

Em 14 de dezembro de 2018.

Processos nº 48500.004886/2018-93.

Assunto: Proposta de Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2019, após análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 52/2018.

I - DO OBJETIVO

1. Esta Nota Técnica, em complementação à Nota Técnica nº 243/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL, tem por objetivo submeter à apreciação da Diretoria Colegiada da ANEEL, a análise da proposta da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2019, a ser submetida a audiência pública, que contempla a fixação das quotas anuais a serem pagas pelas concessionárias e permissionárias de distribuição e transmissão de energia elétrica.

II - DOS FATOS

2. Instituída pela Lei nº 10.438/2002¹, a CDE é um fundo setorial que tem por objetivo prover recursos para o custeio de diversas políticas públicas do setor elétrico brasileiro e possui como principal fonte de receita, as quotas anuais pagas pelos agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante repasse de encargo nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica (TUSD e TUST).

3. As quotas anuais da CDE pagas pelos agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica (Quotas CDE USO) devem corresponder à diferença entre a estimativa de gastos totais do fundo e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de recursos (multas aplicadas pela ANEEL, pagamentos de outorgas pelo Uso do Bem Público – UBP, Orçamento Geral da União - OGU, Reserva Global de Reversão - RGR e outras).

4. Em 1º de maio de 2017 a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE assumiu a gestão dos fundos setoriais.

¹ Art. 13 da Lei nº 10.438, de 26/04/2002.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

5. O Decreto nº 9.022/2017 regulamentou a CDE com base nas alterações mais recentes promovidas pelas Leis nºs 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016.

6. O Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)² estabeleceu os procedimentos e metodologias de cálculo aplicáveis à gestão da CDE pela CCEE e à aprovação pela ANEEL do orçamento anual e das quotas anuais a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia elétrica.

7. O orçamento anual da CDE deve ser consolidado pela CCEE e submetido ao processo de audiência pública, com aprovação pela ANEEL até o dia 22 de dezembro de cada ano.

8. Em 11/10/2018 e 05/11/2018, a CCEE³ encaminhou a proposta de orçamento da CDE de 2019, considerando informações fornecidas pela ANEEL⁴, o Ministério de Minas e Energia - MME⁵, o Operador Nacional do Sistema - ONS⁶ e a Eletrobras⁷.

9. Em 06/11/2018 o processo foi distribuído, por sorteio extraordinário, para o Diretor Efrain Pereira da Cruz.

10. Em 8/11/2018, as áreas técnicas da ANEEL emitiram a Nota Técnica nº 243/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL⁸, na qual foi analisada a proposta do orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2019.

11. Em 13/11/2018, a Diretoria da ANEEL aprovou a abertura da Audiência Pública nº 52/2018, na modalidade intercâmbio documental, no período de 14/11 a 3/12/2018, a fim de colher subsídios e informações adicionais acerca da proposta de orçamento da CDE de 2019.

12. O “Relatório de Orçamento das Contas Setoriais 2019 – CDE/RGR/CCC”, produzido pela CCEE apresenta todas as informações e premissas consideradas na consolidação do orçamento encaminhado para aprovação da ANEEL. Esse documento e todas as planilhas de cálculo fornecidas pela CCEE foram disponibilizados em audiência pública, além dos documentos e planilhas de cálculo produzidas pela ANEEL.

13. Em 13/11/2018, foram publicadas as Medidas Provisórias nº 855 e 856, que trouxeram novos elementos para a formação do Orçamento anual da CDE de 2019. Em síntese, foram afastados os limites de eficiência econômica e energética aplicados aos reembolsos da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, regulados pela ANEEL na Resolução Normativa nº 801/2017, às concessões de distribuição sob o controle direto ou indireto da União que ainda não foram licitadas⁹, até a data de transferência do controle acionário e nos cinco seguintes. Além disso, também foram estabelecidos critérios para a concessão de empréstimos da

² Aprovado pela REN 800, de 19/12/2017, resultante da Audiência Pública 62/2017.

³ Carta CT-CCEE-1338/2018 (Sic 48513.031510/2018-00), com informações atualizadas encaminhadas em 05/11/2018.

⁴ Ofício 235-SGT/2018 (Sic 48581.002117/2018-00), Ofício 238-SGT/2018 (Sic 48581.002207/2018-00), Ofício nº 248-SGT/2018 (Sic 48581.002287/2018-00) e Ofício nº 256-SGT/2018 (Sic 48581.002447/2018-00).

⁵ Portaria MME 354/GM, de 21/08/2018, Nota Técnica 9/2018/DPUE/SEE.

⁶ Carta ONS-0304/DGL/2018 (Sic 48513.035981/2018-00), “Plano Anual da Operação Energética dos Sistemas Isolados para 2019 - PEN SISOL 2019”.

⁷ Contratos celebrados com os agentes.

⁸ Sicnet nº 48581.00002494/2018-00

⁹ De que trata o §1º-A do art. 8º da Lei nº 12.783, de 11/01/2013.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

Reserva Global de Reversão – RGR para essas distribuidoras para garantir a neutralidade econômica e financeira do atual prestador designado e para o prestador emergencial e temporário.

14. Em 23/11/2018, as áreas técnicas da ANEEL emitiram a Nota Técnica nº 255/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL, na qual foram analisados os impactos das Medidas Provisórias 855 e 856/2018 sobre o orçamento anual da CDE de 2019.

15. Em 30/11/2018, considerando a decisão proferida em 29/11/2018 pelo Ministro Ricardo Lewandowski na Ação Cível Originária nº 3.132 - DF, a Comissão de Licitação do BNDES emitiu Comunicado Relevante nº 27, informando a continuidade do processo de desestatização da Companhia Energética de Alagoas - CEAL no âmbito do LEILÃO N.º 2/2018-PPI/PND, com sessão pública a ser realizado em 19/12/2018.

16. Em 10/12/2018 foi realizado o leilão de desestatização da Amazonas Distribuidora de Energia S.A. – AME, que foi adquirida pelo consórcio Oliveira Energia-Atem.

III – DA ANÁLISE

III.1 – Audiência Pública nº 52/2018

17. Na AP 52/2018 foram recebidas **103 contribuições de 26 agentes setoriais**, dentre os quais: o gestor do fundo, beneficiários diretos e indiretos, concessionárias de distribuição e transmissão de energia, conselho de consumidores, federação de indústrias, institutos de pesquisa e associações representativas de consumidores e de distribuidores.

18. O Relatório de Análise de Contribuições – RAC, em Anexo, apresenta as respostas para cada uma das contribuições recebidas na audiência pública, que foram segregadas em 8 principais temas.

19. A tabela a seguir sintetiza o resultado das análises das contribuições da AP nº 52/2018.

Tabela 1 - Avaliação das contribuições da AP nº 52/2018

Avaliação	TEMA								Total	Part.
	1	2	3	4	5	6	7	8		
	Quotas CDE	Reserva Técnica	CCC	Carvão mineral	PLpT	Baixa Renda	Descontos Tarifários	Outras		
Aceita	6	1	10	1					18	17%
Aceita Parcialmente	2	2	9	2		3	5	1	24	23%
Já prevista	1	2					6	2	11	11%
Não Aceita	1	2	26	7	6	3	1		46	45%
Não se aplica			1					3	4	4%
Total	10	7	46	10	6	6	12	6	103	100%
Part.	10%	7%	45%	10%	6%	6%	12%	6%	100%	

20. Em geral, observa-se que os beneficiários do fundo se preocupam com a sustentabilidade econômica e financeira da CDE, de forma a garantir a continuidade das políticas públicas do setor, e, com isso,

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

requerem uma postura mais conservadora da ANEEL na estimativa do orçamento anual, de forma a evitar situações de insuficiência de recursos e revisões extraordinárias. Já os consumidores e suas associações apresentam proposições para reduzir o impacto tarifário da CDE e requerem uma atuação mais ativa da ANEEL na fiscalização dos descontos tarifários na distribuição e na viabilização de medidas que promovam a redução estrutural dos gastos. Particularmente as distribuidoras, responsáveis pelo recolhimento da maior parcela dos recursos do fundo, solicitam a adoção de medidas para minimizar o déficit financeiro entre a cobertura tarifária e as quotas mensais e, com isso, propõem a formação da reserva técnica de forma a permitir a concatenação dessas com os processos tarifários, além de um fluxo uniforme de pagamentos ao longo do ano, considerando os valores das quotas CDE USO e CDE ENERGIA.

21. Dentre as contribuições recebidas, verifica-se que a maior parte, 45%, concentra-se nos gastos da CCC. Há contribuições no sentido de reduzir e outras para aumentar a previsão de gastos da CCC em 2019, e também questionamentos em relação aos resultados dos processos de fiscalização que estão reprocessando todos os reembolsos da CCC aos seus beneficiários no período de gestão da Eletrobras, podendo gerar créditos ou débitos ao fundo, além dos efeitos das recém-publicadas Medidas Provisórias nº 855 e nº 856/2018, que afastaram os limites de eficiência econômica e energética aplicados aos reembolsos da CCC para a Amazonas Distribuidora de Energia, privatizada em 10/12/2018.

22. A seguir apresentamos a proposta final das áreas técnicas da ANEEL para o orçamento anual da CDE de 2019, destacando os itens que foram alterados após a análise das contribuições recebidas na AP nº 52/2018.

III.2 – Consolidação da proposta de Orçamento Anual da CDE de 2019

23. Considerando a análise das áreas técnicas da ANEEL em relação à proposta orçamentária encaminhada pela CCE e às contribuições recebidas na Audiência Pública nº 52/2018, além da definição do cenário de privatização da AME e da CEAL em dezembro de 2018, apresenta-se na tabela a seguir a proposta final para o orçamento anual da CDE de 2019, as variações em relação ao orçamento de 2018 e às alterações em relação à proposta disponibilizada em audiência pública.

Tabela 2 - Orçamento Anual da CDE de 2019

ORÇAMENTO CDE (em R\$ milhões)						
DESPESAS	2018	2019 AP 52	2019 Final	Diferença - AP 52	Diferença - 2018	Variação 2019/2018
Restos a pagar	1.061	0	0	-	- 1.061	-100%
Universalização - PLpT e Kit Instalação	941	1.078	1.078	-	137	15%
Tarifa Social - Baixa Renda	2.440	2.510	2.380	- 130	- 60	-2%
Carvão Mineral Nacional	850	659	690	31	- 160	-19%
CCC - Sistemas Isolados	5.849	6.061	6.310	249	461	8%
Descontos Tarifários na Distribuição	8.362	8.791	8.528	- 262	166	2%
Descontos Tarifários na Transmissão	362	861	914	53	552	152%
Subvenção Cooperativas	179	300	297	- 3	118	66%
CAFT CCEE	9	11	11	-	2	26%
Reserva Técnica	0	0	0	-	-	-

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

Total	20.053	20.270	20.208	- 62	155	1%
RECEITAS	2018	2019 - AP 52	2019 - Final	Diferença - AP 52	Diferença - 2018	Variação 2019/2018
Saldo em Conta	0	116	108	- 9	108	-
UBP	672	733	733	-	61	9%
Multas	214	181	181	-	- 32	-15%
Recursos da União	0	0	0	-	-	-
Recursos da RGR	478	1.446	1.240	- 207	762	159%
Outras disponibilidades	734	760	760	-	26	4%
Quotas CDE - ENERGIA	3.796	949	949	-	- 2.847	-75%
Quotas CDE - Uso	14.160	16.084	16.238	153	2.078	15%
Total	20.053	20.270	20.208	- 62	155	1%

24. Com relação à proposta em tela, destacamos que apesar do aumento de apenas **1%** dos gastos totais da CDE em 2019, em relação ao orçamento de 2018, as quotas anuais pagas pelos agentes de transmissão e distribuição de energia sofreram um acréscimo de **15%**.

25. Entretanto, esclarecemos que o aumento verificado nas quotas CDE USO, que são repassadas às tarifas de transporte de energia (TUSD e TUST) pagas pelos consumidores cativos e livres, reflete basicamente o encerramento do recolhimento das quotas CDE ENERGIA em março de 2019, cujo objetivo era ressarcir o fundo pelas despesas extraordinárias de energia das distribuidoras que foram custeadas pela CDE no ano de 2013, e que incidem apenas nas tarifas de energia aplicadas aos consumidores cativos. Dessa forma, para os consumidores cativos, o aumento das quotas CDE USO será compensado pelo encerramento das quotas CDE ENERGIA. Considerando o valor total das quotas, CDE USO mais CDE ENERGIA, verifica-se uma redução de **R\$ 769 milhões**.

26. Com relação aos demais itens do orçamento, destacamos:

- (i) Em 2019, em princípio, o fundo iniciará o ano equilibrado;
- (ii) Pelo terceiro ano consecutivo se observa uma redução dos gastos com Carvão Mineral Nacional, em função do desconto do estoque histórico e do volume reembolsado e não utilizado nos anos anteriores;
- (iii) O aumento dos gastos da CCC em relação a 2018 reflete o cenário mais provável de geração de energia nos sistemas isolados de Roraima e Amazonas, a privatização da Amazonas Distribuidora de Energia e parte dos efeitos da MPs 855 e 856/2018, que suspenderam a aplicação de critérios de eficiência econômica e energética nos reembolsos da CCC para a Amazonas Distribuidora, além de outras variações de custos;
- (iv) Aumento dos gastos com o PLpT estimado pelo MME, resultado da Consulta Pública nº 54/2018;
- (v) Redução da subvenção ao consumidor Baixa Renda, em função da mudança de metodologia de cálculo da diferença mensal de receita a ser coberta pela CDE;

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

- (vi) Estimativa de redução do subsídio tarifário da carga de fonte incentivada, em função do retorno de 80% da energia especial liberada em 2018 para o mercado regulado em 2019 sem direito a desconto no consumo, amenizando o impacto do aumento dos demais descontos tarifários na distribuição;
- (vii) Aumento dos subsídios tarifários na transmissão, devido à necessidade de regularizar os repasses suspensos no período de setembro a dezembro de 2018, além de custear os descontos tarifários do próprio ano;
- (viii) Estabelecimento da subvenção às cooperativas de eletrificação rural regularizadas como permissionárias;
- (ix) Pelo terceiro ano consecutivo não há previsão de formação da reserva técnica, que tem como objetivo garantir os compromissos do fundo, tendo em vista a necessidade de minimizar o impacto tarifário das quotas da CDE, podendo resultar em revisões do orçamento ao longo do ano, no caso de aumento dos gastos ou frustração de receitas estimadas;
- (x) Quanto às demais receitas, ressalta-se o aumento da disponibilidade de recursos da RGR, em função do encerramento da designação das distribuidoras da Eletrobras em 31/12/2018, já considerados os efeitos parciais das MPs 855 e 856/2018.

27. A seguir apresentamos o detalhamento dos itens do orçamento que sofreram alteração em relação à proposta disponibilizada em audiência pública.

III.3 – TSEE - Baixa Renda

28. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE em 2019 foi recalculada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD para R\$ 2,38 bilhões, o que resulta em R\$ 130 milhões de redução de gastos da CDE em relação à proposta da audiência pública. Essa alteração reflete as contribuições recebidas na audiência pública, principalmente relativas à alteração na metodologia de reembolso promovida pela REN 821/2018. A estimativa atualizada considera:

- (i) a quantidade de famílias beneficiadas em julho/2018 de 8.805.202;
- (ii) o crescimento vegetativo médio de 0,01% ao mês na quantidade de famílias beneficiadas, em função dos processos de revisão/atualização cadastrais;
- (iii) a projeção de IPCA de 4,07% para 2019 (Boletim FOCUS 7/12/2018);
- (iv) as alterações promovidas pela REN 821/2018 na metodologia de reembolso do subsídio.

III.4 – Carvão Mineral

29. Em relação ao carvão mineral, dois pontos merecem destaques. O primeiro diz respeito ao ajuste do estoque estratégico da UTE Candiota III, de 200.000 t para 150.000 t, em função de limitação física

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

para armazenamento do carvão no pátio da usina. Tal questão foi abordada na Nota Técnica nº 270/2018-SGT-SRG/ANEEL, de 12/12/18, que tratou da análise dos pedidos de reconsideração em face da Resolução Homologatória nº 2.446/2018 (revisão do orçamento da CDE 2018). Considerando a restrição técnica, sugeriu-se acatar o pleito da ABRACE. No entanto, dado que a apuração dessa questão, uma redução de R\$ 3.768.000,00, ocorreu no último mês de 2018, o que inviabilizou a inclusão desse valor nas quotas da CDE de 2018, recomendou-se abater esse valor do orçamento da CDE de 2019 relativo à CGTEE, de modo a compatibilizar o reembolso referente ao estoque estratégico com a limitação de armazenamento de carvão no pátio da UTE Candiota III.

30. Ainda quanto ao estoque estratégico, registra-se que a ABCM encaminhou, em 04/09/18, o Ofício nº 051/18-ABCM¹⁰, por meio do qual solicita alteração na regra (a Resolução Normativa nº 801/2017 estabelece que o estoque estratégico deve corresponder a dois meses da compra mínima anual) para que se defina um montante equivalente a dois meses de consumo máximo (correspondente à geração máxima da usina). A ABCM apresenta sua preocupação com o fato de que esse nível de estoque dá pouco tempo de resposta ao produtor de combustível, que não dispõe de estoque e nem de rampa de produção para atender a demanda. Em tempo, aponta-se o entendimento de que o nível atual de estoque estratégico é adequado, pois, além da discussão objeto da Audiência Pública que resultou na Resolução Normativa nº 801/2017, houve inclusive solicitação de uma das empresas (CGTEE) para redução desse montante, conforme exposto no parágrafo anterior. Ademais, reforça tal entendimento o fato de que as outras duas empresas beneficiárias (ENGIE e COPEL) não se manifestaram quanto a essa necessidade de aumento do estoque estratégico.

31. O segundo ponto se refere à contribuição da CGTEE e da ABCM para ajuste nos montantes de carvão a serem reembolsados à UTE Candiota ao longo de 2019. As instituições argumentaram que durante o ano de 2017, por iniciativa da CGTEE, realizaram-se ações junto à fornecedora de carvão mineral a fim de reduzir o estoque de carvão reembolsado pela CDE nos anos anteriores. Segundo a CGTEE, o pagamento mínimo sobre 1.200.000 t/ano já considera a redução do estoque histórico, visto que 860.000 t/ano serão consumidas adicionalmente, sem pagamento associado, conforme tratamento dado no contrato de suprimento de combustível. Sendo assim, ao se considerar o desconto de 1/5 do estoque histórico no cálculo da quantidade efetiva de carvão mineral, haveria uma dupla contabilização do desconto.

32. Em análise, a quantidade de carvão a ser reembolsada pela CDE é dada pela equação estipulada no § 1º do art. 14 da Resolução Normativa nº 801/2017, descrita a seguir:

$$Q_{\text{efetiva}} = \text{mín} [Q_{\text{compra}}, Q_{2002}] - (E_{\text{hist}}/5) - E_{A-1} + E_{\text{estr}}$$

33. A primeira parcela dessa equação ($\text{mín}[Q_{\text{compra}}, Q_{2002}]$) se refere ao reembolso relativo à compra mínima contratual. A segunda parcela ($E_{\text{hist}}/5$) diz respeito à obrigação de devolução, em cinco anos, do passivo de carvão já reembolsado pela CDE, porém, não consumido até 31/12/2016. Em relação ao E_{hist} , conforme Memorando nº 407/2017 SFG/ANEEL, de 15/12/2017, o valor aferido pela fiscalização da ANEEL (ainda a ser aprovado em caráter definitivo) para a CGTEE é de 3.576.620 t, que dividido em cinco vezes perfaz 715.324 t. Esse montante se refere a apuração até agosto de 2016¹¹ e considera tanto a UTE Candiota III (1.993.667) como a UTE P. Médici (1.582.953 t). Uma vez tratado o estoque histórico, o qual foi definido com o estoque acumulado até o final de 2016, a terceira parcela (E_{A-1}) trata de evitar novos acúmulos: deve-se descontar, no orçamento seguinte (ano A), os volumes reembolsados, porém, não consumidos dentro do ano corrente (ano

¹⁰ SICNet 48513.031028/2018-00.

¹¹ Resta, portanto, os valores apurados nos meses de setembro a dezembro de 2016.

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

A-1). Por fim, a última parcela da equação trata do estoque estratégico (E_{estr}), pago uma única vez pela CDE, o que aconteceu no ano de 2018.

34. Ocorre que a CGTEE, em 06/09/17, visando ajustar o carvão já faturado e ainda não entregue (parcela E_{hist}), firmou o Décimo Termo de Aditamento ao Contrato CGTEE/UPME/98-02026 junto a sua supridora de carvão, a CRM. Conforme se observa nesse termo, a empresa tratou de reduzir o valor da compra mínima do carvão (parcela $\min\{Q_{compra}, Q_{2002}\}$) para 1.200.000 t/ano¹² (Cláusulas Primeira e Sexta), ao passo que definiu a necessidade de fornecimento adicional de até 860.000 t/ano, “além do fornecimento mínimo contratado, a título de liquidação do estoque de carvão” (Cláusula Quarta). Ou seja, a compra mínima contratual foi estipulada em 1.200.000 t/ano e, adicionalmente, se definiu o fornecimento por parte da mineradora de até 860.000 t/ano, sem pagamento associado, pois se trata de devolução do passivo histórico (E_{hist}), cujo valor já foi faturado.

35. A assinatura desse termo aditivo ocorreu em 06/09/17, portanto, anteriormente à Resolução Normativa nº 801, que é de 19/12/17. A ANEEL, por meio dessa resolução, regulamentou a devolução do passivo E_{hist} “via desconto no orçamento”. Já a CGTEE revisou seu contrato visando devolver o passivo “via geração de energia elétrica”: o seu objetivo é consumir 860.000 t/ano (valor já reembolsado pela CDE em anos anteriores) e, em contrapartida, entregar ao consumidor a energia elétrica associada a esse consumo. A empresa alega que, caso sejam mantidos os valores conforme consta na Audiência Pública (Nota Técnica nº 243/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL, de 08/11/18) haveria desconto em duplicidade, pois na compra mínima de 1.200.000 t já consta um desconto de 860.000 t, e na parcela $E_{hist}/5$ o desconto de 715.324 t.

36. Isto posto, entende-se que deve ser considerada a compra mínima de 1.200.000 t, uma vez que esse é o valor que consta no contrato (Décimo Termo) como “cota mínima de fornecimento de carvão” a ser faturado (Cláusula Primeira). No entanto, para se evitar o duplo desconto, sugere-se que o mecanismo de devolução do $E_{hist}/5$ considere tanto a devolução “via o orçamento” como a devolução “via a geração de energia”. Explica-se: até que a fiscalização aprove em caráter definitivo o valor do $E_{hist}/5$, a obrigação de devolução anual relativo ao estoque histórico é igual a 715.324 t, que pode ser devolvida via geração efetiva ($E_{hist_geração}$) ou via desconto no orçamento ($E_{hist_orçamento}$), conforme a equação abaixo.

$$E_{hist}/5 = E_{hist_geração} + E_{hist_orçamento}$$

37. Segundo os dados de medição da CCEE, o consumo da UTE Candiota III acumulado de janeiro a novembro de 2018 é de 1.310.085,1 t. Supondo que o consumo de dezembro/18 será equivalente à média mensal desse período (119.098,65 t), o consumo anual/esperado para 2018 da UTE Candiota III será de 1.429.183,75 t. Subtraindo-se a compra mínima (1.200.000 t) do montante de 1.429.183,75 t, encontra-se a parcela da devolução do estoque histórico via geração ao longo do ano de 2018 ($E_{hist_geração}$): 229.183,75 t. Todavia, essa devolução é inferior ao requisito de devolução anual ($E_{hist}/5$), que é de 715.324 t. Cabe, portanto, a devolução via orçamento da diferença (715.324 – 229.183,75), conforme equação abaixo.

$$E_{hist_orçamento} = E_{hist}/5 - E_{hist_geração}$$

38. Para elucidar essa questão, apresenta-se abaixo os valores finais referentes aos orçamentos dos anos de 2018 e 2019.

¹² Conforme Nota Técnica nº 116/2015, de 13/10/15, a compra mínima para UTE Presidente Médici era de 1.600.000 t/ano e para a UTE Candiota III era de 1.700.000.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

Tabela 3 - Orçamentos da UTE Candiota III: anos 2018 e 2019

		Orçamento 2018	Orçamento 2019
Q_{compra} - Compra mínima	t	1.200.000	1.200.000
Percentual de eficiência energética	-	91,16%	100%
Q_{compra_efic} - Compra mínima eficiente	t	1.093.920	1.200.000
E_{estr} - Estoque estratégico	t	150.000*	0**
E_{hist/5} – Obrigação de devolução anual em função do estoque histórico (acumulado até 31/12/2016)	t	715.324	715.324
E_{hist_geração} - Devolução do E _{hist} via geração de energia	t	0	229.183,75
E_{hist_orçamento} - Devolução do E _{hist} via desconto no orçamento	t	0	486.140,25
E_{A-1} – Acumulado (reembolsado e não consumido) ao final do ano anterior (ano A-1) ao ano orçamentário (ano A)	t	- 693.575 ***	0
ano 2018: SALDO = Q _{compra_efic} + E _{estr} - E _{hist/5} - E _{A-1}	t	1.222.171	713.859,75
ano 2019: SALDO = Q _{compra_efic} + E _{estr} - E _{hist_orçamento} - E _{A-1}	t		

* Conforme Nota Técnica nº 270/2018-SGT-SRG/ANEEL, de 12/12/18, esse valor foi ajustado de 200.000 t para 150.000 t, em função de limitação de armazenamento do carvão no pátio da UTE Candiota III.

** Valor já reembolsado em 2018, não sendo devido novos reembolsos.

*** No ano de 2017 ainda era devido o reembolso do carvão consumido acima da compra mínima.

39. Por fim, a tabela abaixo consolida o orçamento da CDE carvão de 2019, representando um **aumento de R\$ 31.219.353,00** se considerado o valor prévio levado à Audiência Pública, de R\$ 658.905.286,00.

Tabela 4 - Orçamento CDE carvão mineral para 2019

		UTE Candiota III (CGTEE)	UTE Figueira (COPEL)	UTE J. Lacerda (ENGIE)
Teto do reembolso CDE carvão	R\$	107.530.285	31.961.177	998.830.260
Q_{compra} - Compra mínima	t	1.200.000	78.000	2.400.000
Percentual eficiência energética	-	100,00%	50,00%	91,07%
Q_{compra_efic} - Compra mínima eficiente	t	1.200.000	39.003	2.185.742
E_{estr} - Estoque estratégico	R\$	0*	0	0
E_{hist} - Estoque histórico (31/12/2016)	t	3.576.620	21.801	797.341
E_{hist/5}	t	715.324	4.360	159.468
E_{hist_geração} - Devolução do E _{hist} via geração observada em 2018	t	229.183,75	-	-
E_{hist_orçamento} - Devolução do E _{hist} via desconto no orçamento de 2019	t	486.140,25	-	-
E_{A-1} - Estoque CDE não consumido em 2018	t	0	0	0
Q_{efetiva} = Q _{compra_efic} + E _{estr} - E _{hist_orçamento} - E _{A-1}	t	713.860	34.643	2.026.274
Preço médio do carvão no ano	R\$/t	77,91	496,34	291,82
Reembolso carvão	R\$	51.850.326*	17.194.668	591.312.443
Combustível secundário	R\$	13.428.800	211.680	17.823.750
Percentual eficiência energética	-	100,00%	50,00%	91,07%
Reembolso combustível secundário	R\$	13.428.800	105.849	16.232.553
Reembolso Total	R\$	65.279.126	17.300.517	607.544.996
			690.124.639	

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

* Conforme Nota Técnica nº 270/2018-SGT-SRG/ANEEL, de 12/12/18, o estoque estratégico, pago em 2018, foi ajustado de 200.000 t para 150.000 t, em função de limitação de armazenamento do carvão no pátio da UTE Candiota III. Tal ajuste, um desconto equivalente a R\$ 3.768.000, está sendo considerado no orçamento de 2019.

40. Por fim, reforça-se a análise trazida na Nota Técnica nº 243/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL, sobre a necessidade de um ajuste nas equações constantes do §§ 1º e 3º do art. 14 e art. 20 da Resolução Normativa nº 801/2017, de modo que o percentual referente à eficiência energética (n_{usina}/n_{ref}) não seja aplicado nas parcelas referentes à devolução de passivos (E_{hist} e E_{A-1}), nem à parcela relativa ao estoque estratégico (Eestr), o qual foi devidamente conceituado como sendo equivalente a dois meses de compra mínima contratual.

41. Ademais, registra-se que, como a Resolução Normativa nº 801/2017 foi publicada em 19/12/17, não houve impacto dessas fórmulas em orçamentos anteriores.

42. Outra alteração necessária na Resolução Normativa nº 801/2017, já proposta na Nota Técnica nº 243/2018-SGT-SRG-SFF/ANEEL, é a prorrogação, para 31/12/2019, do prazo para a CCEE proceder ao reembolso preliminar, e função de alguns contratos de comercialização oriundos dos leilões realizados pela ANEEL terem sido firmados sob a égide REN nº 427/2011, na qual não havia previsão para data de fim do reembolso preliminar.

III.5 – CCC

43. Dentre as contribuições recebidas referentes à CCC, serão consolidadas nesta Nota Técnica somente as que resultaram em alterações significativas no orçamento. A argumentação para as não aceitas pode ser vista no Relatório de Análise das Contribuições.

44. Houve diversos pedidos para que os valores de créditos e débitos levantados pela fiscalização da ANEEL na CCC sejam considerados no orçamento de 2019. Após a interação entre as áreas de fiscalização, regulação e a Diretoria da Agência, ponderou-se que há que se aguardar o término do processo administrativo, inclusive com a realização de Audiência Pública, dado o volume financeiro envolvido e o interesse público do consumidor afetado pelo resultado. Nesse caso, o período completo é até a assunção da CCEE, de julho de 2009 a abril de 2017.

45. Nesse sentido, com relação a valores anteriores, somente serão considerados no orçamento os resultados de decisões judiciais e os apurados incontestes durante o período de gestão da CCEE.

46. Lista-se a seguir as contribuições que foram aceitas e geraram impacto no orçamento de 2019:

- (i) **Aumento de R\$ 398 milhões:** a Amazonas Distribuidora de Energia solicitou a consideração do custo de sobrecontratação de energia do período de maio de 2015 a julho de 2017, que por força do art. 22 do Decreto nº 7.246/2010 tem direito ao reembolso da CCC e cujo valor foi homologado pelo Despacho nº 2.901, de 11/12/2018.
- (ii) **Redução de R\$ 423.795.696,04:** a ABRACE solicitou a revisão dos reembolsos efetuados desde a assunção da CCEE, no tocante ao desconto do ACR_{med}. A CCEE procedeu ao ajuste nos reembolsos de maio de 2017 a outubro de 2018, sendo que os resultados serão descontados nos próximos reembolsos dos respectivos beneficiários.

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

- (iii) **Aumento de R\$18.465.660,37:** a ABRACE solicitou a utilização de uma estimativa mais atual para a série de PLD de 2019, a qual foi atualizada pela CCEE e incluída no orçamento.
- (iv) **Aumento de R\$ 63.793.858,69:** a Amapari Energia S.A. solicitou a inclusão de valor **referente** a resultado de decisão judicial. Ressalta-se que o respectivo reembolso obedecerá a conclusão da fiscalização da ANEEL quanto ao valor final e à forma de reembolso.
- (v) **Aumento de R\$ 72.829.345,00:** a Amazonas Distribuidora de Energia apontou falta de reembolso para o custo incidente de PIS/COFINS repassado à Amazonas Energia pela CIGÁS quando do pagamento das despesas acessórias, no período de maio de 2017 até março de 2019, na ordem de R\$ 225 milhões. Ocorre que, de acordo com as informações verificadas pela ANEEL, o valor equivale a cerca de R\$ 72,8 milhões.
- (vi) **Aumento de R\$ 66 milhões:** a Companhia de Gás do Amazonas – CIGÁS solicitou a inclusão de valor referente a ajuste no Preço dos Ramais Termelétricos, do Contrato OC 1902/2006. Ressalta-se que o respectivo reembolso será efetuado após comprovação dos valores mediante relatório de auditoria específica, conforme solicitado no Ofício nº 096/2018-SRG/ANEEL.
- (vii) **Demais correções**¹³: removida previsão de reembolso da parcela Ramais Termoelétricos para a UTE Mauá 3; reduzido o montante total de contratação do gás natural para 5.420.000 m³ conforme solicitação da beneficiária; considerada a parcela de logística nos contratos CCESI da CELPA; efeitos da MP nº 855 sobre ineficiência coberta pela RGR de janeiro a mar/2019.

Sub-rogação da CCC

47. Houve contribuições no sentido de que fosse ajustado o montante de sub-rogações, considerando que os projetos de interligação ao SIN da Eletroacre, Manoel Urbano e Assis Brasil, bem como o da Energisa MT, Colniza, são processos em análise na ANEEL e que, provavelmente, só perceberão esses benefícios após a entrada em operação dos respectivos empreendimentos. Em análise, concordamos com a pela supressão desses projetos do Orçamento da CDE/2019.

48. Por contribuição da Equatorial Energia, os projetos de interligação da CELPA, Alenquer, Monte Alegre e Monte Dourado foram ajustados para o valor total de R\$ 41.400.110,60, pois, esse é o valor total previsto de a CELPA perceber da CCC ao longo de 2019.

49. Do mesmo modo, os projetos aprovados de interligação ao SIN da Amazonas Energia (Itacoatiara, Parintins e Humaitá) foram ajustados, pois seus cronogramas preveem 15 meses para a execução das obras. Nesse caso, optou-se por aplicar um fator de redução de 0,8, nos montantes orçados de cada projeto, considerando a expectativa de desembolso ao longo de 2019. Esses projetos perceberão os benefícios da sub-rogação da CCC ao longo da execução das obras, conforme preceitua a REN nº 748, de 29 de novembro de 2016.

¹³ Ver Relatório de Análise de Contribuições

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

50. Em face dessas considerações, o montante destinado a sub-rogações no Orçamento da CDE/2019, passou de R\$ 681.715.838,46 para R\$ 459.873.739,39, representando uma **redução de R\$ 221.842.099,07**.

51. Por fim, após o reprocessamento do orçamento CCC/2019 levando-se em conta a Medida Provisória nº 855/2018 e as contribuições da Audiência Pública em questão, o resultado final ficou o seguinte:

Tabela 5 - Orçamento CCC para 2019

Parcela	Orçamento original	Pós MP	Pós AP
CT _{COMB}	5.206.831.292,81	5.267.272.397,15	5.162.827.367,32
CT _{COMB} (acessórias)	16.341.476,72	16.341.476,72	16.341.476,72
CT _{GP}	579.473.372,61	652.388.679,85	632.977.737,86
CT _{CE}	3.488.447.944,06	3.488.447.944,06	3.560.404.633,86
CT_{ISOL}	9.291.094.086,21	9.424.450.497,78	9.372.551.215,76
Desconto ACR _{med}	- 3.049.375.915,67	- 3.049.375.915,67	- 3.049.375.915,67
Fator de corte	- 472.113.995,41	- 52.097.982,19	- 152.926.133,78
R_{ccc} (por competência)	5.769.604.175,12	6.322.976.599,91	6.170.249.166,31
ajuste R _{ccc} (por caixa)*	- 210.407.672,00	- 210.407.672,00	- 259.070.109,21
REH nº 2478/2018**	84.881.327,06	84.881.327,06	84.881.327,06
Subrogação	681.715.838,46	681.715.838,46	459.873.739,39
Ajuste impostos	32.165.100,03	32.165.100,03	32.165.100,03
Sobrecontratação Desp. nº 2.901/2018	-	-	398.018.529,29
ACR _{med} mai/2017 a out/2018 (reprocessamento)	-	-	- 423.795.696,04
PIS/COFINS Cigás	-	-	72.829.345,00
Parcela Ramais Termoelétricos Cigás	-	-	66.000.000,00
Decisão judicial Amapari	-	-	63.793.858,69
Saldo do ano anterior***	- 297.200.000,00	- 297.200.000,00	- 355.260.000,00
Total	6.060.758.768,67	6.614.131.193,46	6.309.685.260,52

* Em virtude da necessidade de recursos orçamentários pelo fluxo de caixa, os meses de jan e fev de 2019 foram estimados conforme as competências de nov e dez de 2018, o que gerou o ajuste apontado.

** Art. 11 da Resolução Homologatória nº 2.478/2018, custos de sobrecontratação de energia e exposição do mercado de curto prazo do período de agosto de 2017 a julho de 2018.

*** Previsão de disponibilidade de caixa, com sobra em função da importação de energia da Venezuela para Boa Vista, cujo custo é inferior à geração a óleo diesel.

III.6 – Descontos Tarifários na Distribuição

52. A estimativa de repasses da CDE para compensar os descontos tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição de energia elétrica (Atividade Rural, Atividades de Irrigação e Aquicultura em Horário Especial, Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento, Distribuidoras de Pequeno Porte, Geração e Consumo de Fonte Incentivada) foi recalculada para R\$ 8,528 bilhões, o que resulta em R\$ 262 milhões de redução de gastos da CDE em relação à proposta da audiência pública.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

53. Essa alteração reflete as contribuições recebidas na audiência pública e considerada os repasses mensais vigentes fixados nas resoluções homologatórias dos processos tarifários de cada distribuidora em 2018, sobre os quais aplicou-se, a partir do respectivo mês de aniversário contratual em 2019:

- (i) para o benefício tarifário do consumidor de fonte incentivada, com base no estudo da CCEE sobre a disponibilidade de “Lastro de Energia Incentivada”¹⁴, a previsão de redução de 25%; e
- (ii) para os demais benefícios tarifários, a previsão de variação do mercado de 3,60% (Boletim Técnico ONS - EPE – Planejamento Anual 2019/2023) do IPCA de 4,07% (Boletim FOCUS 7/12/2018).

54. A redução do benefício tarifário do consumidor de fonte incentivada em 2019, de 25%, reflete o retorno de 81% da energia especial, que foi disponibilizada no mercado livre em 2018, para o mercado regulado em 2019, conforme tabelas abaixo. O percentual de redução de 81% foi aplicado ao aumento do valor do subsídio verificado em 2018, a partir de cada processo tarifário de 2019.

Tabela 6 - Disponibilidade de Energia Especial no Mercado Livre proveniente do Mercado Regulado

Mecanismo	Montante Reduzido (MW _{med})	Período da descontração
MCS-D-EN A-1 2017	415,21	retorna em 2018
MCS-D-EN A- 0 2017	3.151,72	retorna em 2018
Total 2017	1.991,07	
MCS-D-EN A-1 2018	1.132,00	retorna em 2019
MCS-D-EN A-0 2018	113,00	retorna em 2019
Acordos Bilaterais	274,00	retorna em 2019
Acordos Bilaterais	6,00	liberação permanente
MCS-D-EN A4+ 2018	351,00	liberação permanente
Total 2018	1.876,00	
Total 2019	357,00	
Var. 2019/2018	-81%	

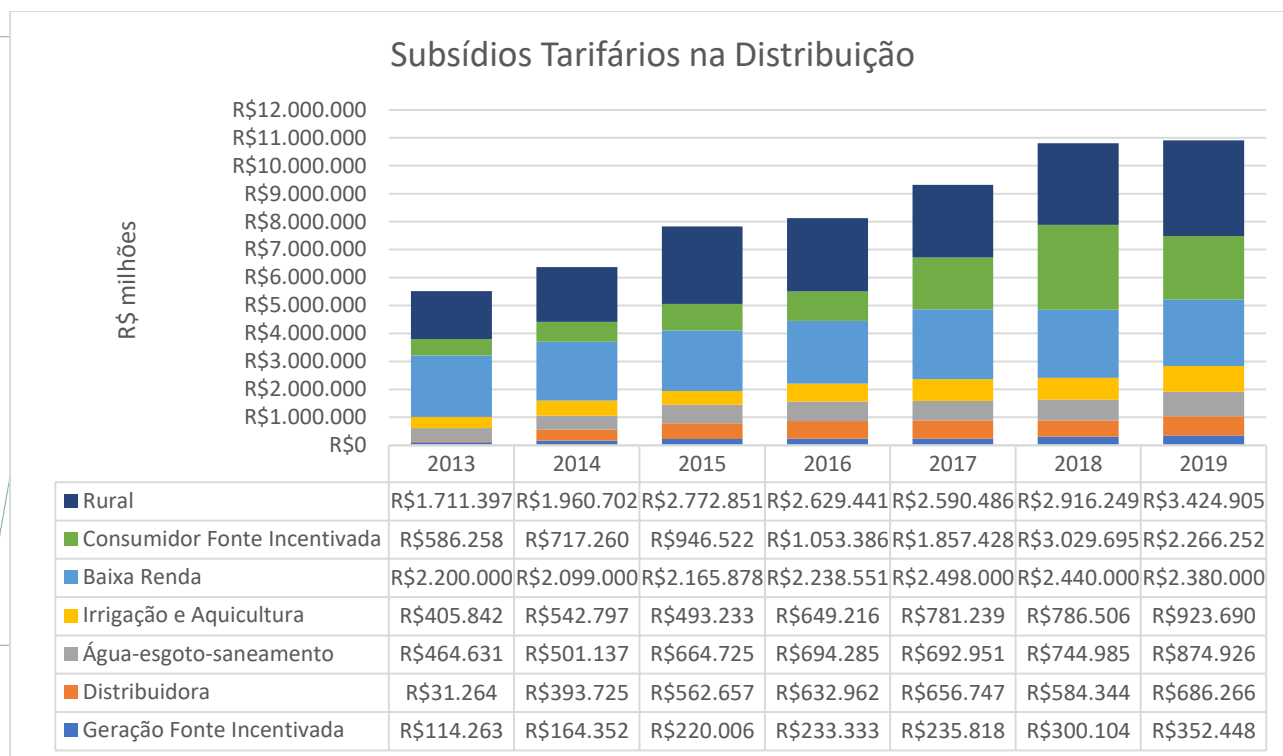
55. No proposta da audiência pública, havia sido considerado apenas metade dessa redução, com a premissa de que as distribuidoras com aniversário contratual no primeiro semestre ainda perceberiam parcela do aumento verificado em 2018, dado que a apuração dos subsídios nos processos tarifários é definido a partir dos valores realizados nos últimos doze meses, sendo definido um valor previsto para os próximos dozes meses e um valor de ajuste em relação ao previsto no processo tarifário anterior e o valor realizado nos últimos doze meses. Entretanto, dada as contribuições recebidas na audiência pública, ponderamos que em 2019, o valor do ajuste dos subsídios dos últimos dozes meses não perceberá aumento.

56. O gráfico a seguir apresenta a evolução dos descontos tarifários na distribuição de 2013 a 2019.

¹⁴ A quinta edição do estudo, disponibilizada em www.ccee.org.br, aponta sobre média de 942 MW médios para 2018 e déficit de 539 MW médios em 2019.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

Gráfico 1 - Descontos Tarifários na Distribuição



57. Com relação às contribuições recebidas na audiência pública que pedem a atuação firme e criteriosa da ANEEL no sentido de viabilizar a redução estrutural dos gastos da CDE, mesmo que por meio de medidas infralegais, e de fiscalizar a concessão dos descontos tarifários aos usuários do serviço de distribuição, fazemos as considerações que se seguem.

58. A ANEEL atuou em parceria com o Ministério de Minas e Energia - MME e a Empresa de Pesquisa Energética - EPE na produção do "Plano de Redução Estrutural das Despesas da CDE", em atendimento ao disposto no § 2º-A do inciso XIII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002 (disponível em www.mme.gov.br / Consulta Pública nº 45/2018). Conforme analisado no referido Plano, a redução ou eliminação dos subsídios tarifários das fontes incentivadas e dos demais usuários do serviço de distribuição (baixa renda, rural, irrigante, serviço público de saneamento, cooperativas de eletrificação rural etc) depende de alteração de decretos e/ou leis. Em síntese, as propostas consistem em:

- (i) Transferência dos subsídios tarifários não vinculados à qualidade e universalização do serviço público de energia elétrica (Rural, Irrigação e Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento) para o Orçamento Geral da União – OGU. Não se trata de alocação de recursos do OGU na CDE, para o que já há previsão legal, mas sim de transferência de recursos do OGU diretamente aos setores beneficiados com as reduções tarifárias, sem transitar pela CDE;
- (ii) Extinção gradual dos referidos descontos tarifários no formato que existe hoje, no período de cinco anos, mediante alteração do Decreto nº 7.891/2013 e Portaria MINFRA nº 45/1992. Durante esse período de redução, os diversos setores afetados poderão buscar a continuidade desses benefícios junto aos órgãos responsáveis pelas políticas públicas inerentes a cada setor. Seria uma oportunidade para que sejam criados programas com metas e avaliação de resultados, de forma semelhante ao que existe hoje no Programa Luz para Todos;

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

- (iii) Fixação em Lei de um teto de gastos da CDE com subsídios tarifários, baseado nos valores do orçamento de 2018, com atualização anual pela variação do IPCA;
- (iv) Com relação ao subsídio de fontes incentivadas, alteração em Lei para a extinção do subsídio para as próximas outorgas e para a extinção dos descontos concedidos aos consumidores, respeitados os contratos de compra e venda de energia vigentes; e
- (v) Para as políticas públicas vinculados à qualidade e universalização do serviço público de energia elétrica (TSEE e CCC), alteração dos critérios para concessão e a criação de contrapartidas, com vistas a reduzir o impacto tarifário.

59. Quanto à atuação da ANEEL nas medidas infralegais voltadas à racionalização dos subsídios tarifários, citamos como exemplo:

- (i) a revisão da REN 77/2004, dada pela REN 745/2016, para estabelecer a aplicação do percentual mínimo do desconto fixado na Lei 9.427/1996, que é de 50% sobre as tarifas de transporte de energia (TUST e TUSD), para todos os novos empreendimentos de geração de energia a partir de fontes incentivadas (PCH, solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada), exceto para os empreendimentos que utilizam como insumo energético biomassa de resíduos sólidos urbanos e/ou biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais/ ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgotos, cujo desconto nas tarifas de transporte de energia é de 100%;
- (ii) a revisão da REN 414/2010, dada pela REN 800/2018, para estabelecer a obrigatoriedade da distribuidora promover a revisão cadastral de no mínimo um terço das unidades consumidoras que recebem benefícios tarifários em 2019, um terço em 2020 e o restante em 2021;
- (iii) a revisão da REN 414/2010, dada pela REN 800/2018, para estabelecer que o beneficiário do desconto tarifário concedido à atividade de irrigação em horário especial depende da comprovação pelo consumidor da existência do licenciamento ambiental e da outorga do direito de uso dos recursos hídricos.

60. Além disso, considerando o relevante impacto da CDE nas tarifas de energia elétrica, o tema foi incluído no planejamento de atividades da Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE para o próximo ano (Agenda de Trabalho de 2019) e, para tanto, já se iniciaram análises preliminares sobre tal escopo de fiscalização, que deverá priorizar os subsídios mais representativos, que são Rural e Fontes Incentivadas, além do Baixa Renda.

61. Por fim, a ANEEL tem atuado de forma a garantir a transparência das informações relativas aos beneficiários dos subsídios tarifários, conforme estabelece o art. 24 do Decreto 9.022/2011 e o Submódulo 5.2 do Proret, todas as informações relativas à movimentação financeira da CDE, CCC e RGR, entradas e saídas de recursos, bem como os dados relativos aos beneficiários do fundo (valor, nome, CNPJ/CPF), estão disponíveis na página da CCEE (www.ccee.org.br em: Início/ O que fazemos/Contas Setoriais/Conta de Desenvolvimento energético (CDE) / Gestão da Conta) ou da ANEEL (www.aneel.gov.br/beneficiarios-subsidios-cde).

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

III.7 – Desconto Tarifário na Transmissão

62. A estimativa de repasses da CDE para compensar os descontos tarifários concedidos aos usuários da rede de transmissão de energia – gerador e consumidor de fonte incentivada – foi recalculada para R\$ 914 milhões, o que resulta em R\$ 53 milhões de aumento de gastos da CDE em relação à proposta da audiência pública. Essa alteração reflete as contribuições recebidas na audiência pública e considera:

- (i) os MUSTs contratados em 2018, a TUST do ciclo 2018/2019 para o 1º semestre de 2019 e a TUST estimada do ciclo 2019/2020 para o 2º semestre, pela variação do IPCA de 4,07% (Boletim FOCUS 7/12/2018); e
- (ii) os descontos tarifários do período de setembro a dezembro de 2018, cujos repasses foram suspensos por ocasião da revisão do orçamento da CDE de 2018, mais incidência de juros de 1% ao mês, conforme previsto no parágrafo 87 do Submódulo 5.2 do PRORET.

63. A tabela abaixo apresenta a composição da estimativa dos descontos tarifários na transmissão.

Tabela 7 – Desconto Tarifário na Transmissão em 2019

Período	Valor (milhões de R\$)
1º Semestre	332,79
2º Semestre	359,08
Set/18 a Dez/18	221,86
TOTAL	913,73

III.8 – Subvenção Cooperativas de Eletrificação Rural

64. A estimativa de repasses da CDE para custear a subvenção às cooperativas de eletrificação rural com reduzida densidade de carga foi recalculada para R\$ 297 milhões, o que resulta em R\$ 3 milhões de redução em relação à proposta de audiência pública. Essa alteração reflete as contribuições recebidas na audiência pública e considera os repasses mensais vigentes fixados nas resoluções homologatórias dos processos tarifários de cada permissionária em 2018, sobre os quais aplicou-se a previsão de variação do IPCA de 4,07% (Boletim FOCUS 7/12/2018).

III.9 – Reserva Técnica

65. A reserva técnica, prevista no item 3.3.11 do PRORET, visa garantir o atendimento dos compromissos do fundo, no limite de 5% do valor do orçamento anual, mas não está sendo considerada no orçamento, pelo terceiro ano consecutivo.

66. Tendo em vista que a CDE movimenta recursos da ordem de R\$ 20 bilhões, e que a CCEE não pode obter lucro ou prejuízo com a gestão do fundo, salientamos que flutuações no fluxo de receitas e despesas do fundo em relação aos valores estimados, que provoquem comprovado desequilíbrio de caixa, poderão ensejar revisões extraordinárias da CDE em 2019.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

III. 10 – Recursos da RGR

67. Conforme detalhado na Nota Técnica 255/2018, que apresentou complementação à proposta de orçamento anual da CDE de 2019 disponibilizada na AP 52, para incluir estimativas de impactos das Medidas Provisórias n. 855 e 856, de 13/11/2018, considerando ainda o cenário de privatização das distribuidoras AME e CEAL em dezembro de 2018, a atualização do saldo em conta em 31/12/2018, bem como as análises das contribuições recebidas na audiência pública, a estimativa de transferência de recursos da RGR para CDE em 2019 foi recalculada para o valor de **R\$ 1,240 bilhões**, resultando em uma redução de R\$ 207 milhões em relação à proposta da audiência pública.

68. Considerando a assunção do novo concessionário de distribuição de energia no Estado do Amazonas a partir de abril de 2019, a CCEE recalculou o valor dos reembolsos da CCC à distribuidora AME, no período de julho de 2017 a março de 2019, sem a aplicação dos critérios de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 e o §16 do art. 3º da Lei 12.111/2009, regulados pela ANEEL na Resolução Normativa 801/2017, para o valor de **R\$ 1,937 bilhões**, com atualização monetária pela variação mensal do IPCA¹⁵.

69. Conforme estabelece o art. 1º da MP 855/2018, esse valor deve ser pago com recursos da RGR, em 60 parcelas mensais a partir da assunção do novo proprietário da AME. Portanto, está sendo considerado em 2019 o pagamento de 9 parcelas mensais do valor total apurado de R\$ 1,937 bilhões, resultando na redução de transferências de recursos da RGR para a CDE no valor de **R\$ 290,620 milhões**.

70. Por outro lado, o saldo em conta em 31/12/2018, foi atualizado de R\$ 67 milhões para **R\$ 151 milhões**.

III.11 – Quota CDE USO

71. Pelo exposto, a quota anual da CDE - USO de 2019 resultou no valor de **R\$ 16,238 bilhões**, que corresponde à diferença entre o total das necessidades de recursos do fundo e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita.

72. Esse valor deve ser pago por todos os agentes que atendem consumidores finais, cativos e livres, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica (TUSD e TUST).

73. Considerando a proposta de orçamento da CDE de 2019, a diferenciação de custos entre as regiões e os níveis de tensão do atendimento em 2019 e o repasse da revisão do orçamento da CDE de 2018 às transmissoras e permissionárias de distribuição, as tabelas abaixo apresentam os custos unitários resultantes e o consequente rateio das quotas anuais entre os agentes.

¹⁵ Conforme disposto no parágrafo 89 do Submódulo 5.2 do PRORET.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

Tabela 8 - Custos Unitários da CDE em 2019

Subsistema	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)
		2019 (A)	Diferença Revisão 2018 (B)	Total (C)
N/NE	AT	11,49	1,41	12,90
	MT	13,38	1,56	14,93
	BT	14,54	1,66	16,20
S/SE/CO	AT	37,68	5,13	42,82
	MT	43,88	5,68	49,56
	BT	47,70	6,04	53,74

(A) Custos unitários aplicáveis às concessionárias de distribuição

(C) Custos unitários aplicáveis a transmissoras e permissionárias de distribuição

Tabela 9 - Rateio das Quotas Anuais da CDE em 2019

Agente	Subsistema	Nível de Tensão	MERCADO (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual	Part. %
			SET/17 A AGO/18	2019	2019	
Distribuidoras	N/NE	AT	10.951.042	11,49	R\$ 125.809.724,35	0,77%
		MT	22.750.036	13,38	R\$ 304.369.824,54	1,87%
		BT	48.937.872	14,54	R\$ 711.666.871,87	4,38%
	S/SE/CO	AT	57.020.598	37,68	R\$ 2.148.643.533,46	13,23%
		MT	99.679.517	43,88	R\$ 4.374.206.351,81	26,94%
		BT	165.297.371	47,70	R\$ 7.884.451.050,60	48,56%
Transmissoras	N/NE	AT	18.849.149	12,90	R\$ 155.402.010,38	0,96%
		MT	-	14,93	R\$ -	0,00%
		BT	-	16,20	R\$ -	0,00%
	S/SE/CO	AT	23.619.530	42,82	R\$ 431.689.177,14	2,66%
		MT	-	49,56	R\$ -	0,00%
		BT	-	53,74	R\$ -	0,00%
Permissionárias	N/NE	AT	-	12,90	R\$ -	0,00%
		MT	275	14,93	R\$ 338.187,85	0,00%
		BT	8.143	16,20	R\$ 798.582,75	0,00%
	S/SE/CO	AT	22.906	42,82	R\$ 554.440,85	0,00%
		MT	1.243.924	49,56	R\$ 38.993.883,74	0,24%
		BT	1.828.124	53,74	R\$ 60.775.384,01	0,37%
			450.208.486	36,07	R\$ 16.237.699.023,33	100,00%

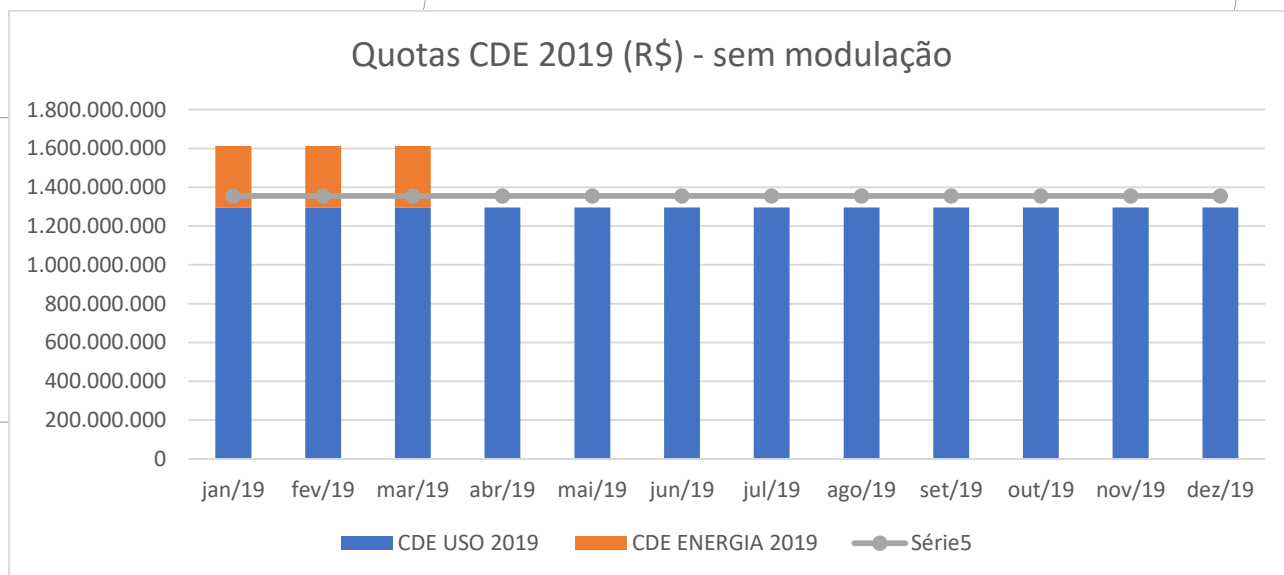
(Fls. 19 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

74. O mercado considerado para a definição das quotas CDE USO de 2019, referente ao período de setembro/2017 a agosto/2018¹⁶, foi atualizado em relação ao montante considerado na audiência pública, tendo em vista as contribuições recebidas que apontaram a necessidade de excluir o mercado faturado da autoprodução, bem como em função de retificações encaminhadas pelas distribuidoras no banco de dados da ANEEL.

75. Regra geral, para as concessionárias de distribuição, as quotas CDE USO são convertidas em duodécimos e devem ser pagas a partir de 10 de janeiro de 2019¹⁷. Entretanto, considerando as contribuições recebidas na audiência pública, as quotas mensais da CDE USO foram moduladas de forma a garantir um fluxo constante de pagamentos para as distribuidoras de janeiro a dezembro de 2019, considerando a soma dos valores das quotas CDE USO e CDE ENERGIA fixados para cada distribuidora. Com isso, evita-se uma sobrearrecadação de recursos pelo fundo de janeiro a março de 2019, período em que ainda serão recolhidas as quotas CDE ENERGIA, no montante de R\$ 316,386 milhões ao mês. Essa medida também ajuda a reduzir o déficit de caixa das distribuidoras com aniversário contratual no primeiro semestre do ano, que já acumulam um saldo de CVA CDE da ordem de R\$ 1,285 bilhões em função do descasamento entre a cobertura tarifária e as quotas CDE USO da revisão extraordinária do orçamento de 2018.

76. Os gráficos a seguir apresentam os fluxos de pagamento das quotas da CDE USO e CDE ENERGIA, no período de janeiro a dezembro de 2019, com e sem a referida modulação, bem como a cobertura tarifária das distribuidoras.

Gráfico 2 – Fluxo de pagamento das quotas da CDE de 2019 – sem modulação

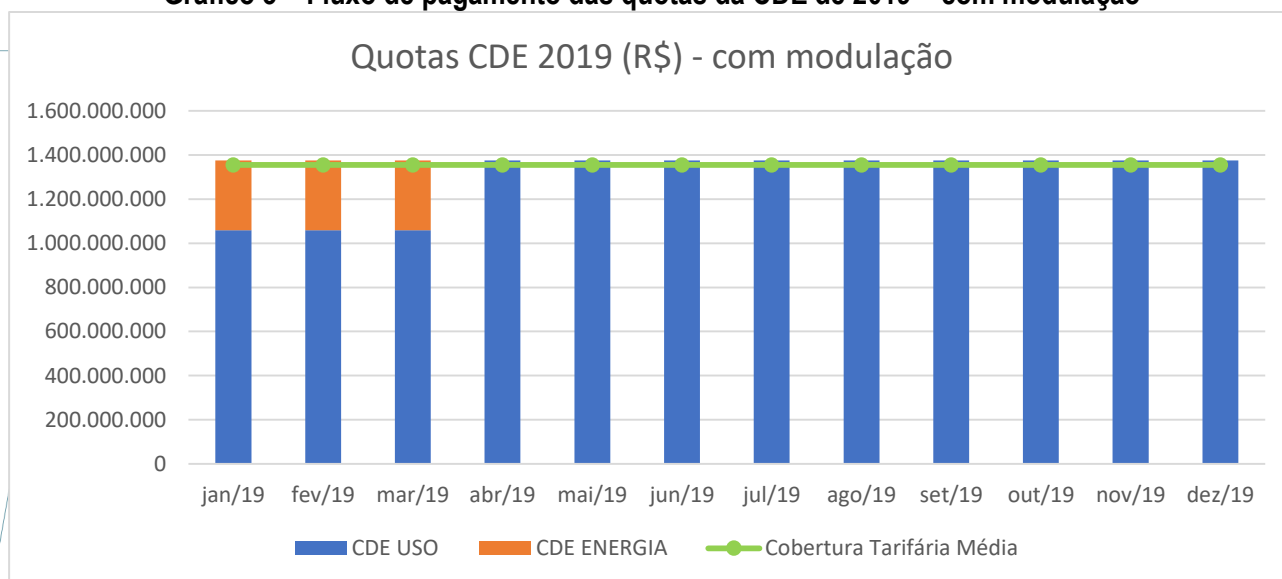


¹⁶ As informações são obtidas no banco de dados da ANEEL (SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica), no que se refere ao mercado dos consumidores cativos e livre do sistema de distribuição (mercado faturado, exceto a subclasse residencial baixa renda e o consumidor livre autoprodutor), e para o mercado de transmissão, considera-se as informações do ONS, constantes dos AVDs do mesmo período.

¹⁷ Com a aprovação do Submódulo 5.2 do Proret, a data de pagamento das quotas CDE-USO das concessionárias de distribuição foram alteradas do dia 10 do mês subsequente para o dia 10 do próprio mês de competência.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

Gráfico 3 – Fluxo de pagamento das quotas da CDE de 2019 – com modulação



77. Os valores das quotas anuais e mensais por distribuidora constam do Anexo desta Nota Técnica.

78. Quanto às permissionárias de distribuição e às concessionárias de transmissão, suas quotas nesse rateio consistem apenas em previsões, uma vez que a contribuição efetiva é fixada observando os procedimentos específicos definidos no Submódulo 5.2 do Proret.

79. Para as concessionárias de transmissão são fixadas quotas mensais por meio de Despacho da SGT, resultantes do faturamento do encargo tarifário junto aos consumidores da Rede Básica, considerando a aplicação da TUST-CDE vigente ao mercado realizado. Essa tarifa é definida a partir do custo unitário da CDE identificado no cálculo da quota anual do ano corrente, conforme tabela acima, para o respectivo subsistema e nível de tensão, com vigência de janeiro a dezembro de 2019, devendo ainda incidir as alíquotas de PIS/COFINS das respectivas transmissoras, conforme tabela abaixo.

Tabela 10 - TUST CDE 2019

Subsistema	TUST CDE 2019 (R\$/MWh)*		
	Sem tributos	Regime de Tributação Pis/Pasep/Cofins	
		Cumulativo	Não Cumulativo
N/NE	12,90	13,38	14,21
S/SE/CO	42,82	44,44	47,18

80. Para as permissionárias de distribuição as quotas anuais efetivas são definidas nos processos de reajuste ou revisão tarifária, também tendo por referência o custo unitário da CDE USO identificado no cálculo da quota anual do ano corrente, este aplicado ao respectivo mercado de referência. Tal procedimento decorre da ausência de mecanismo de compensação financeira pela diferença entre o custo realizado e a cobertura tarifária da permissionária, a exemplo da CVA aplicada às concessionárias de distribuição.

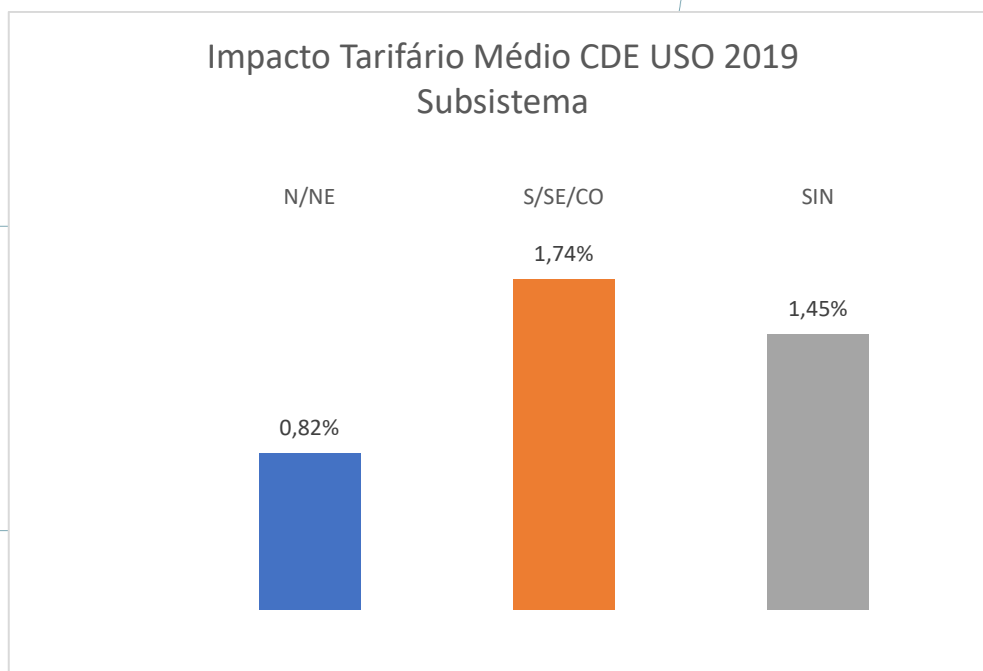
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

81. Em função do critério de rateio da quota CDE-USO, o impacto tarifário do aumento de seu valor em 2019 será diferenciado por região e por nível de tensão, com efeito maior a ser percebido pelos consumidores das regiões S/SE/CO conectados em AT e menor para os consumidores das regiões N/NE conectados na BT. Além disso, os consumidores das concessionárias de distribuição com processos tarifários a serem realizados até julho de 2019 sofrerão um impacto ainda maior em função da cobertura tarifária atual não contemplar a revisão do orçamento da CDE de 2018.

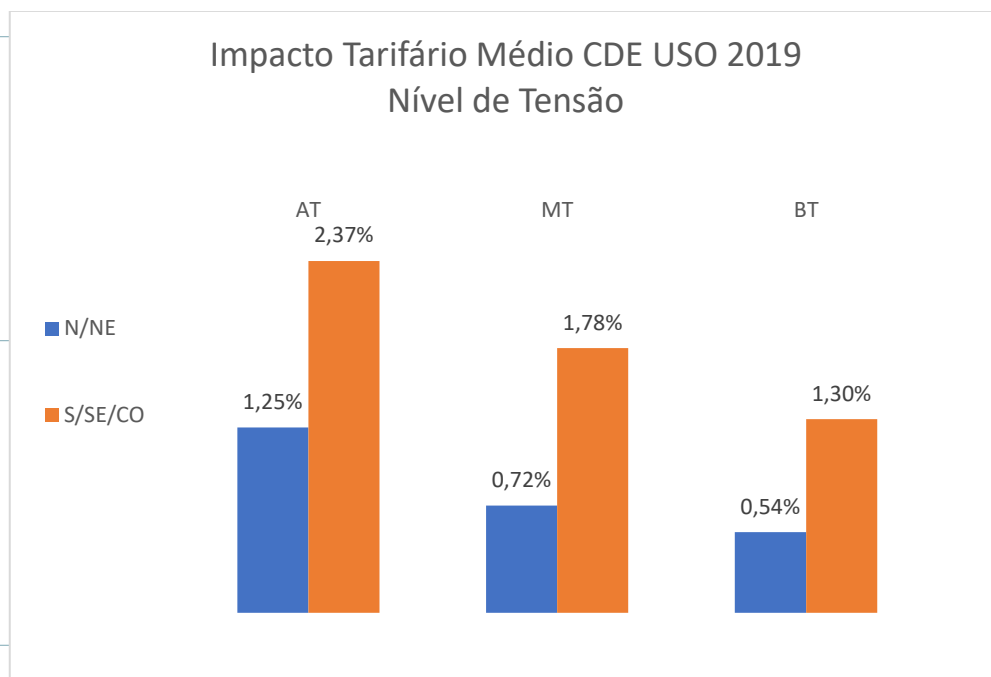
82. Os gráficos a seguir apresentam estimativas para os impactos tarifários médios das quotas CDE-USO de 2019.

Gráfico 4 - Impacto tarifário médio da QUOTA CDE-USO 2019 por região



(Fls. 22 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

Gráfico 5 - Impacto tarifário médio da QUOTA CDE-USO 2019 por nível de tensão



83. Adicionalmente, esclarecemos que os impactos tarifários médios apresentados nos gráficos acima não consideram o encerramento do recolhimento das quotas CDE Energia, a ser percebido pelos consumidores cativos, cujo impacto tarifário médio estimado é de redução de **1,64%**.

IV. DO DIREITO

84. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: Leis 10.438/2002, 12.111/2009, 12.212/2010, 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016, 13.360/2016; Medida Provisória nº 855/2018; Decretos 4.541/2002, 7.583/2011, 7.891/2013, 9.022/2017; Resoluções Normativas 472/2012, 800/2017, 801/2017; e Submódulos 5.1 e 5.2 do PRORET.

V. DA CONCLUSÃO

85. Tendo em vista o marco legal e regulatório da CDE, a consolidação do orçamento anual pela CCEE, as análises constantes desta Nota Técnica e das Notas Técnicas 243/2018 e 255/2018, bem como as contribuições recebidas Audiência Pública 52/2018, conclui-se pela aprovação do orçamento anual da CDE de 2019 no valor total de **R\$ 20,208 bilhões**, que inclui:

- (i) o Plano Anual de Custos – PAC da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC de 2019, no valor de **R\$ 6,310 bilhões**;
- (ii) o CAFT da CCEE com a gestão financeira dos fundos setoriais CDE, RGR e CCC em 2018, no valor de **R\$ 11 milhões**;
- (iii) as quotas anuais CDE USO de 2019, a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia, no valor total de **R\$ 16,238 bilhões**

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

- (iv) as previsões para os demais usos e fundos da CDE; e
- (v) os custos unitários da CDE de 2019, definidos em R\$/MWh, a serem percebidos pelos consumidores de energia elétrica das diferentes regiões e níveis de tensão do atendimento, conforme abaixo:

Tabela 11 - Custos Unitários da CDE 2019

Subsistema	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)
		2019 (A)	Diferença Revisão 2018 (B)	Total (C)
N/NE	AT	11,49	1,41	12,90
	MT	13,38	1,56	14,93
	BT	14,54	1,66	16,20
S/SE/CO	AT	37,68	5,13	42,82
	MT	43,88	5,68	49,56
	BT	47,70	6,04	53,74

(A) Custos unitários aplicáveis às concessionárias de distribuição

(C) Custos unitários aplicáveis a transmissoras e permissionárias de distribuição

VI. DA RECOMENDAÇÃO

86. Do exposto, e considerando o que consta do Processo 48500.004583/2017-90, recomenda-se:

- (i) Aprovar o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de 2019, no valor total de **R\$ 20,208 bilhões**, que contempla:
 - a) o Plano Anual de Custos (PAC) da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) de 2018, no valor de **R\$ 6,310 bilhões**;
 - b) os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários (CAFT) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) com a gestão de fundos setoriais, no valor de **R\$ 11 milhões**;
 - c) a Quota Anual CDE USO, a ser paga pelos agentes de transmissão e distribuição de energia, no valor de **R\$ 16,238 bilhões**; e
 - d) as previsões para os demais usos e fundos da CDE definidos no art. 13 da Lei 10.438/2002.
- (ii) Definir os custos unitários da CDE USO de 2019, por subsistema e nível de atendimento, aplicáveis às unidades consumidoras conectadas às instalações de transmissão e distribuição de energia, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo;

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/SRG/SFF/ANEEL, de 14/12/2018).

- (iii) Fixar as quotas anuais e mensais da CDE USO de 2019 para as concessionárias de distribuição de energia, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo, devidas no período de janeiro a dezembro de 2019, devendo ser pagas até o dia 10 do mês de competência;
- (iv) Fixar os valores das tarifas aplicáveis às unidades consumidoras conectadas às instalações de transmissão da Rede Básica, vigentes no período de janeiro a dezembro de 2019, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo;
- (v) Estabelecer a vigência das quotas CDE ENERGIA, fixadas no art. 6º da Resolução Homologatória nº 2.446/2018, até competência de fevereiro de 2019;
- (vi) revogar o item “i” do Despacho nº 314/2016, para retirar a limitação do montante de gás natural a ser considerado no custo total de geração; e
- (vii) Conforme minuta em anexo, proceder às seguintes alterações na Resolução Normativa nº 801/2017:
 - a) alterar as fórmulas dos artigos §§ 1º e 3º do art. 14 e art. 20, para fins de retificação;
 - b) autorizar a CCEE a proceder ao reembolso preliminar, a que se refere o art. 61, até 31/12/2019.

ALEXANDRE C. CALDAS
Especialista em Regulação

CAMILA F. B. LOPES
Especialista em Regulação

FELIPE A. C. MORAES
Especialista em Regulação

NADIA MAKI
Especialista em Regulação

FELIPE A. CALABRIA
Especialista em Regulação

GABRIEL DE JESUS A. BARJA
Especialista em Regulação

De acordo,

CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA
Superintendente de Regulação
dos Serviços de Geração

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

TICIANA FREITAS DE SOUSA
Superintendente de Fiscalização
Econômica e Financeira

ANEXO I – MINUTA DE RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº

DE DE DEZEMBRO DE 2018

Aprova o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2019, fixa as quotas anuais do encargo tarifário e dá outras providências.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto na Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, Lei nº 12.212, de 20 de janeiro de 2010, no Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, no Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, e o que consta do Processo nº 48500.004886/2018-93, resolve:

Art. 1º Aprovar o Orçamento Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2018, no valor de R\$ 20.208.302.411,26, que contempla:

I - o Plano Anual de Custos – PAC da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, no valor de R\$ 6.309.685.260,00;

II - os Custos Administrativos, Financeiros e Tributários – CAFT da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE com a gestão de fundos setoriais, no valor de R\$ 11.053.864,57;

III – a Quota Anual da CDE USO, a ser paga pelos agentes de transmissão e distribuição de energia, no valor de R\$ 16.237.699.023,33;

IV – as previsões para os demais usos e fundos da CDE definidos no art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002.

Art. 2º Definir os custos unitários da CDE USO de 2019, por subsistema e nível de tensão de atendimento, aplicáveis às unidades consumidoras conectadas às instalações de transmissão e distribuição de energia, conforme Anexo I.

Parágrafo único. Os custos unitários de que trata o *caput* são definidos para fins de cálculo das quotas anuais da CDE USO a serem pagas pelos agentes que atendem consumidor final, mediante encargo a ser incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST – CDE) e distribuição (TUSD – CDE).

Art. 3º Fixar as quotas anuais e mensais da CDE USO de 2019 para as concessionárias de distribuição de energia, conforme o Anexo II desta Resolução.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/ANEEL, de 14/12/2018).

§1º As quotas mensais de que trata o *caput*, das competências de janeiro a dezembro de 2019 devem ser recolhidas diretamente à CCEE até o dia 10 do mês da competência.

Art. 4º Para as permissionárias de distribuição, as quotas anuais e mensais da CDE USO de 2019 serão definidas nos respectivos processos tarifários de 2019, calculadas com base nos mercados de referência e nos custos unitários estabelecidos no art. 2º desta Resolução.

Parágrafo único. As quotas mensais de que trata o *caput* são definidas para os doze meses subsequentes ao respectivo processo tarifário de 2019, devendo ser recolhidas diretamente à CCEE até o dia 10 do mês seguinte ao da competência.

Art. 5º Para os agentes de transmissão, as quotas mensais da CDE USO do ano de 2019 serão definidas com base no disposto no Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, e nas tarifas fixadas no Anexo III desta Resolução, sendo aplicáveis às unidades consumidoras conectadas às instalações de transmissão da Rede Básica.

Parágrafo único. As tarifas de que trata o *caput* são definidas para o período de janeiro a dezembro de 2019, e as quotas mensais devem ser recolhidas pelos agentes de transmissão diretamente à gestora do fundo até o dia 10 do terceiro mês subsequente ao da medição.

Art. 6º Altera o parágrafo único do art. 6º da Resolução Homologatória nº 2.446, de 4 de setembro de 2018, que passa a vigorar com a seguinte redação:

“Parágrafo único. As quotas mensais de que trata o *caput* são definidas a partir do respectivo processo tarifário de 2018 até a competência de fevereiro de 2019, devendo ser recolhidas diretamente à gestora do fundo até o dia 10 do mês seguinte ao da competência.”

Art. 7º A íntegra desta Resolução e seus Anexos encontram-se juntados aos autos, bem como estarão disponíveis no endereço eletrônico <http://www.aneel.gov.br/biblioteca/>.

Art. 8º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA

ANEXO I
CUSTOS UNITÁRIOS DA CDE USO DE 2019

Subsistema	Nível de Tensão	Custo Unitário (R\$/MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)
		2019 (A)	Diferença Revisão 2018 (B)	Total (C)
N/NE	AT	11,49	1,41	12,90
	MT	13,38	1,56	14,93
	BT	14,54	1,66	16,20
S/SE/CO	AT	37,68	5,13	42,82

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/ANEEL, de 14/12/2018).

	MT	43,88	5,68	49,56
	BT	47,70	6,04	53,74

(A) Custos unitários aplicáveis às concessionárias de distribuição

(C) Custos unitários aplicáveis às transmissoras e permissionárias de distribuição

ANEXO II

QUOTAS DA CDE USO DE 2019 PARA AS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Concessionária de distribuição	Quota Anual CDE USO (R\$) - 2019	Quota Mensal CDE USO (R\$) - 2019	Quota Mensal CDE ENERGIA (R\$) - jan a mar 2019*	Quota Mensal CDE USO (R\$) - jan a mar 2019	Quota Mensal CDE USO (R\$) - abr a dez 2019
AME	77.816.530,71	6.484.710,89	74.623,67	6.428.743,14	6.503.366,81
BOA VISTA	12.908.985,20	1.075.748,77	22.925,59	1.058.554,57	1.081.480,16
CEA	14.443.651,68	1.203.637,64	17.439,53	1.190.557,99	1.207.997,52
CELPA	108.407.353,96	9.033.946,16	10.620.990,18	1.068.203,53	11.689.193,71
ETO	30.114.122,09	2.509.510,17	1.578.640,86	1.325.529,53	2.904.170,39
CEAL	45.528.607,86	3.794.050,66	4.131.385,16	695.511,79	4.826.896,94
CELPE	173.154.919,87	14.429.576,66	6.360.834,91	9.658.950,47	16.019.785,38
CEMAR	75.373.374,85	6.281.114,57	4.393.630,01	2.985.892,06	7.379.522,07
CEPISA	44.775.772,45	3.731.314,37	1.702.616,69	2.454.351,85	4.156.968,54
COELBA	250.249.809,20	20.854.150,77	8.023.267,44	14.836.700,19	22.859.967,63
ENEL CE	143.978.950,45	11.998.245,87	5.695.355,66	7.726.729,13	13.422.084,79
COSERN	65.023.716,55	5.418.643,05	2.853.690,13	3.278.375,45	6.132.065,58
EBO	8.300.840,67	691.736,72	645.121,77	207.895,39	853.017,16
EPB	52.637.903,60	4.386.491,97	2.065.575,60	2.837.310,27	4.902.885,87
ESE	34.670.615,51	2.889.217,96	2.098.753,69	1.315.152,69	3.413.906,38
SULGIPE	4.461.266,11	371.772,18	-	371.772,18	371.772,18
CEB-DIS	279.103.268,98	23.258.605,75	4.179.333,01	20.124.105,99	24.303.439,00
Enel GO	599.452.085,54	49.954.340,46	11.910.500,54	41.021.465,05	52.931.965,60
EMT	380.116.619,31	31.676.384,94	1.719.105,43	30.387.055,87	32.106.161,30
CERON	141.114.365,64	11.759.530,47	2.658.730,12	9.765.482,88	12.424.213,00
CHESP	5.457.258,12	454.771,51	23.836,52	436.894,12	460.730,64
ELETROACRE	45.479.900,67	3.789.991,72	573.743,41	3.359.684,17	3.933.427,58
EMS	234.488.395,18	19.540.699,60	2.199.759,74	17.890.879,79	20.090.639,53
ENEL RJ	473.721.108,68	39.476.759,06	11.942.904,25	30.519.580,87	42.462.485,12
EDP SP	610.462.150,62	50.871.845,89	10.046.835,97	43.336.718,90	53.383.554,88
ESS	185.797.428,28	15.483.119,02	3.033.730,99	13.207.820,78	16.241.551,77
Cemig-D	1.796.722.646,53	149.726.887,21	30.837.991,43	126.598.393,64	157.436.385,07
CPFL Santa Cruz	121.170.454,86	10.097.537,90	1.828.895,28	8.725.866,44	10.554.761,72
CPFL PIRATININGA	603.537.735,02	50.294.811,25	11.007.407,64	42.039.255,52	53.046.663,16
CPFL PAULISTA	1.337.400.852,57	111.450.071,05	23.093.526,33	94.129.926,30	117.223.452,63

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/ANEEL, de 14/12/2018).

DMED	23.236.815,68	1.936.401,31	193.318,26	1.791.412,61	1.984.730,87
ELEKTRO	712.422.009,53	59.368.500,79	15.855.395,24	47.476.954,37	63.332.349,60
ELETROPAULO	1.893.386.934,70	157.782.244,56	32.687.381,53	133.266.708,41	165.954.089,94
ELFSM	22.777.123,67	1.898.093,64	-	1.898.093,64	1.898.093,64
EMG	64.908.092,50	5.409.007,71	882.912,75	4.746.823,14	5.629.735,90
ENF	14.655.286,45	1.221.273,87	4.627,18	1.217.803,49	1.222.430,66
EDP ES	338.091.049,72	28.174.254,14	7.814.276,37	22.313.546,87	30.127.823,24
LIGHT	1.048.996.373,48	87.416.364,46	27.671.894,77	66.662.443,38	94.334.338,15
RGE SUL	374.311.625,22	31.192.635,44	7.600.968,97	25.491.908,71	33.092.877,68
CEEE-D	361.877.773,69	30.156.481,14	9.114.148,49	23.320.869,77	32.435.018,26
Celesc-DIS	993.568.957,43	82.797.413,12	23.133.912,35	65.446.978,86	88.580.891,21
COCEL	14.205.353,72	1.183.779,48	4.842,47	1.180.147,63	1.184.990,09
COOPERALIANÇA	9.329.264,85	777.438,74	8.541,03	771.032,96	779.574,00
Copel-DIS	1.269.497.599,84	105.791.466,65	20.715.352,22	90.254.952,49	110.970.304,71
DEMEI	6.321.548,44	526.795,70	526,54	526.400,80	526.927,34
EFLJC	784.802,70	65.400,22	-	65.400,22	65.400,22
EFLUL	4.278.747,66	356.562,31	-	356.562,31	356.562,31
ELETROCAR	8.267.791,12	688.982,59	7.984,36	682.994,32	690.978,68
FORCEL	2.928.424,02	244.035,34	2.669,62	242.033,12	244.702,74
HIDROPAN	5.367.992,65	447.332,72	2.400,52	445.532,33	447.932,85
IENERGIA	12.270.395,59	1.022.532,97	85.934,08	958.082,40	1.044.016,49
MuxEnergia	3.129.414,41	260.784,53	851,39	260.145,99	260.997,38
RGE	405.468.103,35	33.789.008,61	5.257.054,43	29.846.217,79	35.103.272,22
UHENPAL	3.195.185,45	266.265,45	-	266.265,45	266.265,45
TOTAL	15.549.147.356,62	1.295.762.279,72	316.386.144,15	1.058.472.671,61	1.374.858.815,76

*Competências de dezembro de 2018, janeiro e fevereiro de 2019, com pagamentos nos meses de janeiro a março de 2019

ANEXO III TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE TRANSMISSÃO - TUST ENCARGOS - CDE 2019

Subsistema	TUST CDE 2019 (R\$/MWh)*		
	Sem tributos	Regime de Tributação Pis/Pasep/Cofins	
		Cumulativo	Não Cumulativo
N/NE	12,90	13,38	14,21
S/SE/CO	42,82	44,44	47,18

* Valores com tributos Pis/Pasep/Cofins: Cumulativo (3,65%), Não cumulativo (9,25%).

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/ANEEL, de 14/12/2018).

ANEXO II – MNIUTA DE RESOLUÇÃO NORMATIVA

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº , DE DE DE 2018

Altera a Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com a deliberação da Diretoria, tendo em vista o disposto no art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, na Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, e o que consta do Processo nº 48500.004886/2018-93, resolve:

Art. 1º O § 1º do art. 14 da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

§ 1º

$$Q_{efetiva} = \min | Q_{compra}; Q_{2002} | \cdot \left(\frac{\eta_{usina}}{\eta_{ref}} \right) + E_{est} - \frac{E_{hist}}{5} - E_{A-1}$$

Onde:

Q_{efetiva}: quantidade efetiva de carvão mineral, em toneladas;

Q_{compra}: quantidade de compra mínima de carvão mineral estipulada no contrato vigente, em toneladas;

Q₂₀₀₂: quantidade de compra mínima de carvão mineral estipulada no contrato vigente em 29/4/2002, em toneladas;

η_{usina}: eficiência energética líquida da central geradora, em %;

η_{ref}: eficiência energética líquida de referência, 25% (vinte e cinco por cento) para central geradora de potência instalada até 50MW, 30% (trinta por cento) para acima de 50MW e até 150MW e 35% (trinta e cinco por cento) para as demais;

E_{estr.}: (estoque estratégico) quantidade de carvão, em toneladas, equivalente a dois meses da compra mínima anual, custeada pela CDE e repostada pelo agente beneficiário quando utilizada;

E_{hist.}: (estoque histórico) quantidade de carvão, em toneladas, paga pela CDE e não consumida, até 31 de dezembro de 2016; e

E_{A-1}: estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior, em toneladas.

Art. 2º O § 3º do art. 14 da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 278/2018-SGT/ANEEL, de 14/12/2018).

§ 3º

$$CT_{\text{comb}} = \text{mín} \left[CT_{2013-2015}; \left[Q_{\text{efetiva}} \cdot P_{\text{compra}} + Q_{\text{sec}} \cdot P_{\text{sec}} \cdot \left(\frac{\eta_{\text{usina}}}{\eta_{\text{ref}}} \right) \right] \right]$$

Onde:

CT_{comb}: custo total com combustíveis, em R\$;

P_{compra}: menor valor entre o preço do carvão mineral estipulado no contrato vigente e o preço homologado pela ANEEL, em R\$/t;

Q_{sec}: quantidade dos combustíveis secundários medida pelo SCD, em L ou kg;

P_{sec}: preço médio mensal dos combustíveis secundários, aplicados os limites de preços, em R\$/L ou R\$/kg;

CT₂₀₁₃₋₂₀₁₅: custo médio do combustível reconhecido pela CDE para fins de reembolso nos anos de 2013, 2014 e 2015, corrigido pelo IPCA de setembro de cada ano, em R\$;

η_{usina}: eficiência energética líquida da central geradora, em %; e

η_{ref}: eficiência energética líquida de referência, 25% (vinte e cinco por cento) para central geradora de potência instalada até 50MW, 30% (trinta por cento) para acima de 50MW e até 150MW e 35% (trinta e cinco por cento) para as demais.

Art. 3º O art. 20 da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 20. Deve-se aplicar o critério de eficiência energética da central geradora no reembolso aos beneficiários da Subconta Carvão Mineral conforme as equações dos §§ 1º e 3º do art. 14, e tendo em vista o disposto neste artigo.

§ 1º

Art. 4º O art. 61 da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 61. A CCEE fica autorizada, até 31/12/2019, a proceder ao reembolso preliminar do custo de contratação de potência e energia elétrica, de locação de grupos geradores e de aquisição de combustíveis, incluindo os tributos eficientes incidentes, no âmbito da CCC.”

Art. 5º Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA