos valores hoje contidos nas tarifas, cujo impacto neste processo foi de 1,82%. Esse resultado decorre da revisão dos parâmetros regulatórios adotados para o cálculo das anuidades, contribuindo com 143,7% na variação, bem como do aumento do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), representando 233,6% da variação, conforme ilustrado no gráfico seguinte.



**Gráfico 5. Efeitos das Anuidades**



61. A Tabela 7 resume os componentes financeiros considerados na revisão tarifária da AME:

**Tabela 7. Componentes financeiros**

<b>Componentes Financeiros</b>	<b>Valor (R\$)</b>	<b>Participação</b>
CVA em processamento - Energia	221.719.054,21	7,43%
CVA em processamento -Transporte	861.794,34	0,03%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(47.373.226,09)	-1,59%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	922.149,82	0,03%
Neutralidade de Parcela A- Energia	29.815.902,43	1,00%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	9.219.824,83	0,31%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(3.087.210,80)	-0,10%
Neutralidade de Parcela A - Receitas Irrecuperáveis	965.925,94	0,03%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	3.096.229,04	0,10%
Reversão do Risco Hidrológico (RTA 2019)	(85.108.819,73)	-2,85%
Previsão de Risco Hidrológico (RTE 2020)	97.661.482,13	3,27%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR REN 711	(1.870.570,77)	-0,06%
Conta Covid - CVA Energia	(362.055.764,90)	-12,14%
Conta Covid - CVA Transporte	(1.039.447,28)	-0,03%
Conta Covid - CVA Encargos Setoriais	47.605.264,18	1,60%
Diferimento CVA Energia	(150.000.000,00)	-5,03%
Diferimento RH	(97.661.482,13)	-3,27%
Diferimento Neutralidade de Parcela A- Energia	(29.815.902,43)	-1,00%
Diferimento Neutralidade de Parcela A - Transporte	(9.219.824,83)	-0,31%
Diferimento Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	3.087.210,80	0,10%
Diferimento Neutralidade de Parcela A - Receitas Irrecuperáveis	(965.925,94)	-0,03%
<b>Total</b>	<b>(373.243.337,17)</b>	<b>-12,51%</b>

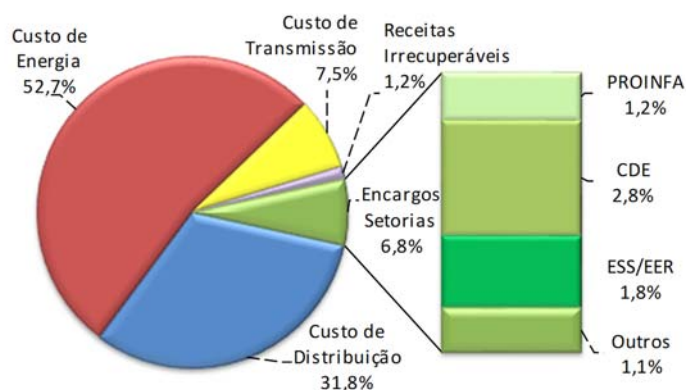
62. Na tabela acima, merecem destaque os financeiros negativos relacionados à CONTA-COVID. Adicionalmente, conforme consta da carta recebida da Ame, emitida em consonância com ao Ofício nº 182/2020-SGT/ANEEL, a concessionária aceitou que seja considerado no presente processo tarifário a reversão, em favor dos consumidores, dos valores a serem transferidos para a distribuidora no primeiro repasse de recursos da CONTA-COVID. Estes financeiros contribuíram para a atenuar o efeito para os consumidores em -10,57%.

63. Também importa destacar a solicitação da distribuidora quanto ao diferimento dos financeiros relativos à Previsão do Risco Hidrológico, Neutralidade da Parcela A e parte da CVA Energia, o qual contribuiu para uma redução de 9,54% no efeito médio.

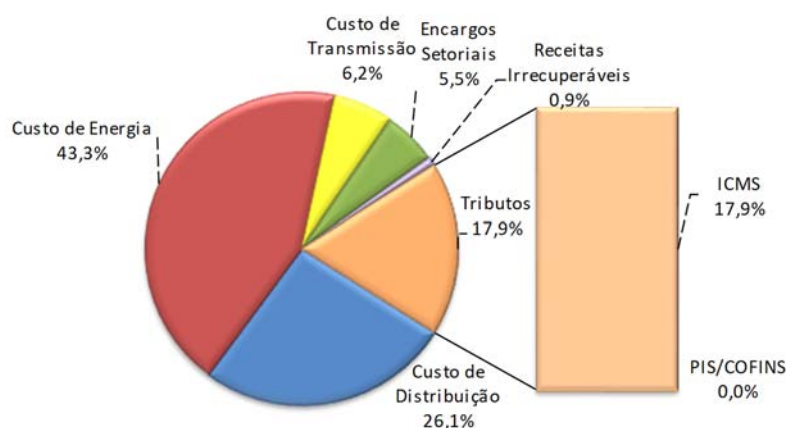


64. A área técnica destacou que alguns financeiros considerados na atual etapa de abertura de consulta pública, em especial, o de CVA em processamento, foram informados pela própria concessionária, e somente serão calculados e avaliados pela ANEEL durante a fase de consulta pública e, portanto, os valores sofrerão ajustes ao longo o processo.

65. A fim de melhor visualizar a participação de cada seguimento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos, os Gráficos 5 e 6<sup>16</sup> resumem esses esclarecimentos:



**Gráfico 6. Composição da receita sem tributos**

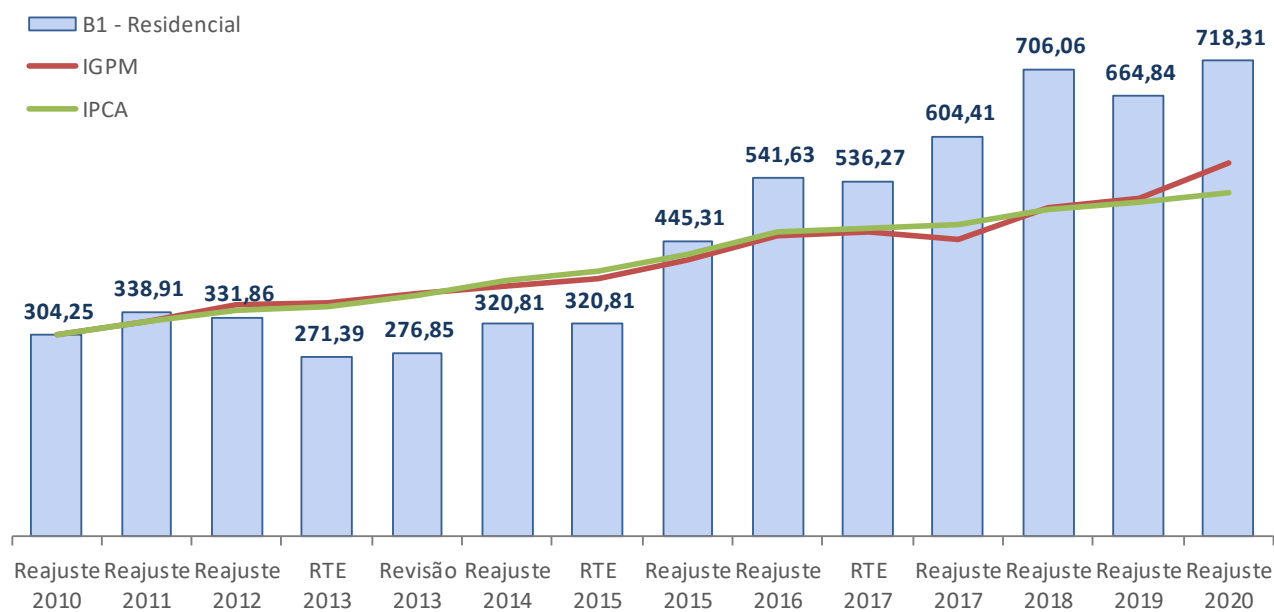


**Gráfico 7. Composição da receita com tributos**

<sup>16</sup> No primeiro Gráfico, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do segundo Gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias de ICMS e PIS/COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.



66. Por fim, o Gráfico 8 ilustra a evolução das tarifas do B1-residencial nos últimos 10 anos, considerando-se o resultado preliminar dessa revisão, em comparação com a variação do IGP-M e do IPCA no mesmo período<sup>17</sup>.



**Gráfico 8. Evolução da Tarifa B1 - Residencial**

#### II.4 Impacto tarifário e formas de atenuação

67. Era previsto, conforme modelo de que a desestatização das ex-distribuidoras do Grupo Eletrobras e licitações das concessões trariam elevados impactos tarifários quando da implementação dos processos de Revisão Tarifária Extraordinária previstos nos Contratos de Concessão.

68. Devido às referidas distribuidoras não terem passado por revisão tarifária desde 2013, aos vultosos investimentos realizados nos últimos anos para recuperar os índices de qualidade, a reavaliação de sobras não consideradas nos ciclos anteriores de revisão tarifária, e à reavaliação dos ativos, esperava-se que a Parcela B aumentasse bastante, além das flexibilizações dos níveis regulatórios de custos operacionais e de perdas de energia elétrica, reconhecidos nas

<sup>17</sup> Nesse gráfico, tem-se que a tarifa residencial B1 variou **Erro! Fonte de referência não encontrada.** enquanto que as variações indicadas do IGP-M e o IPCA, considerando-se as projeções do Banco Central do Brasil até a data de aniversário, foram respectivamente de **Erro! Fonte de referência não encontrada.** e **Erro! Fonte de referência não encontrada.**





tarifas durante o processo de designação, e que permanecerão até a primeira revisão tarifária ordinária, a ser realizada em 2023, conforme previsto no Contrato de Concessão.

69. Apesar de ser possível a utilização de recursos da antecipação da Parcela B, foi entendimento que somente seria possível para os processos de revisão processados, e como este processo ainda não estava concluído, foi entendimento majoritário da Diretoria da ANEEL não incluir essa possibilidade na Conta Covid, para mitigar o impacto tarifário, sem comprometer o serviço de distribuição. Isso porque a distribuidora substituiria a receita tarifária pelo empréstimo juntos aos bancos, preservando a capacidade de prestar o serviço.

70. Ainda que seja previsível que uma gestão eficiente traga redução dos custos operacionais e perdas não-técnicas, e que parte dessa eficiência seja compartilhada com os consumidores, há no mesmo plano a necessidade da realização de investimentos que continuará a pressionar as tarifas, e somente quando da realização da primeira revisão ordinária, em 2023, é que as flexibilizações de perdas não-técnicas e custos operacionais saem do custo da tarifa, sendo esperada uma redução de aproximadamente 10% das tarifas.

71. Nesse sentido, é importante destacar, mais uma vez, que o presente processo de revisão tarifária extraordinária é previsto no contrato de concessão, fora solicitado há um ano, conforme contrato, e adicionalmente a empresa atendeu a todos os requisitos definidos pela ANEEL para assunção do direito.

72. Ressalto, por oportuno, que o atual contexto de pandemia, e os seus efeitos para a sociedade e economia brasileira, aliada a inevitabilidade da realização da revisão tarifária extraordinária, traz um cenário desfavorável, entretanto, destaco ações relevantes que reduzirão expressivamente o impacto tarifário médio da RTE da Ame, que caso não fossem adotadas e aprovadas por esse colegiado, seriam impraticáveis 28,6%.

73. O primeiro deles decorre dos recursos advindos dos itens de Parcela A da CONTA COVID, por meio da publicação pelo Governo Federal do Decreto nº 10.350, de 2020, e a aprovação pela Diretoria da ANEEL da Resolução Normativa nº 885, de 2020 que reduziu o impacto tarifário em 10,57%. A segunda ação refere-se ao pedido de diferimento de componentes financeiros que





foram solicitados pela Ame, que evitou outros 9,54% de elevação tarifária para os consumidores do estado do Amazonas.

## II.5 Cronograma do processo

74. A tabela a seguir ilustra os principais marcos até que o resultado do processo de Revisão Tarifária Extraordinária passe a vigorar, no dia 1º de novembro de 2020. Julgo importante abrir a Consulta Pública na presente reunião pública para que haja possibilidade de se cumprir o prazo mínimo de 45 dias previsto no § 2º do Art. 9º da Lei nº 13.848, de 2019, para o período de Consulta Pública.

75. Por ser um processo bastante complexo, um prazo dilatado de consulta possibilita que toda a sociedade participe de forma efetiva da tomada de decisão. Teremos somente uma semana para a avaliação das contribuições pelas Superintendências da ANEEL e, se necessário, nossa Procuradoria. Nesse sentido, não é possível postergar mais a abertura da Consulta Pública.

**Tabela 8 – Cronograma do Processo de Revisão Tarifária**

Item	Data
Reunião Diretoria Abertura CP	25/ago/20
Abertura CP	26/ago/20
Reunião CP - Videoconferência	18/set/20
Fim do Período de Contribuições	09/out/20
Conclusão das análises das contribuições - Superintendências e Procuradoria	21/out/20
Deliberação Diretoria	27/out/20
Vigência das Tarifas	01/nov/20

## III. DIREITO

76. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas: (i) art. 3º da Lei 9.427/1996, com alterações dadas pela Lei 10.848/2004, e remissão ao art. 29 da Lei 8.987/ 1995, em especial ao inciso V; (ii) art. 21 do Anexo I do Decreto 2.335/1997; (iii) art. 6º da Lei 8.987/1995; (iv) art. 2º da Lei 9.427/1996; (v) art. 25 da Lei 9.074/1995; (vi) Resolução 395/2009; (vii) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET; (viii) Módulo 8 dos Procedimentos de



Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST; e (ix) Contrato de Concessão **Erro! Fonte de referência não encontrada..**

#### IV. DISPOSITIVO

77. Diante do exposto e do que consta do Processo nº 48500.007022/2019-12, voto pela instauração de Consulta Pública, na modalidade intercâmbio documental com reunião presencial, cujo período de contribuição se estenderá entre 26 de agosto e 09 de outubro de 2020, visando obter subsídios e informações adicionais para aprimoramento da revisão tarifária extraordinária contratual da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, prevista na Subcláusula Segunda da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão nº 001/2019, com reunião virtual, por videoconferência, prevista para o dia 18 de setembro de 2020, conforme orientações que serão disponibilizadas no link da consulta pública.

Brasília, 25 de agosto de 2020.

*(Assinado digitalmente)*  
SANDOVAL DE ARAÚJO FEITOSA NETO  
Diretor

