



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Gabinete do Ministro

Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5039 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 351/2019/GM-MME

A Sua Excelência a Senhora
Deputada **SORAYA ALENCAR DOS SANTOS**
Primeira-Secretária da Câmara dos Deputados
Câmara dos Deputados, Primeira Secretaria
70160-900 – Brasília – DF

Assunto: **Requerimento de Informação nº 200/2019.**

Brasília, 23 de abril de 2019.

PRIMEIRA-SECRETARIA	
Documento recebido nesta Secretaria sem a indicação ou aparência de tratar-se de conteúdo de caráter sigiloso, nos termos do Decreto n. 7.845, de 14/11/2012, do Poder Executivo.	
Em <u>24</u> / <u>4</u> / <u>19</u>	às <u>18</u> h <u>29</u>
<u>Er.</u> Servidor	<u>5876</u> Ponto
<u>Joaquim Santos</u> Portador	

Senhora Primeira-Secretária,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E nº 90/19, de 22 de março de 2019, da Câmara dos Deputados, relativo ao Requerimento de Informação nº 200/2019, de autoria da Deputada Aline Gurgel (PRB-AP), por meio do qual solicita informações "... ao Ministro de Minas e Energia, Sr. Bento Albuquerque e à Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL, sobre as altas tarifas praticadas no estado do Amapá e demais estado da Região Norte...".
2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência esclarecimentos contidos nos seguintes documentos:
 - a) Ofício nº 30/2019-SCR/ANEEL, de 10 de abril de 2019, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; e
 - b) Nota Informativa nº 11/2019/CGPR/DGSE/SEE de 12 de abril de 2019, da Secretaria de Energia Elétrica - SEE deste Ministério, contendo informações sobre o assunto.

Atenciosamente,

BENTO ALBUQUERQUE
Ministro de Estado de Minas e Energia



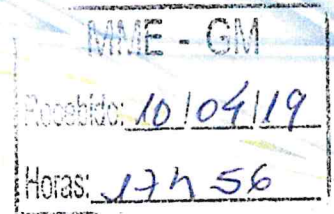
Documento assinado eletronicamente por **Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior**, Ministro de Estado de Minas e Energia, em 24/04/2019, às 17:52, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0279726** e o código CRC **119FFD45**.



OFÍCIO nº 30/2019- SCR/ANEEL



Brasília, 10 de abril de 2019.

Ao Senhor
Hugo Oliveira
Assessor Especial do Ministro para Assuntos Institucionais
Ministério de Minas e Energia
Brasília-DF

Assunto: Resposta ao Requerimento de Informação n.º 200/2019 – Processo n.º 48300.000752/2019-31.

Senhor Assessor,

1. Em atenção ao Ofício n.º 43/2019/ASPAR/GM-MME, referente ao Requerimento de Informação n.º 200/2019, de autoria da Deputada Federal Aline Gurgel (PRB/AP), que solicita informações sobre as altas tarifas praticadas no estado do Amapá e demais estado da Região Norte, apresentamos os seguintes esclarecimentos.

2. Primeiramente, a Lei nº 9.427, de 1996, que institui a ANEEL e disciplinou o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, definiu o regime econômico e financeiro das concessões de energia elétrico nos artigos 14 e 15 nos seguintes termos:

Art. 14. O regime econômico e financeiro da concessão de serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido no respectivo contrato, compreende:

I - a contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;

(...)

Art. 15. Entende-se por serviço pelo preço o regime econômico-financeiro mediante o qual as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica são fixadas:

(...)

IV - em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

3. Por sua vez, o art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 1997, atribuiu competência exclusiva à ANEEL para:

X - atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços;

(...)

4. Quanto aos critérios a serem adotados pela ANEEL no cálculo das tarifas de fornecimento de energia elétrica, o Contrato de Concessão estabelece o repasse dos custos da prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica (denominados de Parcela B), dos custos com a aquisição e o transporte da energia elétrica para atendimento do mercado consumidor, além dos encargos setoriais (denominados de Parcela A).

5. Ainda, destaca-se que a modicidade tarifária é um dos fatores essenciais para a caracterização de um serviço público adequado, devendo ser baseada nos termos estabelecidos na Lei, no Contrato de Concessão e nos regulamentos emitidos pela ANEEL. É o que estabelece o art. 6º da Lei 8.987/95:

“Art. 6º Toda concessão ou permissão pressupõe a prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato.

§ 1º Serviço adequado é o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.(...)”

6. A modicidade tarifária não se confunde ou limita ao reajuste de tarifas e preços públicos pelo índice de inflação, mas é o princípio que norteia a atuação da Agência Reguladora na definição de preços públicos no patamar suficiente para assegurar a justa remuneração da prestação de serviços, entendida esta como a Receita que permita o pagamento de todos os custos com a aquisição de insumos, realização de investimentos prudentes e o potencial de obtenção de uma taxa lucratividade estabelecida regulatoriamente.

7. Sendo assim, os reposicionamentos tarifários variam de acordo com as características específicas da concessionária como: compra de energia, contratos de transporte, encargos setoriais e custos com investimentos e operação e manutenção das redes de distribuição.

8. As tarifas homologadas pela ANEEL seguem a metodologia de cálculo do reajuste tarifário anual, que consta da Cláusula Sexta dos Contratos de Concessão de Distribuição, celebrados pela União,



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sendo adotada a mesma metodologia para todas as concessionárias do país.

9. Tanto nos reajustes tarifários anuais e nas revisões tarifárias periódicas, realizadas a cada quatro ou cinco anos – conforme estabelecido no contrato de concessão das concessionárias¹, cabe à ANEEL observar estritamente o que estabelecem as leis e normas referentes ao assunto, haja vista o disposto no art. 3º da Lei nº 9.427/1996, redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848/2004, com explícita remessa ao inciso V do art. 29 da Lei nº 8.987/1995, que estabelece a incumbência da ANEEL para homologar reajustes e proceder à revisão das tarifas na forma desta Lei, das normas pertinentes e do contrato”.

10. Também o inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas “em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato”.

11. A manutenção do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias de distribuição se dá pelo cumprimento das condições fixadas no contrato de concessão, ou seja, é justamente o processamento dos processos tarifários que assegura o seu equilíbrio econômico-financeiro, conforme previsto pelo artigo 10 da Lei nº 8.987/95.

12. As tarifas calculadas pela ANEEL, sem considerar os tributos legais, entram em vigor por meio da publicação de Resoluções Homologatórias para cada distribuidora de energia elétrica. Ainda, os processos tarifários não afetam os direitos e deveres dos consumidores, mas apenas ajusta o valor da tarifa da prestação do serviço.

13. No caso da CEA, a metodologia de reposicionamento tarifário está definida no Artº 9 da Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, alterada pela Portaria MME 3462, de 31 de agosto de 2017, e todos os cálculos atinentes ao processo tarifário foram feitos em acordo com a legislação setorial vigente, e com os procedimentos de cálculo detalhados no Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET³.

14. As tarifas da CEA foram aprovadas por meio da Resolução Homologatória nº 2.496, de 11 de dezembro de 2018, representando um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 4,60% sendo de 2,22% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 5,35% em média

¹ A Revisão Tarifária da CEA, que não tem contrato de concessão assinado, ocorreu em 2017, conforme estabeleceu a Portaria nº 442/2016.

² Esta Portaria propôs a inclusão da flexibilização dos custos operacionais para permitir o equilíbrio econômico e financeiro da Concessão, conforme descrito § 23 do Artº9, que foi considerado no processo de revisão tarifária de 2017 da CEA.

³ As metodologias aplicadas nos Procedimentos de Regulação Tarifária foram objeto de Audiências Públicas e não se resumem a aplicar índices de inflação sobre as tarifas do ano anterior. Apesar de extenso e especializado, trata-se de procedimentos aplicados sob permanente escrutínio da sociedade através dos Tribunais de Controle, das Procuradorias dos Consumidores, dos Conselhos de Consumidores, das Associações de Consumidores, das Audiências Públicas e das Reuniões Públicas de Diretoria para todos os processos deliberados por esta Agência. A página eletrônica da ANEEL disponibiliza consultas ao PRORET (<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>)



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT), porém, há uma liminar judicial, que será tratada adiante, impedindo a aplicação das tarifas homologadas pela referida Resolução.

15. Resumidamente, conforme detalha a Nota Técnica nº 253/2018-SGT/ANEEL, os principais custos que impactaram as tarifas da CEA foram os custos de energia (3,02%), os componentes financeiros (1,79%) e os custos de distribuição (1,51%), conforme indicado a seguir:

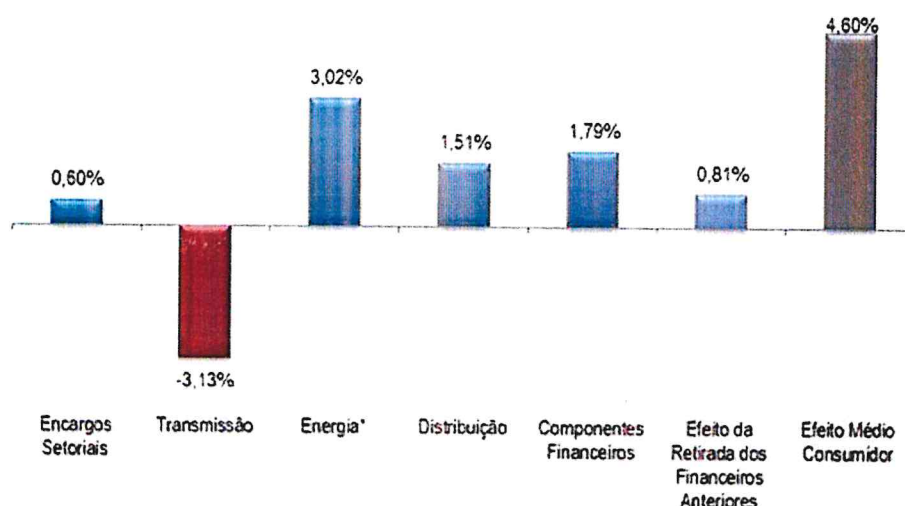


Gráfico 1 – Itens que conduziram ao efeito médio da CEA

16. Observa-se também que o efeito médio da CEA no reajuste tarifário de 2018, de 5,35% foi um dos menores verificados no ano, em que a média das concessionárias país foi acima de 14%. As distribuidoras da região Norte também tiveram reajustes bastante superiores ao da CEA, tais como a CERON (25,34%), a Amazonas Energia (14,89%) e Boa Vista Energia (38,50%), a Eletroacre (21,29%) e a CELPA (11,75%).

17. A principal causa dos aumentos verificados em 2018 decorrem dos custos de aquisição da energia elétrica, que, num cenário nacional de escassez hidrológica, se elevaram significativamente, muitas vezes ficando abaixo da cobertura concedida nos processos anteriores, o que gera também o cálculo de um componentes financeiros, sendo um dos principais deles a CVA - Compensação de Variação de Valores de itens da Parcela A4, nos quais se encontram os valores da energia, transmissão e encargos setoriais, que será detalhada mais adiante.

18. A evolução da tarifa B1 – Residencial da CEA no período de 2009-2018 foi de 187%, portanto, acima das variações do IGP-M (77%) e do IPCA (70%) no mesmo período, conforme demonstrado no gráfico abaixo.

⁴ A Parcela A é composta pelos componentes de custo da energia, transmissão e encargos setoriais, cujos a distribuidora apenas repassa tais custos. A Parcela destinada a concessionária de distribuição se denomina Parcela B.



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

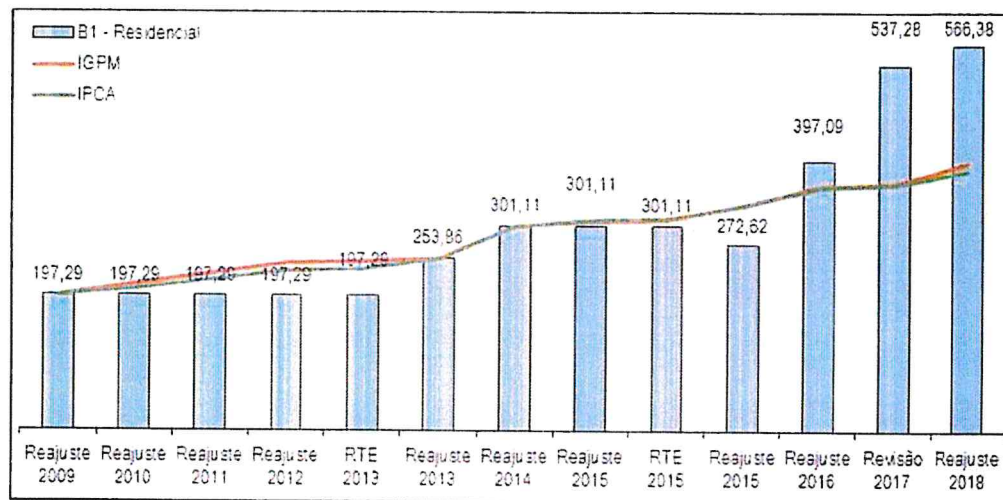


Gráfico 2 - Evolução da tarifa B1-Residencial da CEA

19. A evolução da tarifa acima dos índices de inflação da distribuidora decorre de uma situação atípica da distribuidora, que teve a tarifa estagnada entre novembro de 2004 a novembro de 2013 devido à inadimplência setorial, que impossibilitou a aplicação de reajustes tarifários no período citado.
20. Mesmo após os reposicionamentos de 2013 a 2015, a tarifa residencial da CEA era a menor do Brasil, fato esse que se modifica a partir dos efeitos do reajuste tarifário de 2016, homologado pela REH nº 2.187/2016, de 46,46% e da revisão tarifária periódica de 2017, homologado pela REH 2.351/2017, de 37,36%.
21. Uma das principais explicações para o aumento da tarifa no Reajuste Tarifário Anual de 2016, conforme a Nota Técnica nº 384/2016-SGT/ANEEL, decorreu do aumento dos custos com compra de energia, que contemplaram novos referenciais regulatórios de perdas não técnicas por determinação da Lei nº 13.299/2016. Houve também a retirada de componentes financeiros do processo de 2015, com destaque para a Subvenção CDE - art 13, inciso VIII, Lei nº 10.438/2002, que impactaram positivamente o reajuste tarifário, não obstante os componentes financeiros de 2016 terem contribuído para reduzir a tarifa em 16,57%.
22. Já os principais componentes de aumento da Revisão Tarifária Periódica de 2017, explicitados pela Nota Técnica nº 356/2017-SGT/ANEEL, foram a flexibilização dos parâmetros de custos operacionais, conforme determinou as Portarias 346 e 360/2017 do MME, e a retirada do componente

⁵ O art. 4º da Lei n. 13.299/2016 estabeleceu que os novos referenciais de perdas a serem utilizados nos processos tarifários de 2016 das concessionárias em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN em dezembro de 2009, como é o caso da CEA, devem ser iguais às perdas técnicas e não técnicas efetivas realizadas em 2015. Dessa forma, a Audiência Pública nº 63/2016 recebeu os subsídios para a regulação dos dispositivos da Lei n. 13.299/2016 que preveem flexibilização dos referenciais regulatórios de perdas, entre outros assuntos. Os novos referenciais de perdas técnicas e não técnicas que estão sendo considerados neste processo tarifário correspondem às perdas reais de 2015 declaradas no SAMP pelas empresas e validadas pela ANEEL, após as devidas retificações, conforme solicitado nas Notas Técnicas da AP nº 63/2016.



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

financeiro de 2016, com destaque para a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA concernente aos custos efetivos de aquisição de energia em relação aos custos que foram dados para a cobertura tarifária.

23. O Gráfico 3 demonstra o efeito médio ao consumidor nos últimos 4 processos tarifários (2015-2018) apurado, assim como o efeito acumulado no último quadrante, somente para as empresas da região Norte.

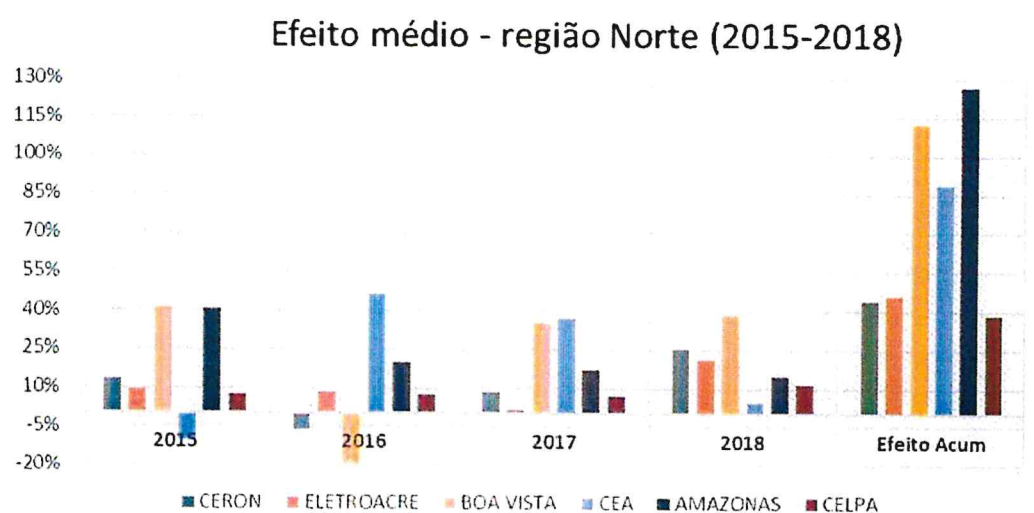


Gráfico 3 - Efeito Médio ao Consumidor – região Norte 2015-2018

24. Os Gráficos 4 e 5 apresentam a participação vigente de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora (sem e com tributos), explicitando a proporção da fatura de energia elétrica que se destina ao ressarcimento dos custos de compra de energia, de transmissão e distribuição, além do pagamento dos encargos setoriais.

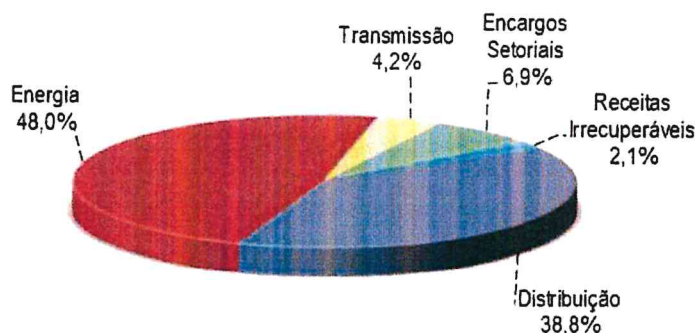


Gráfico 4 – Composição das Tarifas Sem Tributos



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

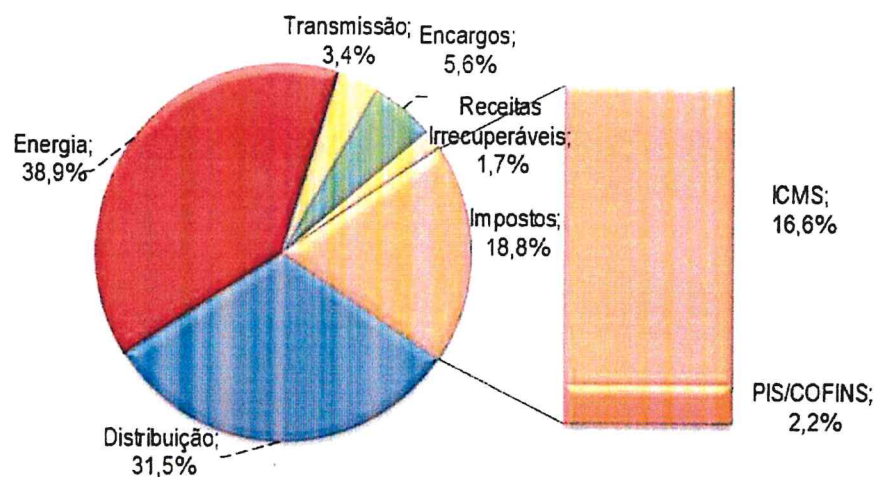


Gráfico 5 – Composição das Tarifas Com Tributos

25. Em relação às perdas técnicas, é preciso esclarecer que os processos de revisão tarifária periódica (RTP) ocorrem a cada quatro ou cinco anos dependendo de cada concessionária e do que determina o seu contrato de concessão. No momento da revisão tarifária é que se discutem, dentre outros aspectos, os limites admissíveis de perdas técnicas e não técnicas que serão aplicados no interstício até a próxima revisão, que podem ser fixos ao longo de todo período ou com trajetórias decrescentes de redução, dependendo da situação em que se encontra cada concessionária.

26. Os Ciclos de Revisão Tarifária Periódica (CRTPs) compreendem os períodos no qual são rediscutidos os principais conceitos e procedimentos que irão nortear os processos de revisão tarifária, inclusive o tratamento dado as perdas de energia. Atualmente está em curso na agência o Quinto Ciclo de Revisões Tarifárias – 4CRTP.

27. As perdas elétricas sempre fizeram parte do cálculo tarifário. Nos primeiros anos após a mudança do regime de regulação pelo custo do serviço para regulação pelo preço, dado que as concessionárias nunca haviam passado por revisão tarifária, as perdas elétricas consideradas correspondiam, via de regra, às perdas reais praticadas pelas empresas. Apesar da parcela de perdas nem sempre ser explícita, estavam embutidas nos custos de compra de energia.

28. A partir do ano 2003, com o início do Primeiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas – 1CRTP, a ANEEL passou a aplicar a cláusula contratual específica que permite avaliar os níveis de perdas praticados pelas empresas e atuar no sentido de apurá-los e limitar o seu repasse. Assim, no 1CRTP, o referencial de perdas foi baseado na média histórica da própria concessionária, considerando as especificidades de cada área de concessão.

29. A ANEEL vem aprofundando o estudo do tema e definindo metodologias específicas com o objetivo de melhor mensurar os níveis de perdas técnicas e não técnicas das distribuidoras e estabelecer



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

qual o nível aceitável para cada uma que leve em consideração, ao mesmo tempo, uma gestão eficiente e as especificidades de cada concessão.

30. O primeiro avanço foi obtido no desenvolvimento de uma metodologia que permitiu à ANEEL obter os valores de perdas na distribuição verificados nas concessionárias, segmentados em perdas técnicas e não técnicas. A elaboração dessa metodologia se iniciou em 2003 e, após aplicação extraordinária em algumas concessionárias, passou a ser aplicada a todas as empresas no Segundo Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 2CRTP.

31. Uma das motivações para que a ANEEL procedesse ao cálculo das perdas na distribuição foi a redução da assimetria de informação, uma vez que, anteriormente, a segregação das perdas entre técnicas e não técnicas era informada pelas próprias concessionárias. Outro avanço com a aplicação de uma metodologia única para todas as concessionárias foi a uniformização do cálculo, possibilitando assim uma melhor comparação das empresas para o estabelecimento de metas regulatórias de perdas.

32. Ainda no 2CRTP, foram incorporados importantes avanços na metodologia de avaliação das perdas não técnicas como o estabelecimento de um modelo de benchmarking para definição do referencial regulatório. A meta de cada concessionária foi definida observando, além do nível real das perdas não técnicas da própria empresa (histórico de perdas recente), os níveis praticados por outras concessionárias mais eficientes e diretamente comparáveis.

33. A comparação entre as empresas foi viabilizada a partir da criação de um “índice de complexidade” das áreas de concessão, por porte das concessionárias, que reúne as variáveis socioeconômicas que melhor estariam relacionadas com o fenômeno. A partir da caracterização de cada área de concessão sob o ponto de vista da complexidade socioeconômica no combate às perdas, e da apuração das perdas reais praticadas por cada empresa, foi possível identificar aquelas concessionárias que apresentavam os resultados mais eficientes.

34. Para o 3CRTP, 4CRTP e o ciclo atual, o processo de cálculo das perdas na distribuição e a consequente obtenção dos percentuais das perdas técnicas e não técnicas foi mantido em sua essência.

35. Assim, a metodologia vigente aprovada⁶ pela ANEEL busca definir a parcela regulatória de perdas não técnicas de energia que será repassada à tarifa, ou seja, suportada pelos consumidores regulares, visando critérios de eficiência obtidos pela comparação dos níveis praticados pelas empresas. As regras de cálculo das perdas não técnicas estão definidas no Submódulo 2.6 do PRORET.

⁶ A Nota Técnica nº 106/2015-SGT/SRM/ANEEL, de 22/04/2015, tratou da metodologia vigente das perdas não técnicas, objeto da Audiência Pública nº 23/2014. Segundo o índice de complexidade socioeconômica atual das distribuidoras de grande porte, a Light é a segunda distribuidora mais complexa do país para se combater as perdas não técnicas e a Enel RJ, que vem encontrando dificuldades de lidar com áreas controladas por traficantes (áreas de risco) é a 15ª, de 34.



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

36. Ressalta-se também que os valores das perdas não técnicas dependem das perdas técnicas⁷ de cada distribuidora, que são calculadas na revisão tarifária periódica conforme as regras definidas no Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

37. As perdas são apuradas com base nas informações disponibilizadas mensalmente pelas concessionárias para o Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

38. A ANEEL apura as perdas não técnicas pela diferença dos montantes, em MWh, das perdas totais com os montantes de perdas técnicas regulatórias, calculadas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) sobre a energia injetada⁸.

39. É importante mencionar também que os percentuais de perdas não técnicas regulatórias são estabelecidos nos processos de revisão tarifária pela divisão dos montantes de perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado ao invés da energia injetada.

40. Desse modo, o que se observa na tarifa de energia elétrica, portanto, é o repasse dos valores regulatórios das perdas técnicas e não técnicas, que são calculados conforme metodologias definidas pela ANEEL. A metodologia das perdas não técnicas se baseia na regulação por incentivos, em que cabe ao regulador adotar critérios que impeçam o repasse às tarifas da parcela das perdas que são causadas pela ineficiência de gestão da concessionária.

41. Depois de estabelecidos os percentuais regulatórios, que vigorarão ao longo do ciclo, mesmo que as condições enfrentadas pela concessionária sofram alterações, os percentuais não são revistos, até que novos percentuais de perdas regulatórias sejam estabelecidos no ciclo seguinte. O acompanhamento das perdas é feito apenas mediante monitoramento da evolução das perdas reais frente às perdas regulatórias.

42. Da mesma forma, não há intervenção por parte da ANEEL a respeito das ações que devem ser desenvolvidas pela concessionária para o combate às perdas, tendo em vista que é a distribuidora que detém as informações necessárias para identificar quais estratégias alcançarão os melhores resultados, desde que embasadas pela regulamentação setorial vigente.

43. O mecanismo adotado pela ANEEL que incentiva a busca de maior eficiência está na fixação no nível de perdas durante um período predeterminado, de modo que a concessionária tenha o incentivo

⁷ De forma resumida, o sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores. Aplicam-se então modelos específicos para cada um desses segmentos, utilizando-se informações simplificadas das redes e equipamentos existentes, como por exemplo, comprimento e bitola dos condutores, potência dos transformadores e energia fornecida às unidades consumidoras. Com base nessas informações, estima-se o percentual de perdas técnicas relativas à energia injetada na rede.

⁸ Energia injetada: somatório de toda energia injetada na rede de distribuição da concessionária via pontos de fronteira (menos a energia exportada para a rede básica) ou geração local (própria ou de terceiros).



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

de reduzir as perdas para auferir ganhos adicionais de receita ou reduzir os prejuízos decorrentes do não repasse integral das perdas.

44. Salienta-se que a metodologia das perdas não técnicas não estabelece sanções para as concessionárias no caso de não atingimento dos percentuais regulatórios de perdas não técnicas (seja com ou sem trajetória redução), uma vez que percentuais acima dos patamares regulatórios não são repassados para a tarifa de energia elétrica, o que implica que toda essa perda de receita seja arcada pelo acionista da empresa.

45. Nota-se também que os valores regulatórios de perdas não técnicas não são necessariamente menores do que os valores praticados pelas empresas. Além disso, a empresa pode responder à incentivos de combate às perdas durante o ciclo tarifário, inclusive com mais vigor do que os valores regulatórios estabelecidos.

46. Conforme já mencionado, a Lei nº 13.299, de 21 de junho de 2016, que, entre outras medidas, abordou sobre o reconhecimento das perdas técnicas e não técnicas para as concessionárias de distribuição que prestam serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN na data de 9 de dezembro de 2009.

47. Na sequência, a Audiência Pública nº 63/2016 recebeu os subsídios para a regulação dos dispositivos da Lei n. 13.299/2016 que preveem flexibilização dos referenciais regulatórios de perdas, entre outros assuntos, para as distribuidoras Amazonas Energia, CEA, Boa Vista e CERR.

48. As informações sobre as perdas não técnicas e técnicas de todas as distribuidoras no período de 2008 a 2017, por ano civil, assim como os montantes considerados nos processos tarifários vigentes, estão disponíveis na página eletrônica da ANEEL (Tarifa/Cálculo Tarifário e Metodologia/Perdas de Energia⁹).

49. No que tange à determinação da Justiça Federal do Amapá, a decisão proferida pela 2ª Vara Federal da Seção Judiciária do Estado do Amapá, em 19/12/2018, nos autos da Ação Popular, distribuída sob o nº 1003333-57.2018.4.01.3100, estabeleceu que:

"DEFIRO EM PARTE O PEDIDO DE TUTELA PROVISÓRIA, formulado pela parte autora para determinar a ANEEL e a CEA que se abstenham de repassar aos consumidores do Estado-membro do Amapá o reajuste anual no preço da energia elétrica autorizado pela RESOLUÇÃO HOMOLOGATORIA Nº 2.495 de 11 de dezembro de 2018, no percentual de 5,35% para os consumidores residenciais e comerciais e de 2,22% para os industriais, devendo as mesmas fixarem, no prazo de 60 dias, o cálculo de novo percentual em que

⁹ O link para acesso direto na referida página eletrônica é: http://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INTtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fmetodologia-distribuicao%3Fp_id%3D101_INSTANCE_e2INTtBH4EC4e%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D3%26p_p_col_count%3D4



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

desconsidera as chamadas “perdas não técnicas” experimentadas pela CEA em decorrência de ligações clandestinas em áreas de preservação permanente irregularmente ocupadas, bem como da inadimplência dos setores da administração pública. Por outro lado, determino ao Estado-membro do Amapá que provisione à CEA a diferença resultante da redução do reajuste anual autorizado pela ANEEL (concernente às despesas não técnicas decorrentes de inadimplência dos órgãos públicos e do consumo irregular de energia elétrica para áreas de ressacas em Macapá e Santana) através da dedução do total desses percentuais nos repasses relativos aos duodécimos mensais à Assembleia Legislativa do Estado-membro do Amapá, sabidamente bem acima do necessário para o funcionamento daquela Casa Legislativa e utilizado, com indisfarçável frequência para desvios de finalidade pouquíssimos republicanos, conforme já assinalado acima.

Após o prazo acima assinalado, deverão os representantes legais da CEA e da ANEEL comprovarem em juízo, no prazo de 10 dias, o cumprimento das providências determinadas nesta decisão, sob pena de multa pessoal aos responsáveis, no valor de R\$ 50.000.00 (cinquenta mil reais) por dia de descumprimento, a ser revestida em favor de fundos de que tratam o art 13 da lei 7.347/1985.

Intimem-se as partes demandas (ANEEL, CEA, Estado-membro do Amapá e Assembleia Legislativa do Estado-membro do Amapá) para o imediato cumprimento da presente decisão, devendo a CEA, no prazo de 15 dias trazer a este Juízo todas as recomendações e TAC's eventualmente existentes e subscritas pelos Ministérios Públicos Estadual e Federal que impeçam a suspensão do fornecimento de energia elétrica pela CEA nas áreas de preservação permanente irregularmente ocupadas (área de ressacas), a fim de que este Juízo possa deliberar sobre eventual comunicação e pedido de processo disciplinar ao CNMP, pois é inconcebível e chega a ser um contrassenso que o fiscalizador da lei concorra para ilegalidades. ”

50. Diante da decisão judicial mencionada, a ANEEL emitiu o Despacho S/N, de 20/12//2018, suspendendo a aplicação do reajuste tarifário homologado. Dessa maneira, devem ser aplicadas aos consumidores da Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA, desde 12/12/2018, as tarifas fixadas pela Resolução Homologatória nº 2.351, de 28/11/2017 (vide o Diário Oficial da União - DOU de 30/11/2017, Seção 1, p. 163, v. 154, n. 229, retificado no DOU de 14/12/2017 e 28/2/2018), enquanto vigorar a decisão judicial.

51. Sobre o pedido do cálculo de novo percentual que desconsidera as chamadas ‘perdas não técnica’ experimentadas pela CEA em decorrência de ligações clandestinas em áreas de preservação permanente irregularmente ocupadas, bem como da inadimplência dos setores da administração pública”, informamos que a ANEEL considerou no reajuste tarifário da CEA os percentuais de perdas não técnicas definidos pela Resolução Homologatória 2.184/2016 até o ano de 2025, em estrita observância ao artigo 4-A da Lei nº 13.299, de 21/06/2016.

52. Ressalta-se que a determinação legal - Lei nº 13.299/2016 – motivou a publicação da Resolução nº 2.184/2016, que definiu os percentuais de perdas não técnicas para a CEA até o ano de 2025, impossibilitando que a ANEEL aplicasse sua metodologia específica de perdas não técnicas, baseada



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

na comparação das empresas, para estabelecer os percentuais regulatórios eficientes para repasse tarifário. Diante disso, os percentuais das perdas não técnicas regulatórias se alteraram de 34,0% sobre o mercado de baixa tensão em 2015 para 64,98% em 2016, sendo estabelecidos em 58,79% no reajuste de 2018 (ante perdas não técnicas observadas pela CEA, em 2017, da ordem de 71%).

53. Adicionalmente, esclarecemos que as informações para o cálculo solicitado judicialmente somente poderiam ser levantadas pela própria CEA, porém, com limitações decorrentes da própria forma da apuração dos montantes de perdas não técnicas, que corresponde ao valor resultante da diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas regulatórias, e de que há outras formas de perdas não técnicas que não sejam às ligações clandestinas (tais como; irregularidades no medidor, unidades sem medição, consumo por estimativa, entre outras), de modo que esses dados seriam sempre estimados, sujeitos à erros e variações, e nunca exatos.

54. Em atenção ao exposto, face a impossibilidade de a ANEEL efetuar os cálculos determinados na referida decisão judicial, nosso encaminhamento é de manter a suspensão do reajuste tarifário, salvo eventual reversão da decisão liminar, cabendo a concessionária, caso identifique forma de cumprimento ao ato e possua as informações necessárias, apresentar sua proposta para ajuste nos parâmetros de perdas e inadimplência a que se refere o ilustre magistrado, e então exerça seu direito de recuperação frente ao orçamento do Estado do Amapá.

55. Relativamente à Tarifa Social de Energia Elétrica, regulamentada pela Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010 e pelo Decreto nº 7.583, de 13 de outubro de 2011, esclarecemos que é caracterizada por descontos incidentes sobre a tarifa aplicável à classe residencial das distribuidoras de energia elétrica, sendo calculada de modo cumulativo de acordo com a tabela a seguir:

Tarifa Social

Parcela de Consumo Mensal (PCM)	Desconto
PCM ≤ 30 kWh	65%
30 kWh < PCM ≤ 100 kWh	40%
100 kWh < PCM ≤ 220 kWh	10%
220 kWh < PCM	0%

56. As famílias indígenas e quilombolas inscritas no Cadastro Único que atendam aos requisitos tem desconto de 100% até o limite de consumo de 50 kWh/mês (quilowatts-hora por mês). Para ter direito ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), deve ser satisfeito um dos seguintes requisitos:

I – família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal – Cadastro Único, com renda familiar mensal per capita menor ou igual a meio salário mínimo nacional; ou



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

II – quem receba o Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social – BPC, nos termos dos arts. 20 e 21 da Lei nº 8.742, de 7 de dezembro de 1993; ou

III – família inscrita no Cadastro Único com renda mensal de até 3 (três) salários mínimos, que tenha portador de doença ou deficiência cujo tratamento, procedimento médico ou terapêutico requeira o uso continuado de aparelhos, equipamentos ou instrumentos que, para o seu funcionamento, demandem consumo de energia elétrica.

57. Para solicitar o benefício, um dos integrantes da família deve solicitar à sua distribuidora de energia elétrica a classificação da unidade consumidora na subclasse residencial baixa renda, informando:

I– informar nome, CPF e Carteira de Identidade ou, na inexistência desta, outro documento de identificação oficial com foto, ou ainda, o RANI, no caso de indígenas;

II– informar o código da unidade consumidora a ser beneficiada;

III– informar o Número de Identificação Social – NIS ou, no caso de recebimento do Benefício de Prestação Continuada – BPC, o Número do Benefício – NB; e

IV– apresentar o relatório e atestado subscrito por profissional médico, somente nos casos de famílias com uso continuado de aparelhos.

58. A distribuidora efetuará consulta ao Cadastro Único ou ao Cadastro do Benefício da Prestação Continuada para verificar as informações prestadas, sendo que a última atualização cadastral deve ter ocorrido até dois anos. Para informações sobre como se cadastrar no Cadastro Único entre em contato com a prefeitura local, ou acesse a página do Ministério da Cidadania – Secretaria Especial do Desenvolvimento Social.

59. A ANEEL acompanha e fiscaliza os procedimentos de concessão da tarifa social nas concessionárias de distribuição, e, caso constatare alguma irregularidade, pode aplicar sanções e penalidades para as concessionárias que não cumprirem a legislação e normas setoriais.

60. No que concerne ao Sistema de Bandeiras Tarifárias, cumpre informar que sua finalidade é sinalizar aos consumidores os custos atuais da geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional - SIN10, em prol da modicidade tarifária e do equilíbrio entre a oferta e a demanda do insumo, que é essencial para o desenvolvimento nacional, estando respaldada na legislação setorial, a qual discorreremos a seguir, juntamente com os detalhes da forma como se dá o repasse dos custos de aquisição de energia pelas distribuidoras aos consumidores.

¹⁰ Sistema hidrotérmico de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil, com múltiplos proprietários e um operador independente. O Sistema Interligado Nacional é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

61. Nos processos de reajuste anual ou revisão periódica, a tarifa de energia que é calculada pela ANEEL provê às distribuidoras uma receita tal que lhes assegura uma adequada cobertura para fazer frente aos custos de aquisição de energia estimado para os próximos doze meses. Adicionalmente, as variações de custo que ocorrem entre os reajustes e revisões tarifárias, para mais ou para menos, são compensadas no processo tarifário subsequente por meio do cálculo da CVA – Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A.

62. Dessa forma, a energia comprada para revenda é um dos itens de custos não gerenciáveis pelas distribuidoras de maior representatividade nas tarifas, sendo-lhe assegurado, por meio do contrato de concessão, o repasse desse custo aos consumidores finais. De fato, a distribuidora possui pouca ou nenhuma gestão sobre os custos de aquisição de energia para atendimento da totalidade do mercado consumidor, pois deve adquirir energia exclusivamente por meio de leilões públicos promovidos pelo Poder Concedente e a ANEEL.

63. A CVA foi criada pela Portaria Interministerial MF/MME nº 296, de 25/10/2001, posteriormente substituída pela Portaria Interministerial MF/MME nº 025, de 24/01/2002, em função da Medida Provisória nº 2.227/2001, que estabeleceu exceção ao alcance do art. 2º da Lei nº 10.192/2001. De acordo com a MP 2.227/2001:

Art. 1º Não se aplicam as disposições dos §§ 1º e 3º do art. 2º da Lei nº 10.192, de 14 de fevereiro de 2001, a mecanismo de compensação das variações, ocorridas entre os reajustes tarifários anuais, de valores de itens da "Parcela A" previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, a ser regulado, por proposta da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, em ato conjunto dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

64. Portanto, é necessário esclarecer inicialmente que o custo incorrido pela distribuidora com a aquisição de energia para atendimento de seu mercado regulatório, lhe é assegurado o repasse desse custo aos consumidores, quer seja no processo tarifário em processamento ou no posterior. Isto porque, nos reajustes tarifários, as diferenças de custos incorridos com compra de energia nos doze últimos meses são repassadas aos consumidores por meio da CVA. Portanto, sem a aplicação das Bandeiras Tarifárias, os custos não previstos com geração de energia são refletidos nas tarifas com uma defasagem temporal de até um ano.

65. Em relação à definição da estrutura tarifária, a Lei nº 8.987, de 1995, estabelece no art. 13 do capítulo que trata da Política Tarifária, que as tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários. Já as diretrizes para a definição da estrutura tarifária das distribuidoras constam do Decreto nº 4.562, de 2002, das quais destacamos:

Art. 1º ...



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

§ 4º Poderão ser definidos valores de tarifas a que se referem os parágrafos anteriores, que considerem a possibilidade de a unidade consumidora diminuir o consumo nos períodos de maior carga ou de suspender o consumo com objetivo de aumentar a oferta, desde que essas condições estejam estabelecidas nos contratos de fornecimento, em conformidade com regulamentação a ser expedida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. (grifo nosso)

66. Pelo exposto, vê-se que a definição da metodologia de cálculo das tarifas de energia elétrica é competência legal atribuída à ANEEL, estando previsto o sistema de sinalização de preços aos consumidores com o intuito de se atingir-se o equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia.

67. As metodologias de cálculo das tarifas são definidas pela ANEEL por meio de um amplo processo de discussão com a sociedade. Primeiramente é feita uma análise de impacto regulatório para avaliar os custos e benefícios de cada alternativa metodológica e depois os resultados dessa análise são submetidos ao processo de Audiência Pública, na qual são recebidas as contribuições e subsídios dos interessados, dando-se a devida transparência às decisões da Agência e a oportunidade de participação e contestação de toda a sociedade. Assim, tem-se um processo evolutivo e participativo, que procura capturar a dinâmica atual da sociedade e não de um segmento específico, e isso é fundamental, pois afeta a dinâmica de todos os indivíduos da sociedade.

68. Desta forma, frente às competências atribuídas à ANEEL e às diretrizes legais e contratuais para a realização dos cálculos tarifários, o sistema de Bandeiras Tarifárias foi instituído pela ANEEL por meio do Submódulo 7.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, cuja primeira versão foi homologada pela Resolução Normativa nº 464, de 2011.

69. Nesse sentido, as bandeiras tarifárias sinalizam, mês a mês, o custo da energia elétrica que será cobrada dos consumidores, com a ressalva de que esse sistema não impõe um custo novo para o consumidor pagar, sendo apenas uma forma diferente de cobrar um custo que já estava incluído na conta de energia, mas que geralmente passava despercebido pelo consumidor. As bandeiras sinalizam para o consumidor o custo real da geração no momento em que ele está consumindo a energia, dando-lhe a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

70. Em relação as análises técnicas que precederam a autorização de cobrança, informamos que a implementação do Sistema de Bandeiras Tarifárias foi submetida ao processo de Audiência Pública nº 120/2010, instaurada com a finalidade de obter subsídios e informações adicionais referentes à alteração da estrutura tarifária aplicada ao setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

71. A AP 120/2010 foi realizada no período de 17 de dezembro de 2010 a 18 de março de 2011, na qual foi disponibilizada a Nota Técnica nº 360/2010-SRE-SRD/ANEEL contendo proposta de substituição da sinalização tarifária sazonal (tarifas diferenciadas conforme períodos seco e úmido) pelo Sistema de Bandeiras Tarifárias. As contribuições recebidas na referida audiência foram analisadas,



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

resultando na aprovação do Sistema de Bandeiras Tarifárias pelo Módulo 7 do PRORET, cujas análises que embasaram a decisão constam da Nota Técnica n.º 311/2011–SRE-SRD/ANEEL.

72. Posteriormente, o Decreto nº 8.401, de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, nos seguintes termos:

Art. 1º A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE criará e manterá a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

Art. 2º As bandeiras tarifárias serão homologadas pela ANEEL, a cada ano civil, considerada a previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN. (grifo nosso)

Art. 3º Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelos agentes de distribuição serão revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias.

§ 1º As bandeiras tarifárias serão aplicadas aos consumidores finais atendidos pelos agentes de distribuição mediante cobrança na tarifa de energia.

(...)

73. Com a criação da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras, os custos variáveis de geração de energia no Sistema Interligado Nacional - SIN passaram a ser arcados de forma compartilhada entre todos os consumidores de energia elétrica das concessionárias de distribuição que participam desse sistema, e não mais de forma isolada e restrita ao mercado consumidor da respectiva concessionária.

74. Com isso, as regras de bandeiras tarifárias foram aperfeiçoadas e passaram a ser definidas exclusivamente no Submódulo 6.8 do PRORET, com primeira versão aprovada pela Resolução Normativa nº 649, de 2015.

75. Portanto, as bandeiras tarifárias são apenas uma forma diferente de cobrar um custo que já estava incluído na conta de energia, mas que geralmente passava despercebido. As bandeiras tarifárias refletem custos passíveis de repasse tarifário, conforme Contrato de Concessão, e atendem as diretrizes do §4º, art. 1º, do Decreto nº 4.562, de 2002. A diferença é que antes das bandeiras tarifárias a variação mensal do custo da energia, para mais ou para menos, era repassada ao consumidor com uma defasagem temporal de até um ano, nos reajustes e revisões tarifárias contratuais, por meio do componente financeiro da CVA. As bandeiras sinalizam, mês a mês, o custo da energia elétrica que será cobrada dos consumidores.



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

76. As tarifas de energia elétrica representam a maior parte da conta de energia dos consumidores, cobrem os custos fixos da concessionária com a compra de energia para atendimento do seu mercado cativo¹¹ As bandeiras tarifárias, por sua vez, refletem os custos variáveis da compra de energia. Dependendo das condições hidrológicas e das usinas despachadas para o atendimento da carga do sistema, esses custos podem ser maiores ou menores.

77. Nos reajustes, os custos de compra de energia da distribuidora são estimados considerando um cenário favorável de geração, ou seja, um cenário em que a bandeira é verde. Se o cenário for realmente favorável, a bandeira será verde e o consumidor não precisa pagar nada a mais pela energia. Se os custos de geração forem maiores e for necessário acionar as bandeiras amarela ou vermelha, o consumidor paga a variação do custo da energia por meio das bandeiras tarifárias. Em resumo, as bandeiras refletem a variação mensal do custo da energia elétrica no SIN.

78. Com esse sistema, o consumidor tem a informação mais precisa e transparente sobre o custo da energia elétrica, em tempo real. Com isso, o consumidor ganha um papel mais ativo na definição do valor da sua conta de energia. Ao saber, por exemplo, que a bandeira está vermelha, o consumidor pode adaptar seu consumo e diminuir o valor da conta (ou, pelo menos, impedir que ela aumente). Além disso, dado um cenário de escassez de água nos reservatórios das hidrelétricas, a alteração no perfil de consumo agregado, resultante do sinal tarifário fornecido pelas bandeiras tarifárias, pode trazer benefícios para sistema elétrico como um todo, na medida em que há o incentivo à adoção de práticas de eficiência no uso da energia elétrica.

79. Pela regra anterior, que previa o repasse da variação dos custos da energia somente nos reajustes tarifários anuais, o consumidor não tinha a informação de que o custo da energia estava elevado no momento em que ele ocorria e, portanto, não tinha um sinal econômico para reagir a esse custo mais alto. Ademais, antes da vigência das bandeiras tarifárias a variação mensal do custo da energia, para mais ou para menos, era repassada ao consumidor com uma defasagem temporal de até um ano, por meio do mecanismo da CVA, incidindo ainda a remuneração pela Taxa Selic, mais um fator que reforça o entendimento que as bandeiras trabalham em favor da modicidade tarifária.

80. Não existe, portanto, um novo custo, mas um sinal de preço que sinaliza para o consumidor o custo real da geração no momento em que ele está consumindo a energia, dando a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

81. Isto posto, ainda que o sistema de bandeiras seja importante para manter a capacidade das distribuidoras em prestar um serviço de qualidade, entende-se que seu principal benefício é sinalizar aos consumidores o real custo da energia, fornecendo uma informação mais precisa e transparente, em tempo real, dando-lhe um papel mais ativo na definição do valor da sua conta de energia, em benefício da modicidade tarifária e do funcionamento do sistema elétrico como um todo.

¹¹ Fornecimento de energia elétrica realizado exclusivamente pela distribuidora local.



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

82. Adicionalmente, a Lei nº 10.848/2004 determina que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, conforme abaixo:

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo. (...)

§ 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

83. Conforme artigo 2º da citada Lei, a contratação regulada será realizada por meio de licitação e formalizada por meio de CCEAR, celebrado entre cada geradora e todas distribuidoras.

84. O Decreto nº 5.163/2004 determina à ANEEL a realização de licitação na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, conforme abaixo.

Art. 19. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observados os procedimentos e as diretrizes fixados em ato do Ministro de Estado de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia, a que se refere o art. 28, a serem licitados.

85. Um leilão de energia elétrica abrange inúmeros empreendimentos de geração localizados em todo território nacional, de modo que ao fim do leilão, uma distribuidora firma CCEAR com diversos geradores, independentemente de sua localização. Como as contratações de energia elétrica são realizadas no âmbito do SIN, não há, portanto, uma correlação entre a energia adquirida por uma distribuidora e a fornecida pelos geradores localizados em sua área de concessão.

86. Portanto, para mitigar riscos de falta de energia, as distribuidoras possuem contratos com geradores localizados em todo território nacional e não apenas com geradores localizados em sua área de concessão.

87. Desse modo, mesmo que determinado Estado da Federação seja produtor de energia, a cobrança diferenciada de bandeiras tarifárias só traria os efeitos desejados caso as distribuidoras fizessem CCEARs exclusivamente com geradores localizados em sua área de concessão, em um modelo de contratação de energia regional. Contudo, como já explicado, a contratação no ambiente regulado é



P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

realizada por meio de leilões, com usinas localizadas nas diversas regiões do país, de modo que as distribuidoras contratam uma parcela da energia produzida por cada usina.

88. Além disso, todos os recursos recebidos pelas distribuidoras relativos às bandeiras amarela e vermelha são revertidos em prol dos consumidores no processo tarifário subsequente, o que reduz o efeito da CVA e, consequentemente, o índice de reajuste das tarifas.

89. Para facilitar a visualização do papel das bandeiras tarifárias na modicidade tarifária, a CEA, por meio da REH nº 2.496/2018, teve um efeito médio ao consumidor de 4,60%, contudo, caso não existisse o sistema de bandeiras tarifárias, o impacto nas tarifas da distribuidora seria de 15,10%. Ou seja, as bandeiras tarifárias contribuíram para uma redução de 10,50% no índice de reajuste tarifário da CEA.

90. Portanto, o sistema de bandeiras tarifárias é um instrumento para a modicidade e previsibilidade tarifária.

91. Quanto aos valores cobrados a título de tarifa de energia elétrica, por KW consumido em cada um dos estados da Federação, importa esclarecer que considerando a entrada em vigor da tarifa homologada pela REH 2.496/2018, que encontra-se suspensa em decorrência de liminar judicial, a tarifa residencial dos consumidores do Amapá encontra-se próxima ao patamar médio do país (26ª de 54 concessionárias de distribuição¹²), conforme demonstra o gráfico 6, que compara as tarifas dos consumidores residenciais, em R\$ por KWh, nas concessionárias de distribuição do Brasil.

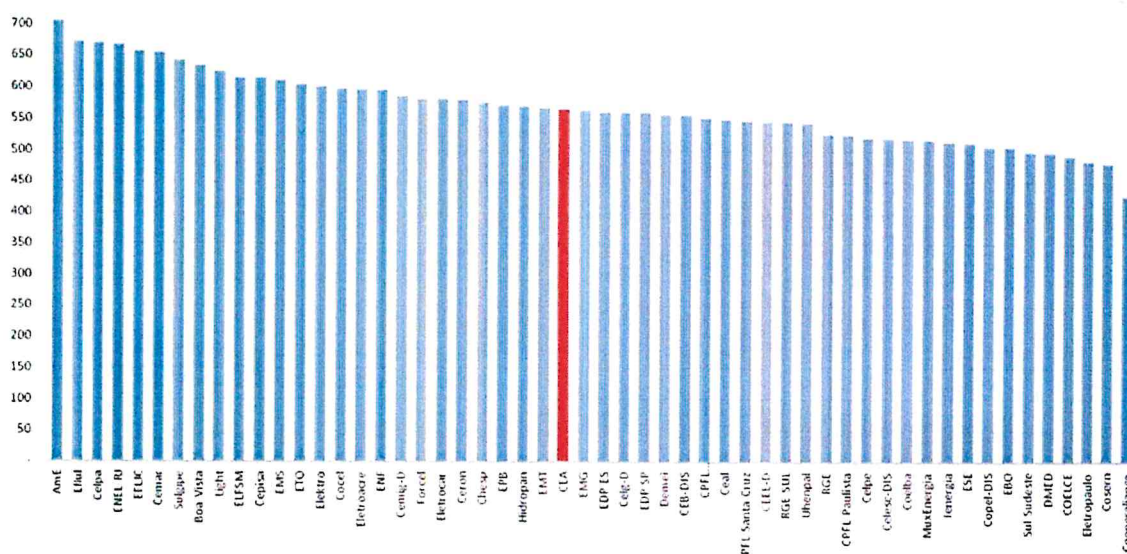


Gráfico 6 - Ranking Tarifas B1 - Residencial - 2018

92. Toda a documentação dos processos tarifários citados encontra-se disponibilizada na página eletrônica da ANEEL (www.aneel.gov.br), tais como as planilhas de cálculo, Notas Técnicas, Votos

¹² Se considerar a tarifa em vigor do processo anterior, de R\$ 537,28, a CEA encontra-se na 39ª posição do ranking de tarifas, portanto, abaixo da média brasileira.





P. 2 do OFÍCIO Nº 30/2019- SCR/ANEEL, de 10/04/2019.

e informações técnicas (ranking de tarifas, por exemplo), que sintetizam todos os parâmetros do cálculo para a homologação das tarifas pela Diretoria Colegiada, que ocorre em Reunião Pública transmitida ao vivo e disponíveis no site da Agência, demonstrando a transparência dos processos tarifários.

93. Colocamo-nos à disposição para os esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

Atenciosamente,

(Assinado digitalmente)
MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
COORDENAÇÃO-GERAL DE GESTÃO DE PROGRAMAS E REGULAMENTAÇÃO

NOTA INFORMATIVA Nº 11/2019/CGPR/DGSE/SEE

1. SUMÁRIO EXECUTIVO

1.1. O Requerimento de Informações nº 200/2019 (SEI nº 0263938), de autoria da Deputada Federal Aline Gurgel, foi endereçado ao Ministério de Minas e Energia e à Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) com questões a respeito do processo tarifário das distribuidoras do Norte, em especial nos Estados do Amapá, Rondônia e Pará.

1.2. Em grande parte, os quesitos apontados no referido RIC 200/2019 relacionam-se a competências e atribuições da Aneel, tendo sido enviado para aquela Agência o Ofício nº 43/2019/ASPAR/GM-MME (SEI nº 0269716), solicitando seu posicionamento.

1.3. Em 10 de abril de 2019, o Ministério de Minas e Energia recebeu o Ofício nº 30/2019-SCR/ANEEL (SEI nº 0276025), o qual apresenta os esclarecimentos da Agência para os questionamentos do Requerimento supracitado.

2. INFORMAÇÕES

2.1. Em complemento às informações contidas no supracitado Ofício da Aneel, apresentam-se considerações acerca dos itens 3, 4 e 5 do RIC 200/2019.

2.2. Primeiramente, será abordado o item 3 do RIC 200/2019:

"3. Em dezembro de 2018, a Justiça Federal do Amapá acatou liminar que suspendia o ajuste de 5,35% nas tarifas de energia elétrica no Amapá. Foi determinado também que o referido ajuste deveria permanecer suspenso até que a Companhia de Energética do Amapá - CEA corrigisse as deficiências de gestão operacional e apresentasse um plano de contingência para correção de deficiências. A justiça também determinou que as tarifas deveriam ser recalculadas, sem considerar as "perdas técnicas". Qual é o posicionamento deste Ministério sobre a decisão de repassar à população adimplente, as perdas que a empresa energética vem tendo com os furtos de energia?"

2.3. As perdas não técnicas (ou "furtos" de energia) são um tema controverso e que, geralmente, envolvem especificidades da área de concessão em que atua a distribuidora de energia elétrica, as quais vão além da possibilidade de gestão da empresa. O combate às perdas não técnicas implica custos, muitas vezes elevados. Por outro lado, o mero repasse da totalidade dos custos decorrentes das perdas não técnicas aos consumidores adimplentes não seria razoável, tanto assim que a Aneel vem aprimorando, desde 2003, a metodologia para tratar essa questão.

2.4. É fato que as distribuidoras têm a obrigação de gerir o mercado que atendem e, portanto, atuar no combate aos furtos e às fraudes, entretanto há questões, como já mencionado anteriormente, que estão além da possibilidade de atuação da empresa. Dessa forma, não seria razoável impor ao concessionário que arcasse com a totalidade do ônus desse processo.

2.5. Diante desse cenário, a Aneel estabeleceu critérios para o repasse das perdas não técnicas à tarifa, criando um *benchmarking*, que considera os níveis de perdas praticados por outras distribuidoras, mais eficientes e com características técnicas similares.

2.6. Esses critérios levam em consideração variáveis socioeconômicas que se correlacionam com o nível observado de perdas não técnicas, estabelecendo um rito que privilegia a eficiência.

2.7. Conforme estabelece a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, é atribuição da Aneel a definição das tarifas de energia elétrica. As perdas elétricas (técnicas ou não técnicas) implicam custos e, dessa forma, impactam o nível tarifário de uma concessão, por isso, seu tratamento está delegado à Aneel.

2.8. Com relação ao item 4 do RIC 200/2019:

"4. São inúmeras as denúncias de que a Companhia Energética do Amapá – CEA não vem aplicando os descontos referentes à Tarifa Social garantida por lei. Quais as providências foram ou serão tomadas

para garantir esse direito à população carente do Estado? Quais os tipos de controle ou auditoria, o Ministério de Minas e Energia e a ANEEL tem exercido sobre as operadoras de Energia Elétrica?"

2.9. A Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, estabelece os critérios de elegibilidade ao benefício da Tarifa Social de Energia Elétrica. O consumidor deve comprovar que atende aos requisitos definidos na mencionada Lei para fazer jus aos descontos tarifários.

2.10. Para solicitar o benefício, um dos integrantes da família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal (Cadastro Único), ou a pessoa que receba o Benefício de Prestação Continuada da Assistência Social (BPC), deve procurar a distribuidora local (neste caso, a CEA) para que, comprovados os requisitos, a unidade consumidora em que habita seja classificada na *Subclasse Residencial Baixa Renda*.

2.11. O Ministério de Minas e Energia não atua no cadastramento das famílias, tampouco tem atribuição legal para realizar ações de auditoria ou controle (Poder de Polícia). A fiscalização permanente da prestação do serviço de energia elétrica é uma atribuição da Aneel, legalmente determinada, assim como o estabelecimento de penalidades, conforme dispõe a Lei nº 9.427, de 1996:

Art. 3º Além das atribuições previstas nos incisos II, III, V, VI, VII, X, XI e XII do art. 29 e no art. 30 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, de outras incumbências expressamente previstas em lei e observado o disposto no § 1º, compete à ANEEL:

.....

XIX - regular o serviço concedido, permitido e autorizado e fiscalizar permanentemente sua prestação.

2.12. Com relação ao item 5 do RIC 200/2019:

"5. Estados produtores de energia, sofrem impactos ambientais, sacrificam riquezas naturais e ainda arriscam a segurança das comunidades ribeirinhas e próximas às instalações das hidrelétricas. O que o Ministério de Minas e Energia pretende estabelecer como política de compensação para esses estados, que mesmo sendo superavitários na produção de energia elétrica, são sobretaxados com a imposição de "Bandeira Vermelha?"

2.13. Com relação a este ponto específico, cumpre esclarecer que os Estados da Região Norte que fazem parte do Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN) se beneficiam da complementariedade do ciclo hidrológico e dos reservatórios das demais regiões brasileiras. Caso os empreendimentos hidráulicos localizados nesses Estados tivessem sido construídos para atendimento exclusivo à carga local, certamente o custo final da energia elétrica entregue aos consumidores do Norte do Brasil seria superior ao atualmente praticado.

2.14. Outra questão que merece relevo é a existência de mecanismo que compensa financeiramente Estados e Municípios que tiveram áreas alagadas em decorrência das construções de usinas hidrelétricas.

2.15. A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH) foi instituída em 28 de dezembro de 1989, por meio da Lei nº 7.990. Os percentuais de distribuição dos recursos aos Estados e Municípios foram estabelecidos pela Lei nº 8.001, de 13 de março de 1990, e alterações posteriores. Em 11 de janeiro de 1991, foi assinado o Decreto nº 1 que regulamentou as Leis nº 7.990, de 1989, e nº 8.001, de 1990, posteriormente alterado pelo Decreto nº 3.739, de 31 de janeiro de 2001, que estabelece a metodologia de cálculo para a distribuição dos recursos oriundos da CFURH e dos "royalties" de ITAIPU.

2.16. Por oportuno, informam-se os montantes recebidos pelos Estados da Região Norte do Brasil, a título de Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos, nos anos de 2017 e 2018:

Ano	Amapá	Amazonas	Pará	Rondônia
2018	5.302.640,89	1.428.601,79	79.289.928,97	57.839.060,30
2017	6.206.326,01	1.750.249,63	86.556.896,19	64.027.760,86
TOTAL	11.508.966,90	3.178.851,42	165.846.825,16	121.866.821,16

2.17. Esses valores, bem como os valores recebidos pelos Municípios desses Estados, são públicos e podem ser consultados em <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/cmpf/gerencial/>

2.18. Com respeito aos argumentos e esclarecimentos prestados pela Aneel, por meio do Ofício nº 30/2019-SCR/ANEEL (SEI nº 0276025), considera-se que apresentam notória qualidade técnica, sendo relevante encaminhá-los ao Congresso Nacional.

À consideração superior.



Documento assinado eletronicamente por **Fabiana Gazzoni Cepeda, Diretor(a) do Departamento de Gestão do Setor Elétrico**, em 12/04/2019, às 14:55, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Adrimar Venancio do Nascimento, Analista de Infraestrutura**, em 12/04/2019, às 15:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0276290** e o código CRC **C286EA6A**.