

Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL.

Em 14 de dezembro de 2017.

Processo nº 48500.004583/2017-90.

Assunto: **Orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2018, após realização da Audiência Pública nº 63/2017.**

## I - DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo submeter à apreciação da Diretoria Colegiada da ANEEL, proposta de orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE de 2018, após análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 63/2017.

## II - DOS FATOS

2. Instituída pela Lei 10.438/2002<sup>1</sup>, a CDE é um fundo setorial que tem por objetivo prover recursos para o custeio de diversas políticas públicas do setor elétrico 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.
3. São objetivos da CDE, prover recursos para:
  - (i) A universalização do serviço de energia elétrica em todo território nacional (Programa Luz para Todos – PLpT);
  - (ii) A modicidade da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE aplicada aos consumidores da subclasse residencial baixa renda;
  - (iii) A instalação do ramal de conexão, do kit de instalação interna e do padrão de entrada sem o medidor para domicílios rurais com ligações monofásicas ou bifásicas, destinadas a famílias de baixa renda não atendidas pelo PLpT;

<sup>1</sup> Art. 13 da Lei 10.438/2002.



(Fls. 2 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

(iv) Compensar benefícios tarifários concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica (gerador e consumidor de fonte incentivada; rural; irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de irrigação; serviço público de água, esgoto e saneamento; distribuidoras de pequeno porte, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; e cooperativas de eletrificação rural com reduzida densidade de carga em relação à principal distribuidora supridora);

(v) Reembolsar parcela do custo da geração de energia elétrica em sistemas isolados, acima do custo médio da energia no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional – SIN (ACR médio), de que trata a Conta de Consumo de Combustíveis - CCC;

(vi) Promover a competitividade da energia produzida a partir de carvão mineral nacional e a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e outras fontes renováveis;

(vii) Programas de Desenvolvimento e Qualificação de Mão de Obra Técnica, no segmento de instalação de equipamentos de energia fotovoltaica; e

(viii) Gestão e movimentação da CDE, da CCC e da Reserva Geral de Reversão - RGR pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, incluídos os custos administrativos, os custos financeiros e os tributos.

4. O Decreto 9.022/2017, regulamentou a CDE com base nas alterações mais recentes promovidas pelas Leis 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016, estabelecendo que o orçamento anual deve ser consolidado pelo gestor do fundo e aprovado pela ANEEL mediante realização de audiência pública.

5. A aprovação do orçamento anual da CDE contempla a fixação das quotas anuais a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia, que deve corresponder à diferença entre a necessidade total de recursos do fundo e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita (Multas, UBP, União, RGR e outras).

6. O orçamento da CDE de 2017 foi aprovado pela ANEEL por meio da Resolução Homologatória (REH) 2.202/2017<sup>1</sup>, resultante da Audiência Pública 90/2016, com gastos totais de R\$ 15,9 bilhões e quotas anuais de R\$ 9,3 bilhões.

7. A partir de 1º de maio de 2017, a CCEE assumiu a gestão dos fundos setoriais CDE, CCC e RGR, em substituição à Centras Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras.

8. A proposta de regulamentação da CDE, de que trata o Submódulo 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, foi submetida à Audiência Pública 62/2017<sup>2</sup>. A proposta orçamentária apresentada nesta Nota Técnica contempla as propostas de regulamentação da CDE, que prevê o seguinte rito orçamentário:

Prazo	Ação
Até 15/09	CCEE recebe informações do MME, ANEEL, ONS e Eletrobras
Até 15/10	CCEE encaminha à ANEEL o orçamento consolidado
Até 31/10	Abertura de Audiência Pública

<sup>1</sup> Alterada pela REH 2.204/2017.

<sup>2</sup> Processo 48500.002306/2017- 42.



(Fls. 3 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

De 1º a 30/11	Audiência Pública
Até 22/12	Aprovação do Orçamento

### Quadro 1 – Rito Orçamentário da CDE.

9. Em 21/06/2017, a CCEE<sup>1</sup> requereu a revisão do Orçamento Anual da CDE de 2017, tendo em vista a estimativa de insuficiência de recursos para fazer frente às obrigações do fundo.
10. Em 11/10/2017, a CCEE<sup>2</sup> encaminhou a proposta do Orçamento Anual da CDE de 2018.
11. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, por meio da Nota Técnica 137/2017-SRG/ANEEL, analisou o Plano Anual de Custos (PAC) da CCC dos Sistemas Isolados e a previsão de gastos da CDE com a subvenção do carvão mineral nacional, para o ano de 2018.
12. Esta Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, por meio da Nota Técnica 336/2017-SGT/ANEEL, analisou a solicitação da CCEE de revisão do Orçamento da CDE de 2017 e a proposta para o orçamento de 2018, a ser disponibilizada em Audiência Pública (AP).
13. Em 31/10/2017, a Diretoria Colegiada da ANEEL, na 41ª Reunião Pública Ordinária, decidiu por: (i) conhecer do requerimento administrativo interposto pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE com vistas à revisão do Orçamento Anual da CDE de 2017 e determinar a CCEE que atualize a estimativa de déficit ou superávit da conta no ano corrente, após a realização das receitas e despesas dos meses de outubro e novembro, para fins de consideração na aprovação do Orçamento Anual da CDE de 2018; e (ii) instaurar Audiência Pública, por intercâmbio documental, no período de 1º a 30 de novembro 2017, a fim de colher subsídios e informações adicionais para a aprovação do Orçamento Anual da CDE de 2018.
14. A seguir apresentamos a proposta consolidada do Orçamento da CDE de 2018, após análise das contribuições recebidas na AP 63/2017, pelas seguintes áreas técnicas: SGT, SRG, Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF e Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD.

## III - DA ANÁLISE

### III.1 – Audiência Pública 63/2017

15. Na AP 63/2017 foram recebidas 72 contribuições de 18 agentes setoriais, dentre os quais: o gestor do fundo, beneficiários diretos e indiretos do fundo, federação de indústrias, conselho de consumidores, associações representativas de consumidores e de produtores de energia.
16. O Relatório de Análise de Contribuições – RAC, em Anexo, apresenta as respostas a cada uma das contribuições, que foram segregadas em 11 principais temas: racionalização da CDE; concatenação das quotas das distribuidoras; reserva técnica; rateio da CDE; restos a Pagar; PLpT; Baixa Renda; descontos na distribuição; descontos na transmissão; carvão mineral; e CCC.

<sup>1</sup> Carta CT-CCEE - 0962/2017, de 21/6/2017, SIC 48513.021695/2017-00, e Carta CT-CCEE -1021/2017, de 4/7/2017, SIC 48513.024015/2017-00.

<sup>2</sup> Carta CT-CCEE-1472/2017, de 11/10/2017, SIC 48513.035117/2017-00, e Carta CT-CCEE-1528/2017, de 24/10/2017. SIC 48513.035714/2017-00.



(Fls. 4 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

17. A tabela a seguir sintetiza o resultado das análises das contribuições da AP 63/2017.

**Tabela 1 – Avaliação das contribuições da AP 63/2017.**

Avaliação	Aceita	14	19%
	Aceita Parcialmente	13	18%
	Não Aceita	40	56%
	Não se aplica	5	7%
	<b>Total</b>	<b>72</b>	<b>100%</b>

### III.2 – Revisão do Orçamento da CDE de 2017

18. Na proposta orçamentária da CDE de 2018, consolidada pela CCEE e submetida à AP 63/2017, não foram consideradas estimativas de restos a pagar ou de saldo em conta corrente dos fundos setoriais em 31/12/2017.

19. O Orçamento da CDE de 2017<sup>1</sup> foi aprovado com gastos totais de R\$ 15,9 bilhões e quotas anuais de R\$ 9,3 bilhões. Todavia, restava pendente de análise dessa Agência o pedido da CCEE para a revisão desse orçamento da CDE de 2017, em R\$ 2,127 bilhões, motivado pela estimativa de insuficiência de recursos na conta.

20. A análise preliminar desta SGT apontou a necessidade de atualizações e ajustes na previsão de déficit da CDE em 2017 encaminhada pela CCEE, sobretudo em função da não consideração da decisão da ANEEL, constante do Despacho 2.504/2017, que determinou à Eletrobras a restituição do fundo em R\$ 2,9 bilhões até 15/11/17, como resultado do processo de fiscalização que reprocessou todos os reembolsos da CCC à Amazonas Energia Distribuição, no período de julho de 2009 a junho de 2016.

21. Dessa forma, e dada a proximidade do encerramento do exercício, conclui-se pela consideração de estimativa atualizada de déficit ou superávit da CDE em 2017 no orçamento de 2018, após a realização das receitas e despesas dos meses de outubro e novembro do ano corrente.

22. Em 27/11/2017, a CCEE<sup>2</sup>, em atendimento ao Despacho 3.683/2017, encaminhou estimativa atualizada do déficit da CDE em 2017, no valor de **R\$ 1,061 bilhões**, que considerada as receitas e despesas realizadas até novembro e valores estimados para dezembro.

23. A tabela e o gráfico a seguir apresentam comparações entre o Orçamento Anual da CDE de 2017 aprovado pela ANEEL e os valores realizados conforme informação da CCEE.

**Tabela 2 – CDE de 2017, comparação entre orçamento e valores realizados.**

CDE 2017 (em R\$ milhões)			
DESPESAS	Orçamento	Realizado	Diferença
PLPT	1,172	0,891	-0,281
Baixa Renda	2,498	2,362	-0,136
Carvão	0,909	0,913	0,004

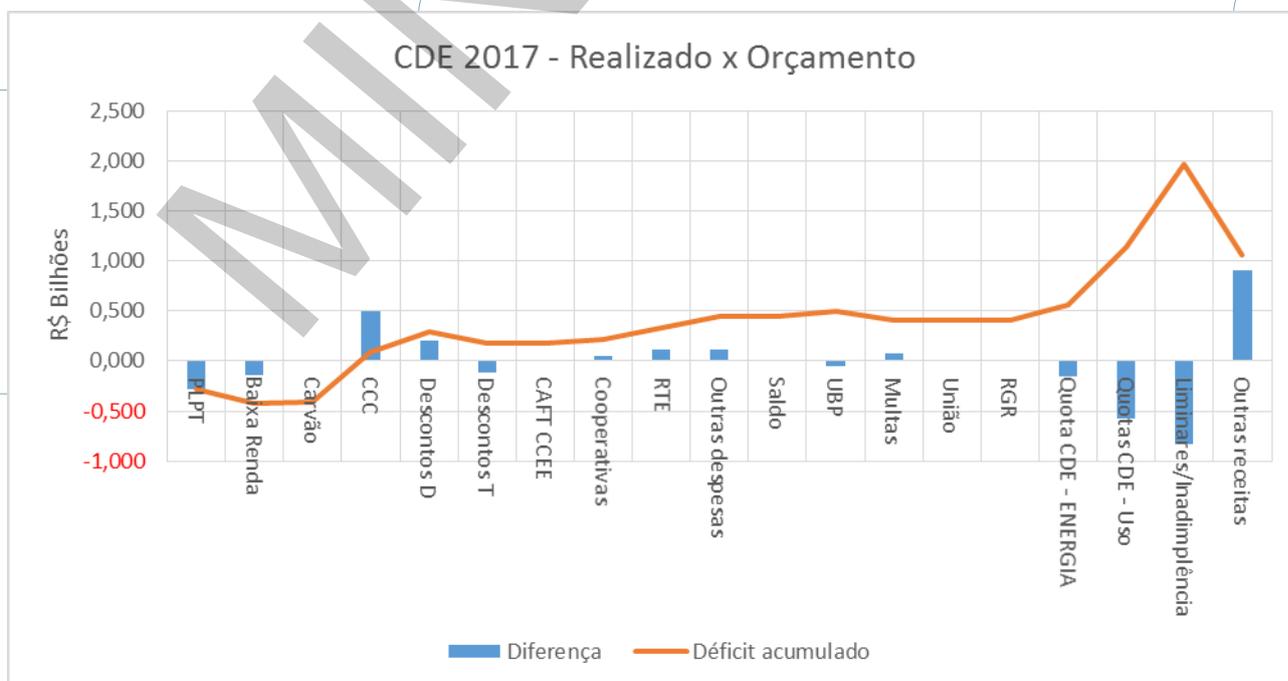
<sup>1</sup> Após a AP 90/2016, o Orçamento da CDE de 2017 foi aprovado pela REH 2.202/2017, alterada pela REH 2.204/2017.

<sup>2</sup> CT-CCEE-1705/2017, de 27/11/2017, SIC 48513.039913/2017-00.



(Fls. 5 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

CCC	5,056	5,551	0,495
Descontos D	6,022	6,230	0,208
Descontos T	0,288	0,171	-0,117
CAFT CCEE	0,015	0,015	-0,000
Cooperativas	0,000	0,043	0,043
RTE	0,000	0,117	0,117
Outras despesas	0,000	0,110	0,110
<b>Despesa Total</b>	<b>15,960</b>	<b>16,404</b>	<b>0,444</b>
<b>RECEITAS</b>			
	<b>Orçamento</b>	<b>Realizado</b>	<b>Diferença</b>
Saldo	0,714	0,714	0,000
UBP	0,668	0,619	-0,049
Multas	0,176	0,257	0,081
União	0,000	0,000	0,000
RGR	1,210	1,211	0,001
Quota CDE - ENERGIA	3,690	3,537	-0,153
Quotas CDE - Uso	9,319	8,748	-0,571
Inadimplência e Liminares	0,000	-0,829	-0,829
Outras receitas	0,184	1,086	0,902
<b>Receita Total</b>	<b>15,960</b>	<b>15,343</b>	<b>-0,617</b>



**Gráfico 1 – CDE de 2017, comparação entre orçamento e valores realizados.**

24. Com relação ao orçamento anual aprovado pela ANEEL, verifica-se que o déficit da CDE em 2017 decorreu principalmente do aumento de gastos da CCC e dos descontos tarifários na distribuição, além

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

da frustração na arrecadação das quotas pagas pelos agentes em função da inadimplência setorial e do efeito de decisões judiciais liminares que isentam consumidores específicos do pagamento do encargo e permitem a compensação entre créditos e débitos das distribuidoras com o fundo setorial. Por outro lado, a redução dos gastos do PLpT e a atuação da CCEE no recebimento de dívidas dos agentes com o fundo setorial, amenizaram o déficit estimado.

25. Destaca-se também a não realização da entrada de R\$ 2,9 bilhões de recursos no fundo em 15/11/2017, conforme previa inicialmente o Despacho 2.504/2017, que estabeleceu o ressarcimento ao fundo pela Eletrobrás como resultado do processo de fiscalização que reprocessou todos os reembolsos da CCC à Amazonas Distribuição, no período de julho de 2009 a junho de 2016. Em função do reconhecimento pela ANEEL de requerimento administrativo interposto pela Eletrobras, a data de pagamento desse ressarcimento foi postergada para 2018.

26. A realização desse ressarcimento em 2017 teria invertido a posição da CDE de deficitária em R\$ 1,061 bilhões para superavitária em R\$ 1,9 bilhões. Por outro lado, a entrada desse recurso em 2018 poderá resultar na redução da necessidade de arrecadação de quotas anuais da CDE, na medida do ressarcimento realizado. Todavia, permanece a incerteza quanto ao efetivo pagamento pela Eletrobras, especialmente em razão da decisão judicial proferida em 18/12/2017 no âmbito da Apelação Cível 0026107-81.2012.4.01.3400/DF que determinou a retirada de pauta do processo 48500.004972/2016-34, cujo objeto era a análise por esta Diretoria do Despacho nº 2.504/2017. Ademais, dado o relevante impacto desse recurso no Orçamento Anual da CDE de 2018, bem como no fluxo de caixa da Conta, que já se encontra deficitária em 31/12/2017, a proposta em tela não observa esse ressarcimento, devendo o orçamento ser revisitado imediatamente após a confirmação do pagamento pela Eletrobras.

27. Pelo exposto, o déficit estimado na CDE em 2017, no valor de R\$ 1,061 bilhões, conforme informação da CCEE, deve ser considerado no Orçamento Anual da CDE de 2018, na rubrica “restos a pagar”, a título de revisão do Orçamento Anual da CDE de 2017.

28. Todavia, em função do atual desequilíbrio de caixa da conta, que já resulta em glosas nos reembolsos da conta realizados em dezembro de 2017, estima-se que ainda poderá haver atrasos nos repasses dos recursos do fundo aos seus beneficiários nos primeiros meses de 2018, cabendo a fixação de parcelas mensais maiores da quota anual de 2018 nesse período, de forma a garantir o equilíbrio econômico e financeiro da conta, conforme será explicado adiante.

29. Conforme regulamentação, dada pelo Decreto n. 9.022/017 e o Submódulo 5.2 do Proret, preservadas as finalidades cujos recursos possuem destinação específica e o CAFT da CCEE, as glosas nos reembolsos da CDE devem ser proporcionais aos direitos dos beneficiários previstos no orçamento anual aprovado pela ANEEL, cabendo a incidência de juros sobre os valores em atraso.

30. Na AP 63/2017 foram recebidas contribuições contrárias à consideração de quaisquer valores a título de “restos a pagar” no Orçamento Anual da CDE de 2018 sem prévia fiscalização da ANEEL, devendo os resultados dos processos fiscalizatórios ser submetidos a audiência pública específica.

31. Com relação a essa contribuição, esclarecemos que os processos de fiscalização da ANEEL são realizados de forma programada e planejada, observando rito administrativo próprio, que é independente do rito orçamentário da CDE. Nesses processos, que são públicos, é garantido o direito a ampla defesa e ao contraditório dos afetados, ficando disponíveis para consulta dos órgãos de controle e da sociedade em geral.

32. Além disso, conforme já mencionado, está em curso na ANEEL amplo processo de fiscalização da CCC, que envolve o reprocessamento de todos os reembolsos realizados aos beneficiários desde julho de 2009, cujos resultados serão considerados no orçamento anual da CDE na medida em que forem aprovados em definitivo pela ANEEL. Para 2018, a SFF está desenvolvendo projeto de monitoramento



(Fls. 7 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

contínuo e remoto dos fundos setoriais de forma a aumentar a celeridade e a eficácia dos processos de fiscalização.

33. Outras medidas que contribuem para a auditoria dos fundos setoriais estão regulamentadas no Submódulo 5.2 do Proret, que prevê a prestação de contas anual pela CCEE, diretrizes para a validação e auditoria dos benefícios concedidos, além da publicação na *internet* de todas as informações relativas aos fundos setoriais e aos seus beneficiários.

### III.3 – Recursos da RGR

34. A partir da publicação da Lei 13.360/2016, os recursos da RGR passam ser destinados, conforme definição do Poder Concedente, aos seguintes objetivos:

(i) Custeio dos estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidroelétricos;

(ii) Empréstimos destinados a custeio ou investimento a serem realizados por empresa controlada direta ou indiretamente pela União que tenha sido designada à prestação de serviço nos termos do § 1º, art. 9º, da Lei nº 12.783/2013, ou por empresa autorizada conforme § 7º, art. 9º, da Lei nº 12.783/2013; e

(iii) Dispêndios da CDE.

35. Conforme estabelece o Decreto 9.022/2017, ao final de cada ano civil, o saldo da RGR, correspondente à diferença entre as receitas do fundo (que inclui quotas pagas pelos agentes, reposição de empréstimos concedidos, amortização e juros de reversão, rendimentos financeiros de seus recursos, juros de mora e multas por atraso de pagamentos ao fundo, dentre outros) e as suas destinações, deve ser transferido à CDE, preservados os recursos necessários para os empréstimos às distribuidoras designadas.

36. A ANEEL, por meio da Resolução Normativa (REN) 748/2016, estabeleceu as condições para a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica por distribuidora designada nos termos do art. 9º da Lei n. 12.783/2013 e da Portaria MME nº 388/2016-MME, tendo estabelecido, inclusive, as regras para a concessão de empréstimos da RGR a essas empresas.

37. Para fins de previsão dos recursos da RGR que poderão ser transferidos à CDE em 2018, a previsão de arrecadação de quotas da RGR a serem pagas pelos agentes de geração e transmissão de energia, o saldo do fundo de reversão e a estimativa de empréstimos às distribuidoras designadas são informados pela SFF, cabendo à Eletrobras informar a previsão de reposição de financiamentos concedidos.

38. O MME<sup>1</sup>, em resposta à solicitação desta Agência<sup>2</sup>, quanto ao prazo necessário para que o serviço prestado pelas distribuidoras designadas fosse assumido por novo concessionário, informou o que se segue.

39. Conforme dispõe a Portaria MME 468/2017, as prestações de serviços de que tratam as Portarias MME 420, 421, 422, 423, 424 e 425/2016, dar-se-ão nos termos estabelecidos na Portaria 388/2016, até a assunção do novo concessionário ou até 31 de julho de 2018, o que ocorrer primeiro.

<sup>1</sup> Ofício n. 327/2017/SE-ANEEL, de 08/12/17, SIC 48513.041389/2017-00.

<sup>2</sup> Ofício n. 427/2017-DR/ANEEL, de 07/11/17, SIC 48510.001367/2017-00.



(Fls. 8 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

40. Dessa forma, por precaução, o MME entende que a ANEEL deve preservar na RGR recursos compatíveis com a concessão de empréstimos às distribuidoras designadas Amazonas, Boa Vista, CEAL, CEPISA, CERON, ELETROACRE, até **31 de julho de 2018**.

41. A Portaria MME 468/2017 não alcançou a CEA, pois o prazo para licitar essa distribuidora encontra-se definido no art. 8º da Lei 12.783/2013. Nesse caso, o MME entende que a ANEEL deve considerar a data de **30 de junho de 2018** como limite para a concessão dos empréstimos da RGR.

42. Com base nas informações do MME, a SFF calculou a estimativa de empréstimos da RGR a serem concedidos às distribuidoras designadas em 2018, no total de **R\$ 907,815 milhões**, conforme tabela abaixo.

**Tabela 3 – Empréstimos da RGR às distribuidoras designadas, em 2018.**

Distribuidoras Designadas	Valor Teto RGR pré flexibilização (REH 2.199/2017) – R\$	Redução RGR pela flexibilização das tarifas – R\$	Valor Teto RGR pós flexibilização – R\$	Parcelas	Orçamento CDE – R\$
AMAZONAS	68.188.825	23.813.481	44.375.345	6,7	295.835.631
BOA VISTA CAPITAL	11.385.981	2.696.391	8.689.590	6,7	57.930.599
BOA VISTA INTERIOR	2.798.893		2.798.893	6,7	18.659.289
CEAL	27.611.420	8.810.042	18.801.378	6,7	125.342.523
CEPISA	39.326.152	9.266.547	30.059.605	6,7	200.397.368
CERON	23.985.177	8.483.216	15.501.961	6,7	103.346.405
ELETROACRE	8.948.741	3.606.952	5.341.790	6,7	35.611.930
CEA	17.349.718	4.874.695	12.475.023	5,7	70.691.800
<b>Total</b>	<b>199.594.909</b>	<b>61.551.323</b>	<b>138.043.585</b>		<b>907.815.544</b>

43. A CCEE<sup>1</sup> encaminhou estimativa atualizada do saldo da RGR em 31/12/2017, no valor de **R\$ 397,442 milhões**.

44. Com isso, foi alterada a previsão de transferência de recursos da RGR à CDE em 2018, que resultou no valor de **R\$ 1,307 bilhões**.

45. A Tabela abaixo apresenta a estimativa atualizada do orçamento anual da RGR em 2018, considerando a informação da CCEE quanto ao saldo estimado em conta corrente em 31/12/2017, a informação do MME quanto ao prazo limite para a licitação das distribuidoras designadas e o dado da SFF sobre os valores limites dos empréstimos a serem concedidos a essas empresas.

**Tabela 4 – Orçamento da RGR de 2018**

(em R\$ milhões)	
DESPESAS	
EMPRÉSTIMO DISTRIBUIDORAS DESIGNADAS	- 907,82
INDENIZACOES DAS CONCESSOES	- 4,33
MME	- 23,31

<sup>1</sup> CT-CCEE-1705/2017, de 27/11/2017, SIC 48513.039913/2017-00.



(Fls. 9 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

PROCESSOS JUDICIAIS	-	159,23
TRANSFERENCIA PARA CDE	-	1.307,35
<b>Total</b>	-	<b>2.402,03</b>
<b>RECEITAS</b>		
SALDO INICIAL		397,44
AMORTIZAÇÃO E JUROS DE REVERSÃO		37,36
FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS		832,19
QUOTAS RGR GERADORAS TRANSMISSORAS		754,54
RENEGOCIAÇÃO RGR		22,58
REPOSICAO EMPREST FINANCIAMENTOS CONCEDIDOS		357,92
<b>Total</b>		<b>2.402,03</b>
<b>SALDO FINAL</b>		<b>0,00</b>

46. Em comparação à proposta submetida à audiência pública, além das considerações acima, retiramos da estimativa de gastos da RGR em 2018, o valor de **R\$ 49,156 milhões** relativos ao pagamento da indenização das usinas da Zona da Mata Geração<sup>1</sup>, uma vez que o mesmo já está contemplado no montante de **R\$ 159,226 milhões** relativos a processos judiciais, conforme informação da CCEE<sup>2</sup>.

### III.4 – Reserva Técnica

47. O Decreto 9.022/2017 autoriza a CCEE a encaminhar na proposta orçamentária anual da CDE a ser submetida à aprovação da ANEEL, valor da reserva técnica destinada a garantir os compromissos assumidos pelo fundo setorial.

48. No Submódulo 5.2 do Proret, objeto da AP 62/2017, está sendo considerado um limite para a reserva técnica de 5% dos gastos totais da CDE. Consideramos que a constituição da reserva técnica é indispensável para o gerenciamento do fluxo de caixa desse fundo setorial, que pode movimentar recursos da ordem de R\$ 20 bilhões ao ano.

49. Os fluxos mensais das despesas e receitas da CDE não são coincidentes, e podem ser impactados pela natural imprecisão do orçamento anual aprovado pela ANEEL e por frustrações de receitas e gastos extraordinários decorrentes, por exemplo, da inadimplência dos agentes no pagamento das quotas anuais e de decisões judiciais que afastam regulamentos da Agência.

<sup>1</sup> O MME, por meio do Ofício nº 278/2017/SE-MME, de 20/10/2017, encaminhou para conhecimento desta Agência, para a consideração no orçamento da CDE de 2018, informações relativas a indenizações de concessões de usinas hidrelétricas não prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, que já tiveram seus valores de indenização referente à parcela dos bens não amortizados ou não depreciados definidos em atos do Poder Concedente, mas que devido a judicialização, os pagamentos ainda não foram realizados. São as indenizações relativas às seguintes concessões: Três Irmãos e Ilha solteira, de propriedade da CESP; Coronel Domiciano e Ervália, de propriedade da Zona da Mata Geração. Na Nota Técnica nº 00250/2017/CONJUR-MME/CGU/AGU, anexa ao ofício do MME, analisa as ações judiciais relativas a essas indenizações e concluiu que há possibilidade de pagamento imediato de R\$ 49,156 milhões relativos indenização das usinas da Zona da Mata Geração.

<sup>2</sup> Conforme Anexo II e II do “Relatório Orçamento das Contas Setoriais 2018 – CDE/RGR/CCC”, que consta da Carta CT-CCEE-1472/2017, de 11/10/2017, SIC 48513.035117/2017-00.



(Fls. 10 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

50. Outra possível utilização da reserva técnica é permitir a concatenação das quotas anuais da CDE pagas pelas concessionárias de distribuição com as datas dos seus respectivos processos tarifários, reduzindo o saldo da CVA<sup>1</sup>, cujos custos financeiros são repassados aos consumidores à Taxa Selic.

51. No entanto, na audiência pública foram recebidas várias contribuições contrárias à formação da reserva técnica. Em geral, os agentes e os consumidores estão preocupados com o impacto financeiro e tarifário dessa rubrica, tendo em vistas os já elevados gastos da CDE. Também foi defendida a ilegalidade da reserva técnica, uma vez que a mesma não está prevista no art. 13 da Lei 10.438/2002, e a revisão extraordinária do orçamento anual como medida suficiente para garantir o equilíbrio econômico e financeiro do fundo.

52. Com relação às contribuições, esclarecemos que a reserva técnica constitui despesa da CDE, trata-se da formação de capital giro para fazer frente às contingências do fundo, que afetam receitas e despesas com previsão legal. Essas contingências decorrem da própria imprecisão do orçamento anual, do perfil de realização das receitas e despesas da conta, bem como de fatos alheios à gestão da CCEE ou da atuação regulatória e fiscalizatória da ANEEL, como inadimplência setorial e decisões judiciais. Nesse sentido, a medida opera em favor da modicidade tarifária, uma vez que objetiva preservar a saúde financeira do fundo, evitando-se atrasos nos repasse de recursos aos beneficiários, o que poderia resultar em custos financeiros desnecessários, além de ameaçar o próprio funcionamento do setor.

53. Esclarecemos também que a revisão extraordinária do orçamento anual não elimina a necessidade de formação da reserva técnica, uma vez que a mesma não é imediata, depende da abertura de processo administrativo na ANEEL, análise técnica e deliberação pela diretoria colegiada.

54. Por outro lado, de forma a amenizar o impacto tarifário da reserva técnica, propomos a sua formação em dois anos, o que resulta na consideração de R\$ 460 milhões no orçamento da CDE de 2018, correspondente a 2,5% da previsão total de gastos.

### III.5 – Descontos Tarifários

55. Na AP 63/2017 foram recebidas contribuições para alterar a previsão de gastos da CDE com os benefícios tarifários (baixa renda, rural, irrigante e aquicultura, serviço público de água, esgoto e saneamento, geração e carga de fonte incentiva, distribuidoras de pequeno porte), fosse alterada de forma a considerar estimativas atualizadas da variação de preços e de mercado em 2018.

56. Dessa forma, a subvenção da TSEE foi recalculada pela SRD, resultando em R\$ 2,44 bilhões. Esse valor considera: (i) a quantidade de famílias beneficiadas em outubro/2017 de 8.900.120, com desconto médio por família de R\$ 22,66/MWh; (ii) o decréscimo vegetativo médio de 0,23% ao mês na quantidade de famílias beneficiadas; e (iii) a projeção do IPCA em 2018 de 4,02% (Boletim Focus 01/12/17).

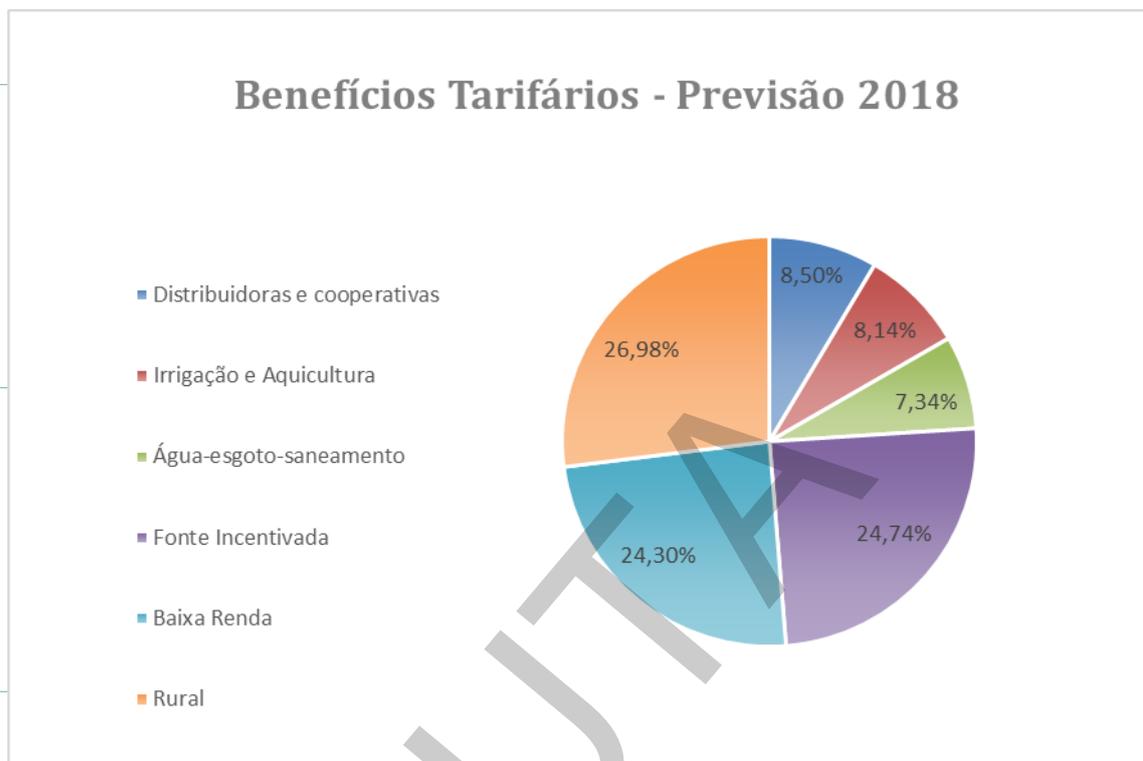
57. Com relação aos demais benefícios tarifários, a previsão foi atualizada para R\$ 6,944 bilhões, que considera a projeção do IPCA em 2018 de 4,02% (Boletim Focus 01/12/17) e do crescimento do mercado de 3,1%.

58. O gráfico a seguir apresenta a composição da previsão total de gastos da CDE em 2018 com benefícios tarifários, incluindo a TSEE aplicada ao consumidor baixa renda, os demais descontos concedidos aos usuários do serviço de distribuição de energia, a subvenção econômica às cooperativas de eletrificação rural, e os descontos concedidos aos usuários do serviço de transmissão de energia.

<sup>1</sup> Conta de compensação da Variação de Valores de Itens da Parcela A, criada pela Portaria MME/MF n 25/2002.



(Fls. 11 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).



**Gráfico 2 – Previsão de Benefícios Tarifários em 2018**

59. Também há contribuições solicitando medidas que promovam a redução dos gastos da CDE, como a mudança dos critérios para a concessão dos benefícios tarifários e a vinculação desses a uma fonte de receita específica da União. Além disso, solicita-se atuação mais efetiva da ANEEL na fiscalização dos benefícios concedidos.

60. Em relação à racionalização da CDE, o tema é objeto do Grupo de Trabalho - GT instituído pela Portaria MME 484/2016, que tem a participação do MME, ANEEL e EPE, com o objetivo de elaborar um plano de redução estrutural das despesas da CDE, conforme determina o art. 13, § 2º-A, da Lei 10.438/2002. O plano deve conter, no mínimo, proposta de rito orçamentário, limite de despesas anuais, critérios para a priorização e redução das despesas, instrumentos aplicáveis para que as despesas não superem o limite de cada exercício. A racionalização da CDE também foi um dos temas tratados nas discussões acerca do aprimoramento do marco legal do setor elétrico, no âmbito da Consulta Pública do MME nº 33, de 05/07/2017.

61. Quanto à atuação da ANEEL, destacamos novamente que a agência já está realizando ampla fiscalização da CCC, reprocessando todos os reembolsos realizados aos beneficiários desde julho de 2009. Além disso, para o ano de 2018, a SFF está desenvolvendo projeto de monitoramento contínuo e remoto dos fundos setoriais CCC, CDE e RGR, o que deverá resultar em maior celeridade e efetividade dos processos fiscalizatórios. No que se refere às metodologias e procedimentos da CDE, o Submódulo 5.2 do Proret, submetido à AP 62/2017, trata do rito orçamentário, da gestão da conta, da prestação de contas pelo gestor, da publicidade e transparência de todas as informações relativas ao fundo, incluindo os dados dos beneficiários e dos valores recebidos, além dos procedimentos de validação e auditoria dos benefícios concedidos.

### III.6 – CCC

\* A Nota Técnica é um documento

ASSINADO DIGITALMENTE POR LUIZ FERNANDO CHIARADIA DA SILVA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES, FELIPE ALVES CALABRIA, NADIA MAKI

GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR, DAVI ANTUNES LIMA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 4BDFDAB60042E235 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fls. 12 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

62. Em relação ao orçamento da CCC para 2018, houve alterações feitas em função das contribuições recebidas durante a referida Audiência Pública.

63. O principal valor alterado se refere ao abatimento **do custo médio do ACR do SIN (ACR<sub>med</sub>)**, aplicado sobre o montante total de energia (GT<sub>ISOL</sub>), o qual se configura pela seguinte equação:

$$R_{ccc} = CT_{ISOL} - (GT_{ISOL} \times ACR_{med})$$

Onde:

*R<sub>ccc</sub>*: Reembolso da CCC-ISOL (R\$)

*CT<sub>ISOL</sub>*: Custo total de geração (R\$)

*GT<sub>ISOL</sub>*: Geração total (MW.h)

*ACR<sub>med</sub>*: Custo médio do ACR do SIN (R\$/MW.h)

64. Na formulação inicial do orçamento foi considerada as contratações da UTE Termonorte II, pela CERON, e as usinas de Manaus, pela Amazonas Distribuidora de Energia. No entanto, foi equivocadamente utilizado o montante de energia gerada ao invés do montante contratado. Essa diferença foi significativa, principalmente porque não há expectativa de despacho para a UTE Termonorte II. Como resultado, o desconto do ACR<sub>med</sub>, antes orçado em R\$ -1.955.583.089,21, após o ajuste passou para R\$ -2.768.035.566,64 (diferença de R\$ -812.452.477,43).

65. Houve ainda ajustes de menor valor, conforme o seguinte:

- inclusão do estoque de combustíveis em Boa Vista / RR, no valor de R\$ 17.444.589,60,
- correção da parcela de custos de contratos de compra de energia, como aumento de R\$ 13.550.663,63;
- adição de projetos de sub-rogação (PCH Paranatinga II, PCH Garganta da Jararaca e PCH Salto Curuá), no valor total de R\$ 89.629.557,72.

66. Em consequência, foram alterados os montantes do fator de corte e do ajuste da diferença entre o fluxo de caixa e o de competência, resultando na composição da tabela a seguir.

**Tabela 5 – Orçamento CCC para 2018**

Parcela	Original	Ajuste	Diferença
<i>CT<sub>COMB</sub></i>	3.466.127.666,47	3.483.572.256,00	17.444.589,53**
<i>CT<sub>COMB</sub> (acessórias)</i>	166.770.732,88	166.770.732,88	0,00
<i>CT<sub>GP</sub></i>	398.502.581,73	398.502.581,73	0,00
<i>CT<sub>CE</sub></i>	3.796.206.761,41	3.809.757.425,04	13.550.663,63
<b><i>CT<sub>ISOL</sub></i></b>	<b>7.827.607.742,49</b>	<b>7.858.602.995,65</b>	<b>30.995.253,16</b>
<i>desconto ACR<sub>med</sub></i>	-1.955.583.089,21	-2.768.035.566,64	-812.452.477,43
<i>Fator de corte</i>	-401.012.519,47	-340.295.151,35	60.717.368,12
<b><i>R<sub>ccc</sub> (fluxo competência)</i></b>	<b>5.471.012.133,81</b>	<b>4.750.272.277,66</b>	<b>-720.739.856,15</b>
<i>Ajuste fluxo de caixa*</i>	-130.073.993,05	-7.005.523,93	123.068.469,12
<b><i>R<sub>ccc</sub></i></b>	<b>5.340.938.140,76</b>	<b>4.743.266.753,73</b>	<b>-597.671.387,03</b>
<i>Processos judiciais</i>	228.745.522,00	228.745.522,00	0,00
<i>Sub-rogação</i>	284.691.664,38	374.321.222,10	89.629.557,72

\* A Nota Técnica é um documento assinado digitalmente por LUIZ FERNANDO CHIARADIA DA SILVA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES, FELIPE ALVES CALABRIA, NADIA MAKI

GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR, DAVI ANTUNES LIMA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 4BDFDAB60042E235 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

<b>Total</b>	<b>5.854.375.327,14</b>	<b>5.346.333.497,83</b>	<b>-508.041.829,31</b>
<p>* Em virtude da necessidade de recursos orçamentários pelo fluxo de caixa, os meses de jan e fev de 2018 foram estimados conforme as competências de nov e dez de 2017, o que gerou o ajuste apontado;</p> <p>** Estoque de contingência de Boa Vista.</p>			

### III.7 – Carvão Mineral Nacional

67. Em relação ao orçamento para o carvão mineral, a tabela abaixo apresenta um resumo dos seus valores finais.

**Tabela 6 – Orçamento carvão mineral para 2018**

		UTE Candiota III (CGTEE)	UTE Figueira (COPEL)	UTE J. Lacerda (ENGIE)	Total
Teto reembolso pela média (2013, 2014, 2015) *	R\$	103.007.582	30.616.896	956.819.658	1.090.444.137
Compra mínima	t	1.200.000	78.000	2.400.000	3.678.000
Percentual eficiência energética	-	91,16%	55,62%	89,15%	-
Compra mínima (eficiente)	t	1.093.920	43.384	2.139.600	3.276.904
Estoque estratégico	t	200.000	13.000	400.000	613.000
Estoque histórico (31/12/2016)	t	3.576.620 **	21.801 ***	797.341 ***	4.395.762
1/5 do estoque histórico	t	715.324	4.360	159.468	879.152
Previsão de estoque acumulado no final de 2017	t	****	****	****	-
Quantidade acima da compra mínima + Estoque Estratégico - 1/5 Estoque Histórico	t	578.596	52.023	2.380.132	3.010.751
Preço médio do carvão	R\$/t	75,36	481,44	281,79	-
<b>Reembolso carvão</b>	<b>R\$</b>	<b>43.600.834</b>	<b>25.046.232</b>	<b>670.697.340</b>	<b>739.344.407</b>
Combustível secundário total	R\$	277.273	19.519	14.074.085	14.370.877
<b>Combustível secundário total (eficiente)</b>	<b>R\$</b>	<b>252.762</b>	<b>10.856</b>	<b>12.547.047</b>	<b>12.810.665</b>
<b>Total</b>	<b>R\$</b>	<b>43.853.597</b>	<b>25.057.089</b>	<b>683.244.387</b>	<b>752.155.072</b>

\* Valores mensalmente atualizados pelo IPCA até outubro de 2017<sup>1</sup> para, posteriormente, ser extraída a média dos três anos.

\*\* Conforme Memorando nº 407/2017 SFG/ANEEL, de 15/12/2017, o valor de 3.576.620 se refere a apuração até agosto de 2016 (restando incluir, portanto, no montante do estoque histórico os valores apurados nos meses de setembro a dezembro de 2016) e considera tanto a UTE Candiota III (1.993.667) como a UTE P. Médici (1.582.953 t).

\*\*\* Conforme Memorando nº 413/2017 SFG/ANEEL, de 18/12/2017, tais valores consideram o marco final do estoque histórico (dezembro de 2016).

\*\*\*\* Conforme Memorando nº 413/2017 SFG/ANEEL, de 18/12/2017, o estoque acumulado de janeiro a dezembro de 2017 será apurado pela fiscalização em 2018.

<sup>1</sup> Último mês com o índice IPCA disponível.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

68. Em relação à previsão de orçamento que constou na abertura da AP 63/2017, observa-se as seguintes alterações:

- UTE Candiota III: redução de R\$ 30 milhões (R\$ 30.136.749) devido a necessidade de se considerar, dentro do estoque histórico da UTE Candiota III (1.993.667 t), o estoque histórico da UTE P. Médici (1.582.953 t), além de se ajustar o estoque estratégico para o equivalente a dois meses de compra mínima (de 283.333 t para 200.000 t);
- UTE Figueira: acréscimo de R\$ 18,5 mil (R\$ 18.488) em função de atualização no volume do estoque histórico (de 21.995 t para 21.801 t); e
- UTE J. Lacerda: redução de R\$ 1,5 milhões (R\$ 1.532.007) devido a atualização no volume do estoque histórico (de 770.000 t para 797.341 t).

69. Como resultado, observa-se uma redução de R\$ 31,6 milhões no orçamento da CDE carvão para o ano de 2018.

70. Por fim, há que se tecer alguns comentários e conclusões. Os valores apurados pela fiscalização, os quais ainda podem sofrer alteração a depender da conclusão do processo, no que diz respeito às UTEs Candiota III e P. Médici, foram apurados até agosto de 2016. No entanto, o conceito de “estoque histórico” que está sendo proposto na minuta de resolução que substituirá a Resolução Normativa nº 500/2012 (AP 45/2017) estabelece o marco final de 31/12/2016. Para as UTEs Figueira e J. Lacerda, a referência utilizada no estoque estratégico e nos valores informados pela fiscalização é a mesma (dezembro de 2016), mas para as UTEs Candiota III e P. Médici ainda resta atualizar os montantes (da referência de agosto de 2016 para dezembro de 2016). Sugere-se que tal atualização seja considerada no eventual ajuste do orçamento de 2018 ou na elaboração do orçamento de 2019.

71. Considerando que o estoque histórico se refere ao volume de carvão custeado pela CDE e não consumido até 31/12/2016, os orçamentos anuais da CDE devem considerar tanto a devolução do “estoque histórico” (um quinto por ano) como a devolução (integral) do que estoque remanescente ao final de cada ano. A SFG informa, conforme Memorando nº 413/2017 SFG/ANEEL, que o estoque acumulado de janeiro a dezembro de 2017 será apurado em 2018. Sendo assim, quando disponíveis, tais valores devem ser integralmente deduzidos no eventual ajuste do orçamento de 2018 ou na elaboração do orçamento de 2019.

72. Ademais, ressalta-se que foi estabelecido na minuta do PRORET, Submódulo 5.2, que a CCEE deverá “encaminhará à ANEEL, até 15 de outubro de cada ano, a previsão de gastos com a subvenção do carvão mineral para aprovação do orçamento da CDE, considerando o estoque de carvão mineral custeado pela CDE e não consumido no ano anterior e o estoque estratégico do combustível definido pela ANEEL”. A definição do estoque estratégico foi estipulada na minuta de resolução que substituirá a Resolução Normativa nº 500/2012 (equivalente a dois meses de compra mínima). Já para a estimativa anuais dos estoques acumulados de janeiro a dezembro, a partir de 2018, a CCEE poderá verificar análise da SFG, de modo a considerar a geração mensal efetiva, o consumo específico médio verificado, e os montantes reembolsados pela CDE.

73. Por fim, recomendamos que a CCEE verifique se o aumento dos preços de carvão que constam nesse orçamento (4% para UTE Candiota III, 16% para UTE Figueira, e 4% para UTE J. Lacerda) segue as premissas estabelecidas nos contratos que as empresas CGTEE, COPEL e ENGIE firmaram junto aos seus fornecedores de carvão mineral.

### III.8 – Quotas CDE ENERGIA (Dec. nº 7.945/2013)

74. Em relação à proposta orçamentária submetida à audiência pública, as quotas da CDE ENERGIA relativas ao ressarcimento do fundo pelos recursos repassados às concessionárias de distribuição

\* A Nota Técnica é um documento

ASSINADO DIGITALMENTE POR LUIZ FERNANDO CHIARADIA DA SILVA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES, FELIPE ALVES CALABRIA, NADIA MAKI

GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR, DAVI ANTUNES LIMA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 4BDFDAB60042E235 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



(Fls. 15 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

em 2013 para cobrir os gastos extraordinários de energia decorrentes da falta de lastro contratual e da condição hidrológica desfavorável, nos termos do Decreto n. 7945/2013, foram alteradas considerando previsão atualizada do IPCA de 2017 em 2,87%, resultando no valor R\$ 3,796 bilhões.

75. As quotas CDE Energia são pagas apenas pelas distribuidoras que receberam recursos em 2013, devendo ser repassadas às tarifas de energia pagas pelos consumidores cativos.

76. Essa é a última parcela do ressarcimento que teve início em 2015 e foi diferido em quatro anos, com atualização pelo IPCA. Todavia, não é possível afirmar que a extinção das quotas CDE ENERGIA resultará em redução tarifária para os consumidores em 2019, uma vez que significará menos entrada de recursos na CDE, podendo resultar em aumento das quotas CDE USO. Apenas os consumidores cativos das respectivas distribuidoras poderão perceber alguma redução tarifária, pois como as quotas CDE USO são pagas por todos os consumidores, cativos e livres, o mercado de rateio é maior.

77. A tabela abaixo apresenta os custos cobertos pela CDE em 2013 e os valores devolvidos em 2015, 2016, 2017 e a proposta de devolução para 2018.

**Tabela 7 – Quota CDE - ENERGIA (Dec. 7.945/2013)**

<b>Repasses da CDE</b>	
CVA de Energia e ESS - RTA/RTP 2013	R\$ 3.993.011.323,18
Exposição, Risco Hidrológico e ESS - jan a dez/2013	R\$ 5.945.526.009,06
Exposição Involuntária - jan/2014	R\$ 1.195.323.697,02
<b>Total</b>	<b>R\$ 11.133.861.029,26</b>
Valor atualizado pelo IPCA até jan/2015	R\$ 12.547.513.931,66
<b>Devolução em 2015</b>	<b>R\$ 3.136.878.482,92</b>
Saldo Devedor Atualizado até jan/2016	R\$ 10.415.035.217,78
<b>Devolução em 2016</b>	<b>R\$ 3.471.678.405,93</b>
Saldo Devedor Atualizado até jan/2017	R\$ 7.379.954.269,78
<b>Devolução em 2017</b>	<b>R\$ 3.689.977.134,89</b>
Saldo Devedor Atualizado até jan/2018	R\$ 3.795.708.815,77
<b>Devolução em 2018</b>	<b>R\$ 3.795.708.815,77</b>
Saldo Devedor Atualizado até jan/2019	R\$ -

78. A partir da definição do valor total da Quota CDE ENERGIA (Dec. 7.945/2013) de 2018, foi efetuado o rateio entre as concessionárias de distribuição, na proporção dos valores recebidos, conforme consta do Anexo desta Nota Técnica, devendo ser pagas em duodécimos a partir do respectivo processo tarifário ordinário de 2018.

### III.9 – Consolidação do Orçamento Anual da CDE de 2018

79. O cálculo das quotas anuais CDE USO envolve o confronto entre as estimativas de receitas e despesas do fundo para o ano de referência, com posterior rateio entre os agentes que comercializam energia com consumidor final.

80. Considerando a proposta orçamentária encaminhada pela CCEE e os ajustes realizados pelas áreas técnicas após análise das contribuições recebidas na Audiência Pública n. 63/2017, apresenta-se



(Fls. 16 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

na tabela a seguir a proposta final para o orçamento da CDE de 2018, e as variações em relação ao orçamento de 2017 e em relação à proposta submetida à audiência pública.

**Tabela 8 – Orçamento Anual da CDE**

DESPESAS	2017	2018 AP	2018 FINAL	2018/2017	2018 FINAL / 2018 AP
Restos a pagar	0	0	1.061	-	-
Universalização - PLpT + Kit Instalação	1.172	1.172	1.172	0%	0%
Tarifa Social - Baixa Renda	2.498	2.530	2.440	-2%	-4%
Carvão Mineral Nacional	909	784	752	-17%	-4%
CCC - Sistemas Isolados	5.056	5.854	5.346	6%	-9%
Descontos Tarifários na Distribuição	6.051	6.987	6.944	15%	-1%
Descontos Tarifários na Transmissão	288	503	503	75%	0%
Subvenção Cooperativas	0	155	155	-	0%
CAFT CCEE	15	9	8,807	-43%	0%
Reserva Técnica	0	900	460	-	-49%
<b>Total</b>	<b>15.989</b>	<b>18.894</b>	<b>18.843</b>	<b>17,8%</b>	<b>-0,3%</b>
RECEITAS	2017	2018 AP	2018 FINAL	2018/2017	2018 FINAL / 2018 AP
Saldo em Conta	714	0	0	-	-
UBP	668	672	672	0,6%	0,0%
Multas	176	214	214	21,7%	0,0%
Recursos da União	0	0	0	-	-
Recursos da RGR	1.210	946	1.307	8,0%	38,1%
Outras disponibilidades	184	631	631	243,5%	0,0%
Quotas CDE - ENERGIA (Dec 7.945/2013)	3.690	3.811	3.796	2,9%	-0,4%
<b>Quotas CDE - Uso</b>	<b>9.348</b>	<b>12.620</b>	<b>12.223</b>	<b>30,8%</b>	<b>-3,1%</b>
<b>Total</b>	<b>15.989</b>	<b>18.894</b>	<b>18.843</b>	<b>17,8%</b>	<b>-0,3%</b>

81. Em relação à proposta da AP 63/2017, houve uma redução de 0,3% no Orçamento Anual da CDE de 2018, resultando em um total de gastos de R\$ 18,843 bilhões e quotas anuais de R\$ 12,223 bilhões. Em relação ao orçamento de 2017, verifica-se um aumento de 17,8% nos gastos totais e de 30,8% nas quotas anuais.

82. Com relação à proposta em tela, destacamos:

- (i) A consideração do déficit estimado da CDE em 2017, no valor de R\$ 1,06 bilhões, na rubrica “restos a pagar”, a título de revisão do orçamento anual de 2017, em função do aumento dos gastos da CCC e dos benefícios tarifários, além da frustração de receita por inadimplência e decisões judiciais;
- (ii) A redução da previsão de gastos com a subvenção do carvão mineral nacional, no valor de R\$ 31,6 milhões, em relação à proposta submetida à audiência pública, em razão da atualização dos valores dos estoques histórico e estratégico das UTEs Candiota III, Figueira e Jorge Lacerda;

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

- (iii) A redução no orçamento da CCC, no valor de R\$ 508 milhões, em relação à proposta da audiência pública, em função das contribuições recebidas na audiência pública, principalmente relativas ao montante de energia considerado para abatimento do custo do ACR<sub>méd</sub>;
- (iv) O aumento da previsão de gastos com a compensação de benefícios tarifários, em 15%, em relação ao orçamento de 2017, que são concedidos aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão energia, incluindo os consumidores baixa renda e as cooperativas de eletrificação rural;
- (v) A formação de reserva técnica no período de dois anos, que resultou na consideração de R\$ 460 milhões nesse orçamento, para garantir o cumprimento da totalidade das obrigações do fundo setorial, podendo ser utilizado para cobrir contingências como variações entre os valores orçados e realizados, efeitos de decisões judiciais e inadimplência dos agentes com o pagamento das quotas da CDE, dentre outras;
- (vi) A disponibilidade de recursos da RGR a serem transferidos para a CDE em 2018, no valor de R\$ 1,307 bilhões, que considera o saldo existente em conta de R\$ 397,441 milhões, a concessão de empréstimos às distribuidoras designadas, no valor de R\$ 907 milhões - dada a previsão do MME de realização das licitações dessas empresas até julho de 2018 - além das projeções quanto às demais entradas e saídas de recursos nesse fundo;
- (vii) Outras disponibilidades de recursos, no valor de R\$ 631 milhões, que decorrem da atuação da CCEE em recuperar receitas ao fundo por meio da renegociação de dívidas dos agentes devedores.

### III.10 – QUOTA CDE USO

83. Pelo exposto, a quota anual da CDE - USO de 2018 resultou no valor de R\$ 12,223 bilhões, que corresponde à diferença entre o total das necessidades de recursos da Conta e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes de receita.

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

#### A) Rateio da QUOTA CDE USO

85. Quanto ao critério de rateio das quotas anuais CDE USO entre os consumidores de energia elétrica, além da isenção da subclasse residencial baixa renda, em vigor desde 1º de janeiro de 2017, deve-se observar trajetória para a retirada da diferenciação regional e introdução da diferenciação entre os níveis de tensão no custo unitário da CDE, nos termos dos parágrafos 3º a 3º-G, art. 13, da Lei nº 10.438/2002, conforme Tabela 10 da Nota Técnica n. 336/2017-SGT/ANEEL.

86. A tabela abaixo apresenta o resultado do rateio das quotas anuais CDE USO de 2018, entre os agentes de transmissão e distribuição de energia elétrica.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

**Tabela 9 – Rateio das Quotas Anuais CDE USO de 2018**

Agente	Subsistema	Nível de Tensão	MERCADO (MWh)	Custo Unitário (R\$/MWh)	Quota Anual	Part. %
			SET/16 A AGO/17	2018	2018	
Distribuidoras	N/NE	AT	9.808.774	8,38	R\$ 82.172.211,50	1%
		MT	22.234.782	9,26	R\$ 205.992.795,89	2%
		BT	48.279.575	<b>9,86</b>	R\$ 475.833.192,69	4%
	S/SE/CO	AT	52.873.436	30,58	R\$ 1.616.741.636,30	13%
		MT	98.133.141	33,82	R\$ 3.318.392.221,49	27%
		BT	162.217.246	35,97	R\$ 5.835.541.865,17	48%
Transmissoras	N/NE	AT	18.550.106	8,38	R\$ 155.402.010,38	1%
		MT	-	9,26	R\$ -	0%
		BT	-	9,86	R\$ -	0%
	S/SE/CO	AT	14.117.834	30,58	R\$ 431.689.177,14	4%
		MT	-	33,82	R\$ -	0%
		BT	-	35,97	R\$ -	0%
Permissionárias	N/NE	AT	-	8,38	R\$ -	0%
		MT	36.504	9,26	R\$ 338.187,85	0%
		BT	81.027	9,86	R\$ 798.582,75	0%
	S/SE/CO	AT	18.132	30,58	R\$ 554.440,85	0%
		MT	1.153.146	33,82	R\$ 38.993.883,74	0%
		BT	1.689.443	35,97	R\$ 60.775.384,01	0%
			<b>429.193.147</b>	<b>28,48</b>	<b>R\$ 12.223.225.589,75</b>	<b>100%</b>

87. O mercado considerado para a definição das quotas CDE USO de 2018 refere-se ao período de setembro/2016 a agosto/2017, e foi atualizado em relação à proposta submetida à audiência pública, considerando as retificações das informações fornecidas pelas distribuidoras no banco de dados SAMP<sup>1</sup>.

88. Ressalta-se que com a revogação do art. 5º do Dec. 7.891/2013 pelo Decreto nº 9.022/2017, todas as distribuidoras devem recolher as quotas CDE USO, mesmo aquelas localizadas em sistemas isolados.

89. Para as concessionárias de distribuição, as quotas CDE USO de 2018, no valor total de R\$ 11,534 bilhões, devem ser pagas de janeiro a dezembro de 2018, conforme valores apresentados no Anexo desta Nota Técnica.

90. Ressalta-se que em função da necessidade de conciliação entre o orçamento anual e o fluxo de caixa mensal, foi alterada a data de vencimento do pagamento das quotas mensais das concessionárias

<sup>1</sup> 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). Para o mercado de transmissão, considera-se as informações do ONS, constantes dos AVDs do mesmo período.



(Fls. 19 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

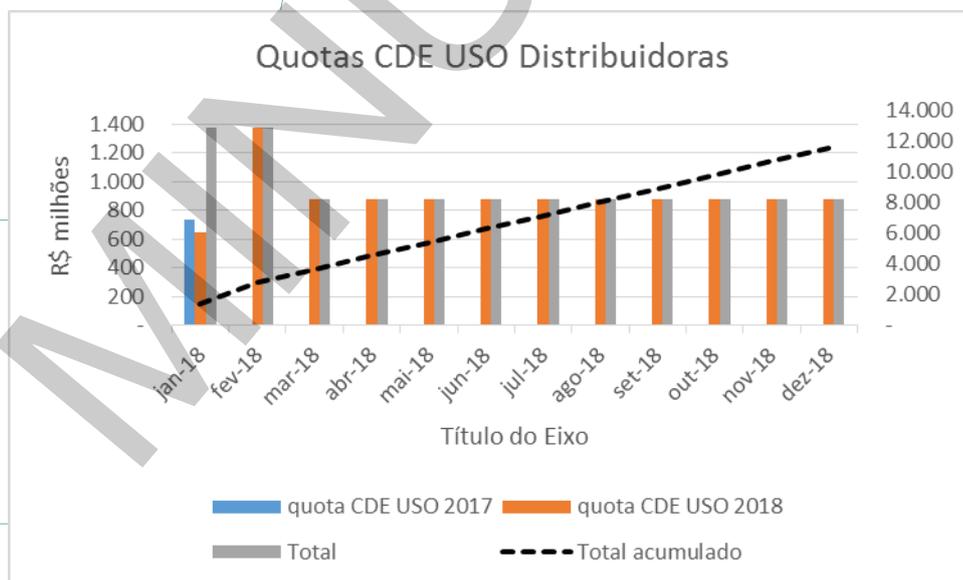
de distribuição, para o dia 10 do próprio mês de competência, conforme regulamentação dada pelo Submódulo 5.2 do Proret.

91. Além disso, considerando a estimativa de déficit em conta de R\$ 1,061 bilhões em 31/12/2017, foram fixadas quotas mensais diferenciadas para os meses de janeiro e fevereiro de 2018, de forma a restabelecer o equilíbrio econômico e financeiro do fundo no primeiro trimestre de 2018, interrompendo-se as glosas nos repasses de recursos aos beneficiários, bem como os custos financeiros, uma vez que sobre os valores em atrasos incidem juros de 1% ao mês.

92. Dessa forma, para a definição das quotas mensais da CDE das concessionárias de distribuição, a participação do déficit da CDE de 2017 nas quotas anuais desses agentes (R\$ 1,001 bilhões) foi dividida em duas parcelas iguais para a consideração nos meses de janeiro e fevereiro de 2018, e o valor restante (R\$ 10,533 bilhões) dividido em doze parcelas iguais (R\$ 877 milhões), para a consideração nos meses de janeiro a dezembro de 2018.

93. Com relação ao fluxo financeiro de arrecadação das quotas mensais da CDE em 2018, os valores das quotas mensais de janeiro (R\$ 646 milhões) foram calculadas considerando que nesse mês as concessionárias de distribuição também irão pagar as quotas de dezembro de 2017 (R\$ 732 milhões). Dessa forma, o desembolso financeiro das concessionárias de distribuição em janeiro e fevereiro de 2018 será de R\$ 1,378 bilhões.

94. O gráfico a seguir apresenta o fluxo do pagamento das quotas CDE USO pelas concessionárias de distribuição de janeiro a dezembro de 2018.



**Gráfico 3 – Quotas CDE USO concessionárias de distribuição**

95. Quanto às permissionárias de distribuição e às concessionárias de transmissão, suas quotas nesse rateio consistem em previsões. Para esses agentes, as quotas são concatenadas com o faturamento dos consumidores. 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.

96. A contribuição efetiva dos agentes de transmissão é fixada mensalmente por meio de Despacho da SGT, resultando do faturamento do encargo junto aos consumidores da Rede Básica, mediante a aplicação da TUST CDE ao mercado realizado. Essa tarifa é definida a partir do custo unitário da CDE

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

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 2018, devendo ainda incidir as alíquotas de PIS/COFINS das respectivas transmissoras.

97. Para as permissionárias de distribuição as quotas 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.

### B) Efeito tarifário da QUOTA CDE USO

98. Em função da regra de rateio da CDE, o impacto tarifário da quota anual é diferenciado por região e por nível de tensão, com aumento 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, conforme valores médios apresentados nos gráficos abaixo.

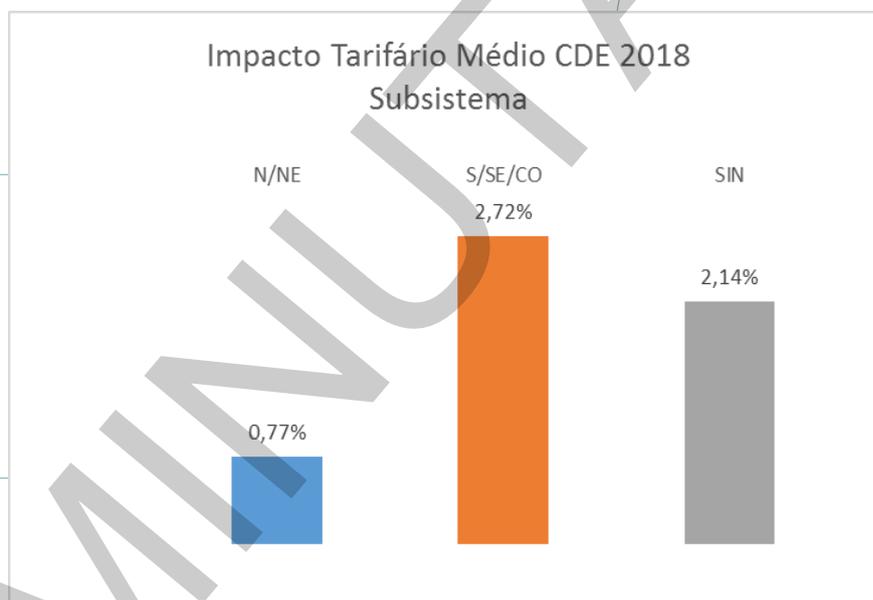
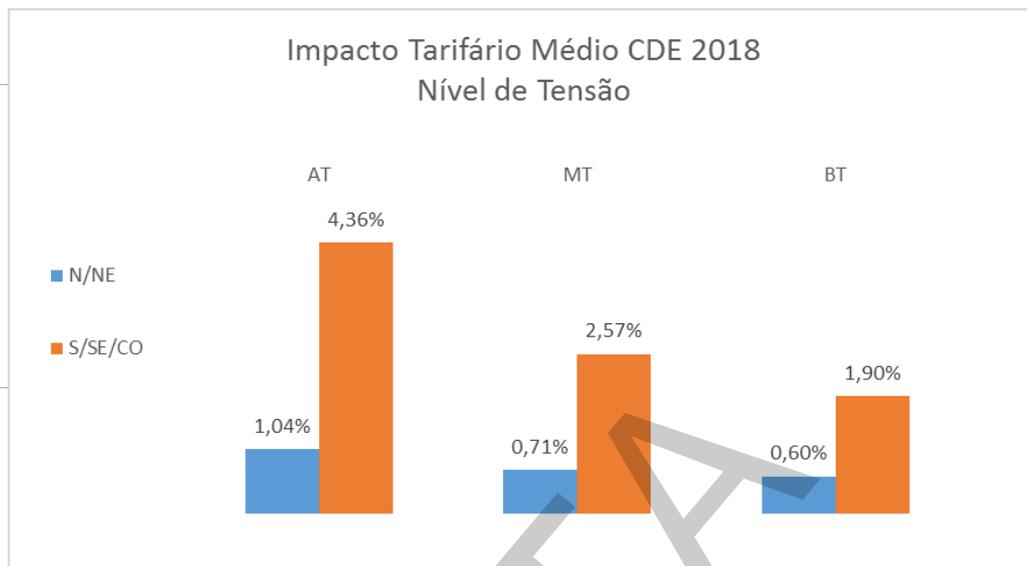


Gráfico 4 – Impacto tarifário médio da QUOTA CDE USO 2018, das concessionárias de distribuição, por região



(Fls. 21 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).



**Gráfico 5 – Impacto tarifário médio da QUOTA CDE USO 2018, das concessionárias de distribuição, por nível de tensão**

99. Ressalta-se que as estimativas de impacto tarifário acima consideram apenas os efeitos tarifários econômicos, sem observar os efeitos financeiros decorrentes da apuração da CVA da CDE.

#### IV. DO DIREITO

100. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: Lei nº 10.438/2002; Lei nº 12.111/2009; Lei nº 12.212/2010; Lei nº 12.783/2013; Lei nº 12.839/2013; Lei nº 13.299/2016; Lei nº 13.360/2016; Decreto nº 4.541/2002; Decreto nº 7.583/2011; Decreto nº 7.891/2013; Decreto nº 9.022/2017; Resolução Normativa nº 427/2011; Resolução Normativa nº 472/2012; e Resolução Normativa nº 500/2012.

#### V. DA CONCLUSÃO

101. Do novo marco regulatório da CDE, instituído pelo art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pelas Leis 12.783/2013, 12.839/2013, 13.299/2016 e 13.360/2016, destaca-se a alteração na metodologia de cálculo das quotas anuais a serem pagas por todos os agentes que atendem consumidores finais, que resulta do equilíbrio entre a necessidade total de recursos e as demais fontes de receita da conta, a ampliação de seus usos e fundos, a mudança do gestor e o novo critério de rateio do encargo tarifário.

102. Tendo em vista a consolidação do orçamento anual da CDE de 2018 pela CCEE, as diretrizes constantes do Decreto 9.022/2017, as propostas de regulamentação do Submódulo 5.2 do Prorét, as análises constantes desta Nota Técnica e das Notas Técnicas 137/2017-SRG/ANEEL e 336/2017-SGT/ANEEL, bem como as contribuições recebidas Audiência Pública n. 63/2017, conclui-se pela aprovação do orçamento anual da CDE de 2018 no valor total de R\$ 18,843 bilhões, que inclui:

- (i) A revisão do orçamento anual da CDE de 2017, no valor de R\$ 1,061 bilhões;
- (ii) o Plano Anual de Custos – PAC da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC de 2018, no valor de R\$ 5,346 bilhões;

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

- (iii) A Reserva Técnica, de que trata o inciso VI, §3º, art. 9º, do Decreto 9.022/2017, no valor de R\$ 460 bilhões, correspondente a 2,5% do total de gastos estimados da CDE em 2018;
- (iv) o CAFT da CCEE com a gestão financeira dos fundos setoriais CDE, RGR e CCC em 2018, no valor de R\$ 8,807 milhões;
- (v) A transferências de recursos da Reserva Geral de Reversão (RGR) à CDE em 2018, no valor de R\$ 1,307 bilhões;
- (vi) às quotas anuais CDE USO de 2018, a serem pagas pelos agentes de distribuição e transmissão de energia, no valor total de R\$ 12,223 bilhões;
- (vii) às quotas anuais CDE ENERGIA de 2018, nos termos do Decreto 7.945/2013, a serem pagas pelas concessionárias de distribuição a partir do processo tarifário de 2018, no valor total de R\$ 3,796 bilhões; e
- (viii) as previsões para os demais usos e fundos da CDE definidos no art. 13 da Lei 10.438/2002; e
- (ix) o custo unitário da CDE de 2018, definido em R\$/MWh, a ser percebido pelos consumidores de energia elétrica das diferentes regiões e níveis de tensão do atendimento, conforme abaixo:

**Tabela 10 – Custos Unitários da CDE USO de 2018**

Subsistema	Nível de Tensão	Custo Unitário CDE USO (R\$/MWh)
		Ano 2018
N/NE	AT	8,38
	MT	9,26
	BT	9,86
S/SE/CO	AT	30,58
	MT	33,82
	BT	35,97

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

103. Do exposto, e considerando o que consta do Processo 48500.004583/2017-90, voto por:

- (i) Aprovar o orçamento anual da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de 2018, no valor total de **R\$ 18,843 bilhões**, que contempla:
  - a) A revisão do orçamento anual da CDE de 2017, no valor de **R\$ 1,061 bilhões**;
  - b) o Plano Anual de Custos (PAC) da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) de 2018, no valor de **R\$ 5,346 bilhões**;
  - c) a Reserva Técnica, no valor de **R\$ 460 milhões**;
  - d) 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\$ 8,807 milhões**;

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

- e) A transferência de recursos da Reserva Geral de Reversão (RGR) à CDE em 2018, no valor de **R\$ 1,307 bilhões**;
  - f) a Quota Anual CDE USO, a ser paga pelos agentes de transmissão e distribuição de energia, no valor de **R\$ 12,223 bilhões**;
  - g) a Quota Anual CDE ENERGIA, a ser paga pelos agentes de distribuição de energia, no valor de **R\$ 3,796 bilhões**; e
  - h) 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 2018, 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;
  - (iii) Fixar as quotas anuais e mensais da CDE USO de 2018 para as concessionárias de distribuição de energia, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo, devidas no período de janeiro a dezembro de 2018, 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 2018, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo;
  - (v) Fixar as quotas anuais da CDE ENERGIA de 2018, a serem pagas pelos agentes de distribuição, em atendimento ao Decreto n. 7.945, de 2013, conforme minuta de Resolução Homologatória em Anexo, devidas a partir do processo tarifário ordinário de 2018;
  - (vi) Determinar à CCEE que encaminhe proposta de revisão do Orçamento Anual da CDE de 2018, imediatamente após efetivo pagamento pela Eletrobrás do ressarcimento ao fundo da CCC estabelecido no Despacho 2.504/2017; e



(Fls. 24 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

- (vii) Orientar à CCEE que se verifique o aumento dos preços de carvão (4% para UTE Candiota III, 16% para UTE Figueira, e 4% para UTE J. Lacerda), de modo a checar se tais ajustes seguiram as premissas estabelecidas nos contratos que as empresas CGTEE, COPEL e ENGIE firmaram junto aos seus fornecedores de carvão mineral.

**CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES**

Especialista em Regulação

**FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES**

Especialista em Regulação

**GENTIL NOGUEIRA DE SÁ JÚNIOR**

Especialista em Regulação

**FELIPE ALVES CALABRIA**

Especialista em Regulação

**GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA**

Especialista em Regulação

**LUIZ FERNANDO CHIRADIA DA SILVA**

Especialista em Regulação

**NÁDIA MAKI**

Especialista em Regulação

De acordo,

**CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA**

Superintendente de Regulação dos Serviços de  
Geração

**DAVI ANTUNES LIMA**

Superintendente de Gestão Tarifária



(Fls. 25 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

## ANEXO I – QUOTA CDE ENERGIA (DEC 7.945/2013)

DISTRIBUIDORAS	TOTAL	Part. % na CDE - ENERGIA DEC. 7.945/2013	Quota Anual CDE - ENERGIA 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE - ENERGIA 2018 (R\$)
RGE SUL (AES SUL)	267.548.865,18	2,40%	91.211.627,63	7.600.968,97
AME	2.626.701,72	0,02%	895.484,04	74.623,67
ENEL RJ (AMPLA)	420.381.992,50	3,78%	143.314.851,04	11.942.904,25
EDP SP (BANDEIRANTE)	353.641.696,82	3,18%	120.562.031,69	10.046.835,97
BRAGANTINA*	17.778.891,35	0,16%	6.061.104,45	505.092,04
ESS*	36.270.888,76	0,33%	12.365.318,00	1.030.443,17
CEA	613.859,44	0,01%	209.274,36	17.439,53
CEAL	145.421.907,98	1,31%	49.576.621,86	4.131.385,16
CEB-DIS	147.109.639,32	1,32%	50.151.996,10	4.179.333,01
CEEE-D	320.811.740,83	2,88%	109.369.781,94	9.114.148,49
CELESC-DIS	814.297.758,82	7,31%	277.606.948,18	23.133.912,35
CELG-D	419.241.404,30	3,77%	142.926.006,54	11.910.500,54
CELPA	373.851.528,82	3,36%	127.451.882,15	10.620.990,18
CELPE	223.897.001,80	2,01%	76.330.018,97	6.360.834,91
ETO	55.567.069,58	0,50%	18.943.690,36	1.578.640,86
CEMAR	154.652.746,02	1,39%	52.723.560,13	4.393.630,01
CEMIG-D	1.085.476.028,97	9,75%	370.055.897,20	30.837.991,43
CEPISA	59.930.933,32	0,54%	20.431.400,33	1.702.616,69
CERON	93.585.466,52	0,84%	31.904.761,46	2.658.730,12
CERR**	806.965,05	0,01%	275.107,11	22.925,59
CFLO*	911.143,33	0,01%	310.623,13	25.885,26
CHESP	839.028,91	0,01%	286.038,19	23.836,52
CPFL JAGUARI	7.305.049,70	0,07%	2.490.406,65	207.533,89
CNEE*	22.245.921,12	0,20%	7.583.985,35	631.998,78
COCEL	170.451,57	0,00%	58.109,63	4.842,47
COELBA	282.413.480,17	2,54%	96.279.209,30	8.023.267,44
ENEL CE (COELCE)	200.472.591,00	1,80%	68.344.267,90	5.695.355,66
COOPERALIANÇA	300.638,53	0,00%	102.492,42	8.541,03
COPEL-DIS	729.166.110,34	6,55%	248.584.226,61	20.715.352,22
COSERN	100.447.924,27	0,90%	34.244.281,54	2.853.690,13
CPFL LESTE PAULISTA	8.671.985,06	0,08%	2.956.416,47	246.368,04
CPFL PAULISTA	812.876.198,85	7,30%	277.122.315,97	23.093.526,33
CPFL PIRATININGA	387.453.156,87	3,48%	132.088.891,66	11.007.407,64
CPFL SANTA CRUZ	42.071.182,97	0,38%	14.342.729,78	1.195.227,48
CPFL SUL PAULISTA	3.614.606,71	0,03%	1.232.276,43	102.689,70
DEMEI	18.533,79	0,00%	6.318,46	526,54
DMED	6.804.669,44	0,06%	2.319.819,13	193.318,26

\* A Nota Técnica é um documento assinado digitalmente por LUIZ FERNANDO CHIARADIA DA SILVA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES, FELIPE ALVES CALABRIA, NADIA MAKI

GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR, DAVI ANTUNES LIMA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 4BDFDAB60042E235 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 377/2017-SGT/SRG/ANEEL, de 14/12/2017).

EDEVP*	26.865.365,74	0,24%	9.158.826,87	763.235,57
ELEKTRO	558.098.976,57	5,01%	190.264.742,83	15.855.395,24
ELETROACRE	20.195.372,31	0,18%	6.884.920,92	573.743,41
ELETROCAR	281.043,96	0,00%	95.812,32	7.984,36
ELETROPAULO	1.150.573.284,97	10,33%	392.248.578,41	32.687.381,53
EMS	77.430.025,80	0,70%	26.397.116,94	2.199.759,74
EMT	60.511.325,60	0,54%	20.629.265,21	1.719.105,43
EBO	22.707.841,40	0,20%	7.741.461,26	645.121,77
EMG	31.077.919,96	0,28%	10.594.953,04	882.912,75
EPB	72.706.836,36	0,65%	24.786.907,17	2.065.575,60
ESE	73.874.682,23	0,66%	25.185.044,24	2.098.753,69
ENF	162.873,44	0,00%	55.526,12	4.627,18
EDP ES (ESCELSA)	275.057.138,59	2,47%	93.771.316,44	7.814.276,37
FORCEL	93.968,88	0,00%	32.035,47	2.669,62
HIDROPAN	84.496,74	0,00%	28.806,27	2.400,52
IENERGIA	3.024.820,41	0,03%	1.031.208,98	85.934,08
LIGHT	974.031.610,15	8,75%	332.062.737,24	27.671.894,77
CPFL MOCOCA*	2.713.028,00	0,02%	924.914,03	77.076,17
MUXENERGIA	29.968,40	0,00%	10.216,70	851,39
RGE	185.044.690,03	1,66%	63.084.653,15	5.257.054,43
<b>TOTAL</b>	<b>11.133.861.029,26</b>	<b>100,00%</b>	<b>3.795.708.815,77</b>	<b>316.309.067,98</b>
* As quotas das distribuidoras BRAGANTINA, CFLO, CNEE, EDVP e CPFL MOCOCA serão atribuídas à concessionária ESS (antiga CAIUÁ), que incorporou todas essas concessões.				
** A quota da distribuidora CERR será atribuída à BOA VISTA, que incorporou essa concessão.				

## ANEXO II – QUOTA CDE USO (Concessionárias de Distribuição)

Concessionária de distribuição	Quota Anual CDE USO de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de janeiro de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de fevereiro de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de março a dezembro de 2018 (R\$)
AME	53.692.547,21	3.008.252,75	6.416.350,06	4.426.794,44
BOA VISTA	8.169.414,22	457.710,88	976.258,80	673.544,45
CEA	10.272.150,82	575.521,70	1.227.539,37	786.563,60
CELPA	75.309.274,90	4.219.381,37	8.999.585,53	5.768.858,03
ETO	19.602.745,19	1.098.290,46	2.342.561,15	1.502.844,48
CEAL	30.525.272,66	1.710.251,05	3.647.821,63	2.346.465,03
CELPE	109.096.511,51	6.112.391,72	13.037.217,36	8.332.246,02
CEMAR	49.290.622,85	2.761.624,46	5.890.312,67	3.779.279,33
CEPISA	29.106.621,24	1.630.767,73	3.478.290,39	2.234.605,21
COELBA	168.112.019,71	9.418.876,03	20.089.670,25	12.888.349,33
ENEL CE(COELCE)	98.085.348,16	5.495.465,08	11.721.364,75	7.518.827,43
COSERN	44.552.116,53	2.496.138,37	5.324.053,16	3.414.963,85
EBO	5.660.278,15	317.130,56	676.412,80	435.174,70
EPB	35.654.471,59	1.997.626,63	4.260.769,57	2.736.847,65
ESE	23.770.979,33	1.331.825,69	2.840.672,17	1.827.925,62
SULGIPE	3.097.826,00	173.563,07	370.195,44	237.890,84
CEB-DIS	216.755.402,85	12.144.237,35	25.902.636,68	16.433.995,95
CELG-D	446.872.051,54	25.037.070,29	53.401.964,81	33.974.095,56
EMT	273.385.728,30	15.317.086,12	32.670.056,21	20.768.813,14
CERON	99.347.859,53	5.566.200,29	11.872.236,99	7.546.264,87
CHESP	4.003.716,28	224.317,73	478.450,86	304.269,07
ELETROACRE	31.664.418,88	1.774.074,43	3.783.951,53	2.409.944,12
EMS	168.742.035,85	9.454.174,18	20.164.958,25	12.846.814,09
ENEL RJ (AMPLA)	355.345.891,30	19.909.099,32	42.464.434,10	26.920.958,39
EDP SP (BANDEIRAN)	449.785.678,11	25.200.313,16	53.750.148,11	34.148.853,39

48581.002972/2017-00

\* A Nota Técnica é um documento assinado digitalmente por LUIZ FERNANDO CHIARADIA DA SILVA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES, FELIPE ALVES CALABRIA, NADIA MAKI

GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR, DAVI ANTUNES LIMA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 4BDFDAB60042E235 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>

Concessionária de distribuição	Quota Anual CDE USO de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de janeiro de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de fevereiro de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de março a dezembro de 2018 (R\$)
TE)				
ESS	135.934.592,66	7.616.059,09	16.244.413,38	10.343.743,65
CEMIG-D	1.342.238.314,57	75.202.096,25	160.399.745,28	102.385.073,66
CPFL JAGUARI*	19.092.275,19	1.069.690,16	2.281.559,13	1.448.623,31
CPFL MOCOCA*	8.072.708,90	452.292,73	964.702,35	614.461,18
CPFL SANTA CRUZ*	32.999.187,75	1.848.858,04	3.943.458,66	2.510.661,44
CPFL LESTE PAULISTA*	12.146.587,35	680.541,47	1.451.537,70	926.547,95
CPFL PIRATININGA	444.785.548,55	24.920.169,00	53.152.624,18	33.645.478,72
CPFL PAULISTA	987.101.991,34	55.304.738,48	117.960.354,92	74.949.294,26
CPFL SUL PAULISTA*	16.131.130,55	903.784,98	1.927.697,34	1.219.142,08
DMED	15.664.290,66	877.629,17	1.871.909,19	1.192.842,80
ELEKTRO	526.922.052,77	29.522.062,14	62.968.075,14	40.103.115,78
ELETROPAULO	1.428.810.281,56	80.052.496,75	170.745.241,54	108.397.463,82
ELFSM	17.138.967,31	960.251,44	2.048.135,54	1.291.425,93
EMG	48.580.954,39	2.721.863,60	5.805.506,09	3.692.211,10
ENF	11.113.818,57	622.678,14	1.328.120,09	845.085,95
EDP ES (ESCELSA)	252.562.948,79	14.150.440,33	30.181.698,89	19.064.180,14
LIGHT	793.475.872,43	44.456.374,31	94.821.706,73	60.324.621,95
RGE SUL (AES SUL)	275.051.529,10	15.410.416,57	32.869.122,22	20.937.783,77
CEEE-D	275.761.425,15	15.450.190,19	32.953.955,99	20.961.286,09
CELESC-DIS	787.033.422,86	44.095.420,74	94.051.823,13	60.229.509,54
COCEL	10.639.696,80	596.114,34	1.271.461,73	812.810,00
COOPERALIANÇA	6.675.247,24	373.996,61	797.703,32	509.282,12
COPEL-DIS	942.873.294,98	52.826.720,50	112.674.951,02	71.686.451,86
DEMEI	4.601.788,38	257.826,15	549.921,48	349.875,90
EFLJC	592.474,88	33.194,82	70.801,75	45.225,00
EFLUL				

ASSINADO DIGITALMENTE POR LUIZ FERNANDO CHIARADIA DA SILVA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES, FELIPE ALVES CALABRIA, NADIA MAKI

GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR, DAVI ANTUNES LIMA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 4BDFDAB60042E235 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA

Concessionária de distribuição	Quota Anual CDE USO de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de janeiro de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de fevereiro de 2018 (R\$)	Quota Mensal CDE USO de março a dezembro de 2018 (R\$)
	3.238.174,59	181.426,44	386.967,33	245.899,32
ELETROCAR	6.225.270,83	348.785,61	743.930,38	474.725,17
FORCEL	2.164.749,26	121.285,23	258.691,19	167.411,06
HIDROPAN	3.715.528,52	208.171,33	444.011,93	283.324,94
IENERGIA	9.120.088,88	510.974,69	1.089.866,02	694.882,03
MUXENERGIA	2.310.176,78	129.433,15	276.070,03	175.995,03
RGE	299.743.469,93	16.793.841,33	35.819.850,85	22.818.758,29
UHENPAL	2.255.078,82	126.346,16	269.485,73	172.407,29
<b>TOTAL</b>	<b>11.534.673.923,03</b>	<b>646.257.560,35</b>	<b>1.378.413.012,88</b>	<b>877.784.789,73</b>
* As quotas da CPFL Jaguari, CPFL Mococa, CPFL Santa Cruz, CPFL Leste Paulista e CPFL Sul Paulista serão atribuídas à distribuidora resultante do agrupamento dessas concessões, nos termos da REA nº 6.723/2017.				

ASSINADO DIGITALMENTE POR LUIZ FERNANDO CHIARADIA DA SILVA, GABRIEL DE JESUS AZEVEDO BARJA

CAMILA FIGUEIREDO BOMFIM LOPES, FELIPE ALVES CALABRIA, NADIA MAKI

GENTIL NOGUEIRA DE SA JUNIOR, DAVI ANTUNES LIMA, CHRISTIANO VIEIRA DA SILVA

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 4BDFDAB60042E235 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



## RAC AP 63/2017 – ORÇAMENTO CDE 2018

### 1 Racionalização da CDE

#### 1.1 CONCELPA

*Com relação ao Orçamento Anual da CDE, os valores registrados são provenientes de estimativas que são quantificadas baseadas nas imposições da própria legislação do setor elétrico, o que limita quaisquer possíveis aprimoramentos técnicos, obrigando a agência reguladora apenas efetuar os registros para posterior acompanhamento.*

- i. **Resposta ANEEL/SGT. Não se aplica. Trata-se de manifestação de opinião. Ressalta-se que a ANEEL deve observar estritamente os dispositivos legais que definem os recursos e as destinações da CDE, bem como a metodologia de cálculo do encargo setorial, entretanto, tem uma participação ativa na aprovação do orçamento anual, na medida em que é responsável pela regulamentação e fiscalização do fundo setorial.**

#### 1.2 CONCEL/MT

*O entendimento do CONCEL/MT é que as discussões nada mais são do que consequência de imposições legais, restando pouco espaço para aprimoramento técnico, cabendo à agência apenas quantificar os valores impostos por Leis.*

- ii. **Resposta ANEEL/SGT. Não se aplica. Trata-se de manifestação de opinião. A ANEEL deve observar estritamente os dispositivos legais que definem os recursos e as destinações da CDE, bem como a metodologia de cálculo do encargo setorial, entretanto, tem uma participação ativa na aprovação do orçamento anual, na medida em que é responsável pela regulamentação e fiscalização do fundo setorial.**

#### 1.3 FIESP

*Diante desses dois exemplos, “CCC – Sistemas Isolados” e “Descontos Tarifários na Distribuição e Transmissão”, fica claro que a CDE continua carregando erros graves, que continuarão a resultar em novos questionamentos judiciais, algo indesejável para os consumidores, agentes do setor elétrico e para a própria agência reguladora. Todavia, não é mais possível para os consumidores de energia elétrica suportarem políticas públicas com dispêndios bilionários na tarifa.*

- iii. **Resposta ANEEL/SGT. Não se aplica. Trata-se de manifestação de opinião. Ressalta-se que a racionalização da CDE é objeto de análise do Grupo de Trabalho - GT instituído pela Portaria MME nº 484/2016, que tem como objetivo elaborar o plano de redução estrutural das despesas da CDE a ser disponibilizado em consulta pública até 31/12/2017, conforme dispõe o art. 13, § 2º-A, da Lei nº 10.438/2002. A racionalização da CDE também foi tratada nas discussões acerca do aprimoramento do marco legal do setor elétrico, no âmbito da Consulta Pública do MME nº 33, de 05/07/2017.**

#### 1.4 ABIAPE

*Nesse contexto, é fundamental discutir a racionalização da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) como medida redutora de ineficiências do setor elétrico e indutora do*

desenvolvimento da indústria brasileira. É indispensável focalizar três pontos: a efetividade da fiscalização de contas, a melhoria das metodologias/procedimentos envolvidos com a CDE e a proposição de ações para redução das quotas CDE - Uso.

- iv. **Resposta ANEEL/SGT. Aceita. A ANEEL já está realizando ampla fiscalização da CCC, que inclui o reprocessamento de todos reembolsos realizados aos beneficiários desde julho de 2009. Para o ano de 2018, a SFF está desenvolvendo projeto de monitoramento contínuo e remoto dos fundos setoriais CCC, CDE e RGR, o que deverá resultar em maior celeridade e efetividade dos processos fiscalizatórios. As metodologias e procedimentos da CDE estão sendo tratadas no âmbito da regulamentação do Submódulo 5.2 do Proret, objeto da Audiência Pública nº 62. A racionalização da CDE é objeto de análise do Grupo de Trabalho - GT instituído pela Portaria MME nº 484/2016, que tem como objetivo elaborar o plano de redução estrutural das despesas da CDE a ser disponibilizado em consulta pública até 31/12/2017, conforme dispõe o art. 13, § 2º-A, da Lei nº 10.438/2002. A racionalização da CDE também foi tratada nas discussões acerca do aprimoramento do marco legal do setor elétrico, no âmbito da Consulta Pública do MME nº 33, de 05/07/2017.**

## 2 Concatenação das cotas de distribuidoras

### 2.1 EDP

*Entende-se, portanto, que a concatenação é primordial para o caixa das distribuidoras, em especial, para períodos de redução de mercado e elevação do orçamento da CDE.*

*A concatenação constitui elemento essencial também para a suavização das tarifas, uma vez que o efeito do caixa será amenizado nas tarifas dos consumidores. Além de beneficiar o próprio consumidor, evita o aumento da inadimplência. Em uma simulação para as distribuidoras do Grupo EDP, entende-se que o alívio de caixa evitaria o aumento de 0,1% na receita inadimplente. Tendo em vista seus efeitos benéficos, a **EDP apoia a concatenação.***

- v. **Resposta ANEEL/SGT. Já prevista, conforme submódulo 5.2 do Proret.**

## 3 Reserva Técnica

### 3.1 ABRACE

*A fim de que se harmonize com os demais dispositivos do Decreto n. 9.022/2017 e com as Leis n. 10.438/2002 e 13.360/2016 – e, em especial, com o propósito de racionalização e redução das despesas da CDE que marca a edição da Lei n. 13.360/2016 –, a ABRACE defende que a reserva técnica prevista no artigo 9º, § 3º, VI, do Decreto n. 9.022/2017, acaso efetivamente constituída, não seja formada por meio da criação de mais uma despesa – sem previsão legal – custeada pelas quotas da CDE, mas, sim, por outras fontes de receita da Conta.*

- vi. **Resposta ANEEL/SGT/SFF. Não Aceita. A constituição da reserva técnica não significa a criação de uma despesa adicional da CDE, trata-se da formação de capital giro para fazer frente às flutuações das receitas e despesas do fundo, com previsão legal, que pode movimentar recursos da ordem de R\$ 20 bilhões. Essas flutuações decorrem da própria imprecisão do orçamento anual, bem como de fatos alheios à gestão da CCEE ou da atuação regulatório e fiscalizatória da ANEEL, como inadimplência setorial e decisões judiciais. A medida opera em favor da modicidade tarifária, uma vez que objetiva preservar**

a saúde financeira do fundo, evitando-se atrasos nos reembolsos aos beneficiários, o que poderia resultar em custos financeiros desnecessários a serem repassados aos consumidores, além de ameaçar o próprio funcionamento do setor. A revisão extraordinária do orçamento anual não elimina a necessidade de formação da reserva técnica, uma vez que a mesma não é imediata, depende de abertura de processo administrativo, análise técnica e deliberação pela diretoria colegiada da ANEEL. Por outro lado, de forma a amenizar o impacto tarifário dessa medida, no orçamento anual da CDE de 2018 está sendo considerando 2,5% do total de gastos como reserva técnica, de forma que a mesma seja formada em dois anos.

### 3.2 EDP

*Foi realizada uma simulação considerando a necessidade de caixa para cobrir os processos tarifários ao longo de 12 meses. Calculou-se o montante que se deixaria de arrecadar em 2018 com reserva técnica caso ocorra a concatenação apenas dos R\$ 900 milhões previstos para a reserva já em janeiro de 2018. O valor não arrecadado de reserva técnica seria de aproximadamente R\$ 450 milhões, ou seja, metade do valor orçado para o ano de 2018, de R\$ 900 milhões. Esse montante não arrecadado em 2018 continuaria a ser arrecadado em 2019, fazendo-se assim, apenas um deslocamento temporal.*

- vii. Resposta ANEEL/SGT/SFF. Aceita Parcialmente. A área técnica entende que não há viabilidade econômica e financeira da Conta Setorial para antecipação da concatenação das quotas anuais de 2019 para 2018. Além disso, há que se reiterar que a formação da Reserva Técnica não visa apenas à concatenação das quotas anuais, sendo também importante para contingências das conta, como a falta de recursos devido às liminares. Alternativamente, propõe-se a formação da reserva técnica em um período de dois anos, amenizando o impacto financeiro para as distribuidoras e o impacto tarifário para os consumidores. Dessa forma, no orçamento anual da CDE de 2018 está sendo considerado apenas 2,5% dos gastos totais como reserva técnica.

### 3.3 CONCELPA

*Ratificamos a posição do Conselho de Consumidores com relação a não concordância da Reserva Técnica de 5% para ser assumida pelo consumidor em detrimento do risco do negócio que deve ser assumido pelos agentes do setor elétrico. O consumidor não suporta ter que assumir mais outro ônus do setor financeiro.*

- viii. Resposta ANEEL/SGT/SFF. Não Aceita. Os agentes que não cumprem suas obrigações setoriais estão sujeitos a multas e outras penalidades, como a suspensão de reajustes e revisões tarifárias e de recebimento de recursos dos fundos setoriais. A constituição da reserva técnica não significa a criação de uma despesa adicional da CDE, trata-se da formação de capital giro para fazer frente às flutuações das receitas e despesas do fundo, com previsão legal, que pode movimentar recursos da ordem de R\$ 20 bilhões. Essas flutuações decorrem da própria imprecisão do orçamento anual, bem como de fatos alheios à gestão da CCEE ou da atuação regulatório e fiscalizatória da ANEEL, como inadimplência setorial e decisões judiciais. A medida opera em favor da modicidade tarifária, uma vez que objetiva preservar a saúde financeira do fundo, evitando-se atrasos nos reembolsos aos beneficiários, o que poderia resultar em custos financeiros desnecessários a serem repassados aos consumidores, além de ameaçar o próprio funcionamento do setor. Por outro lado, de forma a amenizar o impacto tarifário

dessa medida, no orçamento anual da CDE de 2018 está sendo considerando 2,5% do total de gastos totais como reserva técnica, de forma que a mesma seja formada em dois anos.

### 3.4 IEP

*Os valores da CDE para 2018 sofreram um aumento muito acima dos índices inflacionários, por isso recomendamos que o fundo de reserva de 5% seja eliminado e a cobrança seja mais efetiva sobre os agentes que não cumpram com suas obrigações.*

- ix. Resposta ANEEL/SGT/SFF. Não Aceita Os agentes que não cumprem suas obrigações setoriais estão sujeitos a multas e outras penalidades, como a suspensão de reajustes e revisões tarifárias e de recebimento de recursos dos fundos setoriais. A constituição da reserva técnica não significa a criação de uma despesa adicional da CDE, trata-se da formação de capital giro para fazer frente às flutuações das receitas e despesas do fundo, com previsão legal, que pode movimentar recursos da ordem de R\$ 20 bilhões. Essas flutuações decorrem da própria imprecisão do orçamento anual, bem como de fatos alheios à gestão da CCEE ou da atuação regulatório e fiscalizatória da ANEEL, como inadimplência setorial e decisões judiciais. A medida opera em favor da modicidade tarifária, uma vez que objetiva preservar a saúde financeira do fundo, evitando-se atrasos nos reembolsos aos beneficiários, o que poderia resultar em custos financeiros desnecessários a serem repassados aos consumidores, além de ameaçar o próprio funcionamento do setor. Por outro lado, de forma a amenizar o impacto tarifário dessa medida, no orçamento anual da CDE de 2018 está sendo considerando 2,5% do total de gastos totais como reserva técnica, de forma que a mesma seja formada em dois anos.

### 3.5 CONCEL/MT

*Ratificando a posição do Conselho externada no âmbito do processo de audiência pública 062/2017, o entendimento é que não se deve imputada ao consumidor uma reserva técnica de 5%, por ser esse mais um risco do negócio, portanto a ser absorvido por outro agente do setor, que não quem o financia: o consumidor;*

- x. Resposta ANEEL/SGT/SFF. Não Aceita. Os agentes que não cumprem suas obrigações setoriais estão sujeitos a multas e outras penalidades, como a suspensão de reajustes e revisões tarifárias e de recebimento de recursos dos fundos setoriais. A constituição da reserva técnica não significa a criação de uma despesa adicional da CDE, trata-se da formação de capital giro para fazer frente às flutuações das receitas e despesas do fundo, com previsão legal, que pode movimentar recursos da ordem de R\$ 20 bilhões. Essas flutuações decorrem da própria imprecisão do orçamento anual, bem como de fatos alheios à gestão da CCEE ou da atuação regulatório e fiscalizatória da ANEEL, como inadimplência setorial e decisões judiciais. A medida opera em favor da modicidade tarifária, uma vez que objetiva preservar a saúde financeira do fundo, evitando-se atrasos nos reembolsos aos beneficiários, o que poderia resultar em custos financeiros desnecessários a serem repassados aos consumidores, além de ameaçar o próprio funcionamento do setor. Por outro lado, de forma a amenizar o impacto tarifário dessa medida, no orçamento anual da CDE de 2018 está sendo considerando 2,5% do total de gastos totais como reserva técnica, de forma que a mesma seja formada em dois anos.

### 3.6 ELETROPAULO

*No intuito de mitigar o descasamento financeiro das distribuidoras com o aumento mensal do custo da CDE, solicita-se que essa reserva técnica seja constituída concatenada com os processos tarifários das distribuidoras. O processo de formação do Saldo da CDE para a Reserva Técnica seria parecido, portanto, com o de formação do Saldo Vinculado à Conta ACR, conforme pode ser visto no Gráfico 2 da Nota Técnica nº 323/2015-SGT/ANEEL. No fluxo de caixa previsto, o Saldo mínimo somente seria formado após 1 ano de arrecadação, concatenada com os reajustes tarifários.*

- xi. **Resposta ANEEL/SGT/SFF. Aceita Parcialmente. A área técnica entende que não há viabilidade econômica e financeira da Conta Setorial para antecipação da concatenação das quotas anuais de 2019 para 2018. Além disso, há que se reiterar que a formação da Reserva Técnica não visa apenas à concatenação das quotas anuais, sendo também importante para contingências das conta, como a falta de recursos devido às liminares. Alternativamente, propõe-se a formação da reserva técnica em um período de dois anos, amenizando o impacto financeiro para as distribuidoras e o impacto tarifário para os consumidores. Dessa forma, no orçamento anual da CDE de 2018 está sendo considerado apenas 2,5% dos gastos totais como reserva técnica.**

### 3.7 ABIAPE

*Por outro lado, a regulamentação de uma reserva técnica desse porte provoca efeito contrário à retomada do crescimento econômico, uma vez que remete um grande montante financeiro dos consumidores industriais a uma conta sem remuneração produtiva. O tamanho da retenção desse valor na CDE é equivalente a redução dos investimentos em infraestrutura, da produção industrial e da criação de empregos. Tal prejuízo para a economia, porém, não parece ter sido levado em consideração na decisão tomada pela ANEEL.*

- xii. **Resposta ANEEL/SGT/SFF. Aceita Parcialmente. A constituição da reserva técnica não significa a criação de uma despesa adicional da CDE, trata-se da formação de capital giro para fazer frente às flutuações das receitas e despesas do fundo, com previsão legal, que pode movimentar recursos da ordem de R\$ 20 bilhões. Essas flutuações decorrem da própria imprecisão do orçamento anual, bem como de fatos alheios à gestão da CCEE ou da atuação regulatório e fiscalizatória da ANEEL, como inadimplência setorial e decisões judiciais. A medida opera em favor da modicidade tarifária, uma vez que objetiva preservar a saúde financeira do fundo, evitando-se atrasos nos reembolsos aos beneficiários, o que poderia resultar em custos financeiros desnecessários a serem repassados aos consumidores, além de ameaçar o próprio funcionamento do setor. A revisão tarifária extraordinária do orçamento anual não elimina a necessidade de formação da reserva técnica, uma vez que a mesma não é imediata, depende de abertura de processo administrativo, análise técnica e deliberação pela diretoria colegiada da ANEEL. Por outro lado, de forma a amenizar o impacto tarifário dessa medida, no orçamento anual da CDE de 2018 está sendo considerando 2,5% do total de gastos totais como reserva técnica, de forma que a mesma seja formada em dois anos.**

### 3.8 CCEE

*é importante que fique explícito, em razão da transparência inerente à atividade de gestão dos Fundos Setoriais, que eventuais honorários sucumbenciais, de modo geral, poderão ser cobertos pela Reserva Técnica. A previsibilidade de tal despesa, além de ser importante pelo dever de transparência e publicidade, vai ao encontro do art. 11, inc. I do Decreto nº 9.022/2017, pelo qual a CCEE, como gestora dos Fundos Setoriais, não pode ter lucro ou prejuízo com tal delegação, cabendo, ainda, o resguardo de seu orçamento associativo relacionado às atividades para a viabilização da comercialização de energia no SIN (vide nota anexa).*

- xiii. Resposta ANEEL/SGT/SFF. Não Aceita. Não é objeto dessa Audiência Pública. As destinações da reserva técnica devem estar definidas explicitamente no Submódulo 5.2 do Proret, objeto da Audiência Pública n. 62/2017.**

#### **4 Rateio da CDE**

##### **4.1 CONCELPA**

*Entendemos que existe um desequilíbrio expressivo com relação aos valores da CDE rateados entre as regiões, os gráficos mostram esta realidade, no entanto, para restabelecer uma situação de equilíbrio no país, é necessário que se encontre uma forma de compensar as diferenças regionais existentes, no sentido de evitar que as regiões que possuem menor renda per capita pague por uma energia mais cara.*

- xiv. Resposta ANEEL/SGT. Não se aplica. Não é objeto dessa Audiência Pública. A política tarifária é matéria legislativa, cabendo à ANEEL observar estritamente a regra de rateio da CDE estabelecida no art. 13 da Lei nº 10.438/2002.**

##### **4.2 CONCEL/MT**

*Os reflexos dos números colocados em discussão e relacionados no voto e notas técnicas mostram o desequilíbrio existente entre as regiões do país no rateio dos valores da CDE, frutos de uma política desproporcional que onera os consumidores das regiões S/SE/CO;*

- xv. Resposta ANEEL/SGT. Não se aplica. Não é objeto dessa Audiência Pública. A política tarifária é matéria legislativa, cabendo à ANEEL observar estritamente a regra de rateio da CDE estabelecida no art. 13 da Lei nº 10.438/2002.**

##### **4.3 CEMIG**

*O mercado utilizado para a definição da quota CDE-USO está incorreto, pois o dado considerado na projeção 2018 para mercado total de referência (AT+MT+BT), conforme Nota Técnica, é 62.283.743,50 MWh. Contudo, de acordo com o último processo de reajuste da distribuidora Cemig D, em maio de 2017, o mercado total considerado foi 40.142.463,35 MWh, excluídos o Baixa Renda e os Autoprodutores.*

- xvi. Resposta ANEEL/SGT. Aceita. A base de dados foi atualizada conforme retificação da empresa quanto à informação de mercado que consta do SAMP.**

## 5 Restos a Pagar

### 5.1 ABRACE

*Requer a ABRACE que a consideração de quaisquer valores a título de "restos a pagar" no orçamento da CDE/2018 esteja condicionada à prévia realização de audiência pública específica quanto aos resultados dos processos de fiscalização dos dispêndios da CCC no período de 2009 a 2017.*

- xvii. **Resposta ANEEL/SGT/SFF. Não Aceita. Conforme demonstrado pela CCEE, os restos a pagar referem-se à insuficiência de recursos da CDE em 2017, em função da frustração de receitas e do aumento de gastos em relação aos valores do orçamento anual que foi aprovado pela ANEEL. A CCEE, na condição de gestora dos fundos setoriais, tem o dever de atuar estritamente dentro dos limites legais e regulatórios, estando sujeita à aplicação de penalidades em caso de não cumprimento de regras ou da má gestão. Os processos fiscalizatórios da ANEEL são realizados de forma programada e planejada, observando rito administrativo próprio, que é independente do rito orçamentário da CDE. Nesses processos é garantido o direito a ampla defesa e ao contraditório dos afetados. Já está em curso na ANEEL amplo processo de fiscalização da CCC, que envolve o reprocessamento de todos os reembolsos realizados aos beneficiários desde julho de 2009, cujos resultados serão considerados no orçamento anual da CDE na medida em que forem aprovados pela ANEEL. Para 2018, a SFF está desenvolvendo projeto de monitoramento contínuo e remoto dos fundos setoriais de forma a aumentar a celeridade e a eficácia dos processos de fiscalização. Os processos de fiscalização ANEEL são públicos e estão disponíveis para a consulta dos órgãos de controle e da sociedade em geral. Outras medidas que contribuem para a auditoria dos fundos setoriais estão sendo regulamentadas pelo Submódulo 5.2 do Proret, que prevê a prestação de contas anual pela CCEE, bem como a publicação de todas as informações relativos ao fundo e aos seus beneficiários.**

### 5.2 CCEE

*a CCEE reitera o pedido realizado pela CCEE, por meio da carta CT-CCEE-1705/2017, de 27.11.2017, em resposta ao DSP nº 3.683/2017, o qual determinou à CCEE a atualização da estimativa de déficit ou superávit da conta no ano corrente, para fins de consideração na aprovação do Orçamento Anual da CDE de 2018, no sentido de avaliar e reconhecer de recurso adicional no orçamento CDE 2018 para fazer frente às obrigações pendentes do exercício de 2017 face à insuficiência de recursos apontados na referida correspondência.*

- xviii. **Resposta ANEEL/SGT/SFF. Aceita. O déficit estimado pela CCEE na execução orçamentária da CDE de 2017 foi considerado no orçamento anual de 2018, na rubrica "restos a pagar".**

## 6 PLPT

### 6.1 EQUATORIAL

*Desta forma, diante dos vultosos valores de investimentos, percebe-se como primordial a continuidade do Programa Luz Para Todos no Maranhão, sendo o montante necessário a ser aprovado no orçamento da CDE para o ano de 2018 igual a **R\$ 212.636.000,33** para realização*

de 15.898, de onde se conclui que os valores apresentados nessa Audiência Pública são insuficientes para a CEMAR.

Desta forma, diante dos vultosos valores de investimentos, percebe-se como primordial a continuidade do Programa Luz Para Todos no Pará, sendo o montante necessário a ser aprovado no orçamento da CDE para o ano de 2018 igual a **R\$591.766.566,00** para a realização de 33.159 ligações.

- xix. **Resposta ANEEL/SRD. Não Aceita. Conforme art. 2º da Lei 9.427/1996, a ANEEL deve atuar em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, dentre as quais se insere a universalização e o Programa Luz para Todos. De forma específica, observa-se que para o Programa Luz para Todos é o Ministério de Minas e Energia que define as metas e os prazos em cada Estado ou área de concessão e encaminha o orçamento para a ANEEL, conforme art. 1º, §3º do Decreto 7.520/2011, com fundamento no art. 14, §13 da Lei nº 10.438/2002.**

## 6.2 IEP

*Universalização – o programa deveria ser paralisado pois é um contrassenso em plena crise econômica investir em atendimento de novos consumidores que tem baixa carga e alto investimento em rede o que torna o fornecimento totalmente inviável economicamente. Todo o projeto deve ser repensado. Os valores previstos pelo MME de acordo com a portaria 363/2017 indicam valores unitários muito elevados, notadamente os estados de Roraima e Amazonas.*

- xx. **Resposta ANEEL/SRD. Não Aceita. Conforme art. 2º da Lei 9.427/1996, a ANEEL deve atuar em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal, dentre as quais se insere a universalização e o Programa Luz para Todos. Portanto, não cabe à ANEEL paralisar a universalização do serviço público de distribuição. No caso do Programa Luz para Todos, é o Ministério de Minas e Energia que define as metas e os prazos em cada Estado ou área de concessão, conforme art. 1º, §3º do Decreto 7.520/2011, com fundamento no art. 14, §13 da Lei nº 10.438/2002. Observa-se ainda que somente no Estado do Paraná o Programa Luz para Todos executou mais de 80.000 ligações no período a partir de 2004.**

## 6.3 IEP

*A se manter o programa Luz para Todos, por exclusiva imposição do Governo Federal os recursos para estes desembolsos devem vir de Aportes da União e não de cotização da conta CDE a ser paga pelos demais consumidores de energia elétrica. O orçamento da CDE para 2018 prevê um aumento de 35% nos aportes dos consumidores. Isto é intolerável.*

- xxi. **Resposta ANEEL/SRD. Não Aceita. O art. 2º, IV do Decreto nº 9.022/2017 prevê, como fonte de recurso da CDE, a transferência de recursos do Orçamento Geral da União, mas não de forma obrigatória, visto que o texto legal condiciona o aporte à disponibilidade orçamentária e financeira. Assim, não é possível à ANEEL exigir a existência do aporte do OGU para a continuidade do PLPT, a menos de uma alteração legal nesse sentido.**

## 6.4 IEP

*Também deve-se repensar o atendimento do PLPT com novas tecnologias de geração distribuída com fontes de energia renovável a exemplo da solar. A grande vantagem será menor investimento e menor custo operacional, deixando de pressionar a CCC.*

- xxii. **Resposta ANEEL/SRD. Aceita. O PLPT já possui um Manual para Atendimento às Regiões Remotas dos Sistemas Isolados, sendo a última versão aprovada pela Portaria MME nº 521, de 13 de novembro de 2015. As distribuidoras Eletrobras Amazonas Energia, Celpa e Eletrobras Distribuição Rondônia possuem metas contratadas para os anos de 2017 e 2018 para o atendimento por meio de Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica – MIGDI com tecnologia solar fotovoltaica.**

## 7 Baixa Renda

### 7.1 ABRACE

*A ABRACE pede para (i) que seja feita a revisão dos valores concernentes ao Baixa Renda, a fim de que se compatibilizem com as trajetórias do CadÚnico, e (ii) que a ANEEL adote as providências necessárias para assegurar que as distribuidoras atenderão ao disposto no § 1º do artigo 146 da REN 414/2010.*

- xxiii. **Resposta ANEEL/SRD. Aceita. A ANEEL realiza anualmente o processo de validação da Tarifa Social, em que é verificado o cumprimento das disposições relacionadas à concessão e retirada do benefício por todas as distribuidoras. As distribuidoras são avaliadas individualmente e, caso se verifique a existência de não conformidades, são notificadas e podem ser glosadas de valores recebidos a maior, valores que retornam para a conta CDE. Neste ano de 2017 as ações de auditoria feitas pela ANEEL podem ser verificadas no processo 48500.000311/2016-30. Adicionalmente, ressalta-se que todos os meses a ANEEL faz o batimento das bases de dados das distribuidoras com as bases do CadÚnico, de modo que a própria ANEEL encaminha para as distribuidoras o relatório das famílias que devem ser descadastradas. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE em 2018 foi recalculada pela SRD para R\$ 2,44 bilhões. Esse valor considera: (i) a quantidade de famílias beneficiadas em outubro/2017 de 8.900.120, com desconto médio por família de R\$ 22,66/MWh; (ii) o decréscimo vegetativo médio de 0,23% ao mês na quantidade de famílias beneficiadas; e (iii) a projeção de IPCA de 4,02% para 2018 (Boletim Focus 01/12/17).**

### 7.2 EDP

*A EDP solicita a correção da fórmula para que os percentuais de descontos das Faixas 01, 02 e 03 do residencial baixa renda sejam aplicados sobre a tarifa do residencial baixa renda 04, a qual já desconta CDE e PROINFA.*

- xxiv. **Resposta ANEEL/SRD. Aceita Parcialmente. A alteração sugerida faz parte da proposta da AP 62/2017, item 119 da minuta do Submódulo 5.2 do PRORET e será considerada no cálculo dos valores do orçamento da Tarifa Social a partir do ano de 2019.**

### 7.3 EQUATORIAL

*Em resumo, contribuimos no sentido de que seja realizado um novo cálculo de Orçamento para os valores de Baixa Renda considerando uma base de Subsídios mais atualizada, tal como Setembro/2017. Desse modo, a premissa de crescimento de médio de família de 0,32% se mostrará mais aderente ao crescimento esperado para 2018.*

- xxv. **Resposta ANEEL/SRD. Aceita. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE em 2018 foi recalculada pela SRD para R\$ 2,44 bilhões. Esse valor considera: (i) a quantidade de famílias beneficiadas em outubro/2017 de 8.900.120, com desconto médio por família de R\$ 22,66/MWh; (ii) o decréscimo vegetativo médio de 0,23% ao mês na quantidade de famílias beneficiadas; e (iii) a projeção de IPCA de 4,02% para 2018 (Boletim Focus 01/12/17).**

#### 7.4 ELETROPAULO

*A Eletropaulo entende como otimista a projeção do IPCA de 4,5% considerada na Audiência Pública nº63/2017. Segundo o boletim FOCUS, de 17 de novembro de 2017 a projeção do IPCA atual para 2018 é de 4,03%, com tendência de queda.*

*Isso posto, solicitamos que no momento da conclusão da Audiência Pública nº63/2017 as premissas macroeconômicas sejam revisadas e atualizadas para as projeções mais atuais disponíveis.*

- xxvi. **Resposta ANEEL/SRD. Aceita. A estimativa de repasses da CDE para a subvenção à TSEE em 2018 foi recalculada pela SRD para R\$ 2,44 bilhões. Esse valor considera: (i) a quantidade de famílias beneficiadas em outubro/2017 de 8.900.120, com desconto médio por família de R\$ 22,66/MWh; (ii) o decréscimo vegetativo médio de 0,23% ao mês na quantidade de famílias beneficiadas; e (iii) a projeção de IPCA de 4,02% para 2018 (Boletim Focus 01/12/17).**

#### 7.5 CEMIG

*Utilizar alíquota única de projeção do IPCA para estimativa dos gastos de CDE com benefícios tarifários.*

- xxvii. **Resposta ANEEL/SRD. Aceita. Será utilizada a projeção do Boletim Focus de 01/12/17.**

### 8 Descontos na distribuição

#### 8.1 ABRACE

*Haja vista que (i) o cálculo do subsídio é feito ano a ano, em cada aprovação de orçamento da CDE, bem como que (ii) as taxas de crescimento apontadas nos estudos de planejamento apresentam discretização anual, a ABRACE pede para que seja utilizado o percentual de variação do mercado específico para 2018 (que é de 3,1%), em lugar de média quinquenal.*

- xxviii. **Resposta ANEEL/SGT. Aceita. A previsão de descontos tarifários na distribuição foi atualizada para o valor de R\$ 6,944 bilhões, considerando a projeção do IPCA de 4,02% (Boletim Focus 01/12/17) e do crescimento do mercado de 3,1% em 2018.**

## 8.2 EQUATORIAL

*Sendo assim, reiteramos nosso pleito de que no cálculo do orçamento de Descontos Tarifários seja incluída a previsão de migração de clientes livre e que seja considerado para a Celpa e Cemar, os valores apresentados na Tabela 11.*

- xxix. **Resposta ANEEL/SGT. Não Aceita. A previsão de gastos da CDE com todos os descontos tarifários observa, de forma simplificada, a projeção de variação do mercado e do IPCA para o ano de 2018, sem levar em consideração outros fatores que podem reduzir ou aumentar a quantidade de beneficiários. É preciso ter cautela na previsão desses gastos, uma vez que estão sendo elaboradas medidas para racionalizar a CDE e reduzir estruturalmente suas despesas, o que inclui a mudança dos critérios e da forma de concessão desses benefícios, tanto no âmbito do Grupo de Trabalho - GT instituído pela Portaria MME nº 484/2016 quanto no escopo da Consulta Pública do MME nº 33, de 05/07/2017.**

## 8.3 IEP

*Subsídios tarifários – sugerimos a revisão do valor de subsidio à irrigação no valor de R\$ 580 milhões já que com a crise hídrica não há água disponível nem para uso humano menos ainda para irrigação. Na audiência pública 65/2015 o IEP sugeriu que fossem tomadas providencias para os casos em que a ANA – Agência Nacional de Águas proibisse o uso de água para irrigação também fosse cancelado o desconto na energia elétrica. Visto que a crise hídrica continua principalmente no Nordeste, este valor certamente será reduzido.*

- xxx. **Resposta ANEEL/SGT. Aceita Parcialmente. A previsão de gastos da CDE com todos os descontos tarifários observa, de forma simplificada, a projeção de variação do mercado e do IPCA para o ano de 2018, sem levar em consideração outros fatores que podem reduzir ou aumentar a quantidade de beneficiários. É preciso ter cautela na previsão desses gastos, uma vez que estão sendo elaboradas medidas para racionalizar a CDE e reduzir estruturalmente suas despesas, o que inclui a mudança dos critérios e da forma de concessão desses benefícios, tanto no âmbito do Grupo de Trabalho - GT instituído pela Portaria MME nº 484/2016 quanto no escopo da Consulta Pública do MME nº 33, de 05/07/2017. Com relação aos descontos tarifários concedidos à atividade de irrigação e aquicultura, a condição de concessão do benefício tarifário apenas aos usuários com outorga dos direitos de uso de recursos hídricos e demais licenças cabíveis da ANA, já está prevista na proposta de revisão da REN 414, submetida à Audiência Pública n. 62/2017: §6º O benefício tarifário de que trata este artigo depende da comprovação pelo consumidor da existência do licenciamento ambiental e da outorga do direito de uso de recursos hídricos, quando exigido em legislação federal, estadual, distrital ou municipal específica.(art. 53-L da REN 414/2010).**

## 9 Descontos na transmissão

### 9.1 ABRACE

*A ABRACE pede para que a ANEEL avalie a possibilidade de postergação da data de início da contratação de uso dos sistemas de transmissão por usinas que possuem desconto nas tarifas*

de transmissão, diante da ocorrência de atrasos na disponibilização das instalações de transmissão responsáveis pelo escoamento dessa geração.

- xxxi. **Resposta ANEEL/SGT. Não Aceita. A necessidade do pagamento do uso do sistema de transmissão por centrais de geração com comercialização de energia no ACR e com Despacho da SFG que as declarem aptas é regulamentada pelo Despacho nº 2.117/2012 e pelo Art. 12 da REN nº 666/2015. Tais geradores devem realizar os pagamentos associados aos CUST, uma vez que fazem jus à percepção da receita pela energia vendida que considera esses custos. Ressalta-se que quando do pagamento do encargo de uso do sistema de transmissão, sem a contrapartida de pagamento das instalação de transmissora em atraso, o excedente é computado na Parcela de Ajuste que diminui o encargo total dos usuários da rede no ciclo tarifário subsequente. Ademais, o quantitativo de geradores nessa condição (com CUST) apurado no ciclo tarifário 2017/2018 é de 10 usinas, totalizando 278 MW e um encargo total anual (sem desconto) de aproximadamente R\$ 24 milhões.**

## 10 Carvão Mineral

### 10.1 ABRACE

*A ABRACE requer a consideração da totalidade do estoque histórico na composição do orçamento da CDE/2018.*

- xxxii. **Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Há que se considerar tanto a capacidade de uso do carvão como a de devolução do recurso financeiro pelas beneficiárias. Todavia, propõe-se ajuste no texto da minuta de resolução objeto da Audiência Pública nº 45/2017, de modo a se estabelecer uma data final como limite para compor o “estoque histórico”, a saber: a quantidade de carvão paga pela CDE e não consumida pela beneficiária até 31/12/2016, a qual deve ser devolvida pelos beneficiários da Subconta Carvão Mineral em um horizonte de 5 anos. Sendo assim, a partir de 2018, os orçamentos anuais da CDE devem considerar tanto a devolução (um quinto) do “estoque histórico” como a devolução (integral) do que estoque remanescente ao final de cada ano.**

### 10.2 ENGIE (eficiência)

*Tanto a REN 500/2012 em seu artigo 3º quanto a proposta de nova regulamentação trazida pela AP 45/2017 preveem a aplicação do “percentual de reembolso do custo efetivo dos combustíveis primário e secundários”. Ou seja, o percentual de eficiência deve ser aplicado sobre o montante financeiro despendido para a compra mínima, e não sobre a quantidade de carvão a ser adquirida.*

- xxxiii. **Resposta ANEEL/SGR. Já considerada. A aplicação do percentual de redução cabe a todo e qualquer recurso custeado pela CDE. Sendo assim, atualmente se aplica o critério de cobertura de eficiência energética (percentual de eficiência) tanto no combustível primário como no secundário, custeados pela CDE.**

### 10.3 ENGIE (estoque estratégico)

*A proposta de regulamentação do estoque estratégico o define como: “refere-se à quantidade de carvão, em toneladas, que equivale a 2 (dois) meses de operação plena da central termelétrica”.*

A despeito desta definição, o valor utilizado na Nota Técnica nº 137/2017-SGT/ANEEL para a previsão orçamentária no caso do CTJL foi de 400.000 toneladas de carvão, que é equivalente à compra mínima contratual e bastante distante da geração plena.

Como resultado da aplicação da fórmula exposta temos que o estoque estratégico CTJL deve ser de: **583.668 toneladas**.

- xxxiv. **Resposta ANEEL/SRG/SFG. Não Aceita. A nova minuta de resolução que substituirá a REN 500/2012 propõe a seguinte definição para o estoque estratégico: quantidade de carvão, em toneladas, equivalente a 2 (dois) meses da compra mínima anual. Sendo assim, o valor devido para o estoque estratégico da UTE Jorge Lacerda é de 400.000 t.**

#### 10.4 ENGIE (estoque histórico)

Sobre o estoque histórico informamos que o montante de 770.000 tem sua origem em documento apresentado pela SGT e SRG em Nota Técnica datada de 03/02/2016 (NT nº 13/2017-SGT-SRG/ANEEL) e não corresponde a melhor estimativa para o estoque ao final de 2017. O montante de 770.000 toneladas considerado na proposta da ANEEL era a previsão do estoque CDE em 31/12/2016, diferente do previsto para 31/12/2017 que é de 594.500 toneladas, conforme relatório de acompanhamento enviado à CCEE.

Portanto o estoque histórico da UTE Jorge Lacerda a ser considerado para a elaboração do orçamento deve ser de: **594.500 toneladas**.

- xxxv. **Resposta ANEEL/SRG/SFG. Não Aceita. Conforme Memorando nº 407/2017-SFG/ANEEL, de 15/12/2017, a fiscalização da ANEEL realizou levantamento dos valores devidos até agosto de 2017 e constatou que cabe devolução de 789.441 t. Os valores de estoque histórico (i.e. até dezembro de 2016) no orçamento da CDE serão atualizados, para todas as usinas, considerando a análise da SFG.**

#### 10.5 ENGIE (desconto do estoque não consumido)

No caso do CTJL, considerando a expectativa de estoque ao final do ano de 2017 num montante de 594.500 toneladas, o valor que ultrapassa o estoque estratégico é de 10.832 toneladas. Portanto o valor a ser descontado no orçamento para 2018 é um o montante financeiro correspondente à **2.166 toneladas de carvão** (um quinto do valor que ultrapassa o estoque estratégico).

- xxxvi. **Resposta ANEEL/SRG/SFG. Não Aceita. Em função da nova proposta de “estoque estratégico” (minuta de resolução que substituirá a REN 500/2012) e da análise da fiscalização quanto ao “estoque histórico” (Memorando nº 407/2017-SFG/ANEEL, de 15/12/2017), todo o orçamento deve ser ajustado.**

## 11 CCC

### 11.1 ABRACE (CCDs)

A ABRACE pede para que a ANEEL dê o devido reconhecimento à fiscalização já ultimada e deduza, do orçamento da CCC/CDE de 2018, quaisquer valores que já tenham sido pagos à

*AmE, à CERON e à ELETROACRE a título de CCDs, uma vez que, como visto, nenhum valor de reembolso quanto a essa rubrica era devido.*

- xxxvii. **Resposta ANEEL/SRG. Aceita Parcialmente. Somente serão reconhecidos os valores já deliberados em última instância administrativa pela ANEEL.**

#### **11.2 ABRACE (montante de energia para desconto do ACR<sub>med</sub>)**

*A Abrace solicita o acréscimo de 432,87 MW<sub>med</sub>, com o conseqüente aumento de R\$ 807 milhões no chamado “desconto ACR<sub>med</sub>”.*

- xxxviii. **Resposta ANEEL/SRG. Aceita. O montante foi corrigido no orçamento.**

#### **11.3 ABRACE (ACR<sub>med</sub> usinas interligadas)**

*A Abrace requer a inclusão, como crédito da CCC no orçamento de 2018, dos valores associados à operacionalização do “desconto ACR<sub>med</sub>” nos anos de 2017 e anteriores, de maneira a considerar, para as usinas interligadas, os montantes contratados.*

- xxxix. **Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. O período de 2017 ainda não foi fiscalizado pela ANEEL e, portanto, não há elementos que comprovem a falta do desconto do ACR<sub>med</sub> nos reembolsos de 2017. Os anos anteriores (até junho/2016) constam do processo de reprocessamento da conta e que motivarão valores à pagar ou à receber da conta CDE.**

#### **11.4 ABRACE (ACR<sub>med</sub> de 2018)**

*A Abrace requer a revisão do valor do ACR<sub>med</sub> para o ano de 2018, de maneira a incluir, no “custo total ACR”, os valores relativos (i) às receitas provenientes da aplicação das Bandeiras Tarifárias, incluindo o valor do déficit da Conta Bandeiras e (ii) o excedente da Conta de Energia de Reserva – CONER utilizado pelas distribuidoras para cobrir custos com compra de energia elétrica.*

- xi. **Resposta ANEEL/SGT. Aceita Parcialmente. A metodologia de cálculo do ACR<sub>med</sub> está sendo alterada no âmbito do Submódulo 5.1 do Proret, objeto da Audiência Pública n. 62/2017, de forma a considerar os custos cobertos pela receita das Bandeiras Tarifárias. Com relação ao excedente da CONER, o mesmo é considerado para cobrir o custo do EER, que é considerado no ACR<sub>med</sub> observado o disposto nos parágrafos 2º-A, 2º-B e 2º-C do art. 3º da Lei nº 12.111/2009. O valor do ACR<sub>med</sub> de 2018, fixado pelo Despacho n. 3.440/2017, observou a regra vigente quando da sua aprovação pela Diretoria Colegiada da ANEEL.**

#### **11.5 ABRACE (gás UTE Aparecida)**

*A ABRACE pleiteia que sejam deduzidos, do orçamento da CCC/CDE de 2018, os valores que, em 2016 e 2017, foram indevidamente despendidos com a compra de combustível para a UTE Aparecida, a qual, no período compreendido entre 2 de julho de 2016 e 12 de abril de 2017, esteve indisponível.*

- xli. **Resposta ANEEL/SRG. Não aceita. Os anos anteriores (até junho/2016) constam do processo de reprocessamento da conta e que motivarão valores à pagar ou à receber da conta CDE. No período de julho de 2016 a abril de 2017 (início da gestão da conta pela CCEE) será objeto de fiscalização específica.**

#### 11.6 ABRACE (quotas da CDE para sistemas isolados)

A ABRACE requer:

(i) a consideração, no orçamento da CDE/2018, dos valores que deveriam ter sido pagos, a título de CDE, nos orçamentos anteriores, por todas as distribuidoras do País às quais a ANEEL conferiu, sem base legal, isenção de pagamento de quotas; ou

(ii) subsidiariamente, a consideração, no orçamento da CDE/2018, do pagamento, pelas distribuidoras que até então vinham gozando de isenção, das quotas de CDE de março/2017 em diante, ou seja, desde quando foi revogado o artigo 5º do Decreto n. 7.891/2013.

- xlii. **Resposta ANEEL/SGT. Não Aceita. Não compete à ANEEL avaliar a legalidade do art. 5º do Decreto n. 7891/2013. Na fixação das cotas anuais da CDE de 2017 o artigo 5º do Decreto n. 7891/2013 ainda estava vigente, por isso, não foram definidas cotas para a Eletrobras Distribuição Amazonas, que embora já estivesse interligada ao SIN desde maio de 2015, por força de decisão judicial, ainda deve ser considerada totalmente isolada pela ANEEL. Com isso, a Amazonas, além não ter participado do rateio da CDE de 2015, 2016 e 2017, não está participando do sistema de bandeiras tarifas. Todavia, com a revogação do referido comando legal, já é possível incluir a distribuidora no rateio da CDE de 2018 e nos anos subsequentes.**

#### 11.7 ABRACE (despesas judiciais)

Com base nos argumentos despendidos não apenas nesta contribuição, mas também pela própria SRG, **não** devem ser incluídas no orçamento da CDE/2018 despesas referentes a processos judiciais.

- xliii. **Resposta ANEEL/SRG. Não aceita, por não haver justificativa para esta contribuição.**

#### 11.8 ABRACE (preços de combustíveis)

Requer-se a retificação da base de cálculo do ICMS, a fim de que seja composta apenas pela média entre os PMPFs das duas quinzenas.

- xliv. **Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. A contribuição deve se referir ao incremento de 8% relativo a projeção do preço de combustíveis que, conforme explicitado no PAC, fundamentou-se na média dos aumentos dos combustíveis de janeiro de 2014 a agosto de 2017 (nota de rodapé na página 13 do PAC).**

#### 11.9 ABRACE (quantidade de gás natural)

Portanto, considerando (i) os montantes contratados/registrados, (ii) o consumo específico real das usinas e (iii) os volumes contratados de gás natural por ponto de entrega, a Abrace solicita que a Aneel considere o montante de 3,38 milhões de m<sup>3</sup>/dia de gás natural para fins de reembolso da CCC.

*A Abrace também entende que essa forma de apuração do volume de gás natural para fins de reembolso da CCC deve ser adotada para todo o período em que as usinas operam a gás natural.*

**xliv. Resposta ANEEL/SRG. Parcialmente Aceita. Os valores serão apurados em fiscalização a ser realizada.**

**11.10 ABRACE (resultado da fiscalização)**

*A ABRACE pede a urgente realização de audiência pública para a discussão dos dados, critérios e resultados dos processos de fiscalização instaurados para a apuração dos dispêndios da CCC entre 2009 e 2016.*

**xlvi. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Fora do escopo da Audiência Pública.**

**11.11 ABRACE (sobrecontratação)**

*A ABRACE reitera o pedido – cuja plausibilidade já foi reconhecida pela Diretoria da Aneel – de consideração, como crédito da CCC, das receitas auferidas pelas concessionárias de distribuição com a liquidação de sobras contratuais no mercado de curto prazo, observados os montantes contratados cujos custos são suportados pela Conta.*

**xlvii. Resposta ANEEL/SGT. Aceita Parcialmente. Os resultados da comercialização de energia no ACR e das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo pelas distribuidoras beneficiárias da CCC, antes da interligação ao SIN e nos três anos subsequentes devem ser apurados nos respectivos processos tarifários e reconhecidos para fins de reembolso da CCC, conforme disciplina o Submódulo 5.1 do Proret, objeto da Audiência Pública n. 62/2017.**

**11.12 EQUATORIAL (subrogações novas)**

*A planilha “Sub\_Rogação” apresenta a previsão de recebimento de Sub-rogação do projeto de interligação da Ilha de Marajó (Processo ANEEL 48500.008514/2008-64), totalizando **R\$ 104.305.102,98** para o ano de 2018.*

**xlviii. Resposta ANEEL/SRG. Já considerada.**

**11.13 EQUATORIAL (subrogações em curso)**

*A Celpa, por meio da carta CE REGULAÇÃO Nº 261/2015, de 10 de dezembro de 2015, protocolada na ANEEL sob o número 48513.032507/2015-00, solicitou à ANEEL o direito ao rateio da Sub-rogação para a interligação da Usina de Curuá, parte do Projeto Calha Norte. Tal solicitação está em análise pela SRG há 2 anos e o valor pleiteado é de **R\$ 3.261.155,68**, que deve ser previsto para 2018 com sua respectiva atualização monetária anual, de acordo com a REN 427/2011, conforme Tabela 2.*

**xlix. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Somente são considerados os projetos já autorizados pela ANEEL.**

**11.14 EQUATORIAL (antecipação das subrogações)**

*Considerando que a sistemática de antecipação de recursos se dê nos mesmos moldes do PLPT, contribuimos no sentido de que conste no Orçamento CDE 2018 o total de **R\$129.019.760,78**, correspondente a 30% do Valor das Obras, referente à liberação inicial, condicionado à publicação de Ato do Ministro de Estado de Minas e Energia reconhecendo as obras da Celpa como elegíveis de antecipação.*

**I. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Somente são considerados os projetos já autorizados pela ANEEL.**

**11.15 EQUATORIAL (atendimento a sistemas isolados remotos)**

*Assim, solicitamos a inclusão dos valores de reembolso associados ao atendimento das UCs especiais em regiões remotas da Celpa, que totalizam **R\$ 9.710.171,99**, garantindo que o orçamento final da CDE contemple os custos adequados dos empreendimentos que devem ser pagos em 2018.*

**II. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Somente são considerados os projetos já autorizados pela ANEEL.**

**11.16 EQUATORIAL (fator de corte de perdas - ajuste compensatório e incentivo regulatório)**

*Isso posto, considerando que a Fiscalização já citada fornecerá os valores finais do Reembolso CCC, conforme Tabela 8, a Celpa solicita a inclusão dos valores de Ajuste Compensatório e Ajuste Regulatório da Celpa, para os anos de 2015, 2016 e 2017, que totalizam **R\$ 13.450.296,93**, garantindo, assim, que o orçamento final da CDE contemple os custos adequados dos empreendimentos que devem ser pagos em 2018.*

**III. Resposta ANEEL/SGT. Não Aceita. O cálculo do ajuste compensatório e do incentivo regulatório referentes à aplicação do fator de corte de perdas regulatórias nos reembolsos da CCC, do período de 2015 a 2018, será realizado pela SGT apenas após a conclusão dos processos de fiscalizatórios da CCC, que estão reprocessando todos os reembolsos realizados aos beneficiários desde julho de 2009.**

**11.17 ELETROPAULO**

*À parte de itens de custo não recorrentes, as variações orçamentárias anuais da CCC decorrem da expansão/retração do mercado e do custo da geração de energia.*

*Como não se observa uma variação grande de mercado considerado na audiência pública em relação ao de 2017, acredita-se que houve um aumento dos custos da geração de energia.*

Dessa forma, solicita-se que essa Agência disponibilize junto aos resultados da Audiência Pública as planilhas com as memórias de cálculo completas do Orçamento Anual da CDE de 2018 e que seja avaliado a coerência desses novos preços.

- liii. **Resposta ANEEL/SRG. Já considerada. Toda a base dos valores foi devidamente disponibilizada na abertura desta AP, incluindo as despesas com combustíveis, contratação de energia e geração própria.**

#### 11.18 ENERGISA MT (preço do combustível)

O valor que deve ser considerado para o orçamento de 2018 é o valor de NF, que na referência de novembro/2017 teve a média de R\$ 5,8136 (com ICMS), conforme notas fiscais anexas. Além disto, a CCEE deve incluir o aumento estimado de mercado, em torno de 10% a.a, de impacto no custo de Nota Fiscal praticado pela Petrobras distribuidora.

- liv. **Resposta ANEEL/SRG. Já considerada. Nas projeções de geração das usinas dos sistemas isolados, já foi considerada alteração da carga ao longo de 2018.**

#### 11.19 ENERGISA MT (desconto de PIS/COFINS)

Os custos de geração são utilizados como crédito no recolhimento do PIS e COFINS e também base de cálculo para apuração da alíquota efetiva em sua totalidade, ou seja, não se deve considerar desconto de PIS/COFINS no reembolso CCC da EMT, pois não há recuperação alguma desta alíquota, conforme evidências anexas (mês set/2017).

- lv. **Resposta ANEEL/SRG. Não aceita. As contribuições relativas aos Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS são contribuições tributárias de âmbito nacional, instituídas em regime de não cumulatividade pelas Leis nº 10.637/2002 e nº 10.833/2003, respectivamente. Portanto, não sujeitas a interpretações diversas por Estado da Federação. Assim sendo, não cabe tratamento diferenciado à Energisa quanto à cumulatividade dos mesmos, sendo de responsabilidade da interessada efetuar o recolhimento adequado considerando os respectivos créditos das contribuições.**

#### 11.20 CIGÁS (preço do gás natural)

Considerar conforme tabela abaixo, a quantidade e o preço do gás natural estipulado no contrato OC/1902, firmado em jun/2012, entre CIGÁS, AMAZONAS ENERGIA, com interveniência e anuência da PETROBRAS e ELETROBRAS.

	Tarifa em R\$/m <sup>3</sup>	Vol. Contratado (m <sup>3</sup> /dia)
UTE'S -Capital	1,5164	3.220.000
PIE - Capital	1,5899	2.000.000
UTE'S-INTERIOR	1,8967	200.000

- lvi. **Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. A tarifa de transporte foi publicada pela ANP, a qual deve ser utilizada e retroagida desde o início do suprimento. A quantidade reconhecida para fins de reembolso é a destinada à geração de energia. Quantidades com**

**outra destinação ou sem utilização não tem cobertura da Lei nº 12.111/2009 para reembolso pela CDE.**

#### **11.21 CIGÁS (ramais termelétricos)**

*O preço da parcela dos Ramais Termelétricos retificado pelo Comitê de revisão do preço dos Ramais Termelétricos encontra-se em aprovação nessa Agência.*

*Após a devida aprovação, o novo valor aprovado da parcela dos Ramais Termelétricos deverá ser contemplado no orçamento da CDE 2018.*

**lvii. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Somente serão considerados custos já autorizados pela ANP / ANEEL.**

#### **11.22 Boa Vista Energia (custo da ineficiência)**

*Devem ser encaminhado a Secretaria do Tesouro Nacional – STN o montante de R\$ 98.372.295,01 (noventa e oito milhões trezentos e setenta e dois mil duzentos e noventa e cinco reais e um centavos) em valores históricos, apurados na fiscalização sobre a ineficiência de combustíveis de que trata a Lei 13.299/2016, os quais devem ser acrescidos da correção monetária.*

**lviii. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Esses valores estão sendo analisados no âmbito do processo de fiscalização nº 48500.000587/2017-00.**

#### **11.23 Boa Vista Energia (fator de corte)**

*Com relação ao fator de corte, há o montante de R\$ 1.001.722 (um milhão, um mil e setecentos e vinte e dois reais), cabíveis de reconhecimento pela Agência, conforme apresentado na CTA DR 025/2017 (SIC.48513.017157/2017-00).*

**lix. Resposta ANEEL/SRG/SGT. Não Aceita. O cálculo do ajuste compensatório e do incentivo regulatório referentes à aplicação do fator de corte de perdas regulatórias nos reembolsos da CCC, do período de 2015 a 2018, será realizado pela SGT apenas após a conclusão dos processos de fiscalizatórios da CCC, que estão reprocessando todos os reembolsos realizados aos beneficiários desde julho de 2009.**

#### **11.24 Boa Vista Energia (custo da geração no interior)**

*Desde o início da prestação do serviço no interior do estado de Roraima por força da Portaria MME 425/2016, não foram reembolsados pelo Fundo Gestor, o montante de R\$ 12.556.449,00 (doze milhões quinhentos e cinquenta e seis mil quatrocentos e quarenta e nove reais), relativos aos custos de geração do interior do estado de Roraima.*

**lx. Resposta ANEEL/SRG/SGT. Aceita Parcialmente. O custo da geração própria relativa ao atendimento do interior do Estado de Roraima, que até 2016 era realizado pela CERR, não foi definido pela ANEEL uma vez que a distribuidora não passou pelo processo de revisão tarifária e, portanto, não teve uma base de remuneração regulatória definida. Com**

**a incorporação dessa área na concessão da Eletrobras Distribuição Boa Vista e a definição da correspondente base de remuneração regulatória, a ANEEL pode definir o valor da remuneração e depreciação desses ativos, para fins de reembolso da CCC, conforme procedimento definido no Submódulo 5.1 do Proret, objeto da Audiência Pública n. 62/2017.**

#### **11.25 Boa Vista Energia (receita fixa das usinas do interior)**

*Receita fixa das 69 (sessenta e nove) usinas do interior do estado de Roraima, conforme pleito apresentado na CTA DR 048/2017 (SIC. 48513.037698/2017)*

**lxi. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Fora do objeto desta Audiência Pública. Carece de comprovação da geração das usinas no processo de fiscalização.**

#### **11.26 Amapari Energia (despesas acessórias)**

*As despesas acessórias ao combustível relativas ao período de junho/2009 até novembro/2012 ainda não foram ressarcidas na forma estabelecida e reconhecida pela ANEEL. O crédito atual da Amapari em relação às despesas acessórias ao combustível é de R\$ 13.374.732,69 (treze milhões, trezentos e setenta e quatro mil, setecentos e trinta e dois reais e sessenta e nove centavos) e está sob fiscalização da ANEEL nos processos administrativos instaurados so os nºs SIC 48513.001007/2009-00 e 48513.021117/2015.*

**lxii. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Essa análise está no âmbito do processo de fiscalização nº 48500.005430/2016-89.**

#### **11.27 Amapari Energia (créditos não recuperados de ICMS)**

*Além do crédito relativo ao custo das despesas acessórias ao combustível no período de junho/2009 a novembro/2012, a Amapari também tem créditos CCC relativos ao ressarcimento dos créditos não recuperados de ICMS e PIS/COFINS para as operações realizadas desde de 30 de julho de 2009 até dezembro de 2014, igualmente reconhecidos pela ANEEL por meio do artigo 9º da Resolução Normativa nº 427, de 22/02/2011, alterado pela nova redação dada pelo artigo 1º da Resolução Normativa nº 597, de 17/12/2013.*

**lxiii. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Essa análise está no âmbito do processo de fiscalização nº 48500.005430/2016-89.**

#### **11.28 Amapari Energia (ação judicial)**

*Por fim, informamos que há ação judicial (processo nº 2008.34.032541-0) movida contra a ANEEL, cujo objetivo é exatamente o ressarcimento das perdas e danos sofridas pela Ampari pela demora injustificada da ANEEL em reconhecer o direito da amapari de enquadramento no Programa Mensal de Operação dos Sistemas Isolados, justamente para que a Amapari fizesse*

*jus aos reembolsos dos custos para as geradora sde energia integrantes do sistema isolado (CCC) desde o início das suas atividades.*

*A ação judicial encontra-se em fase de apelação, com expectativa de condenação da ANEEL ao pagamento de valores na ordem de R\$ 80.000.000,00 (oitenta milhões de reais) à Amapari, cujos valores também devem ser considerados no orçamento da CDE de 2018.*

- Ixiv. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. A eventual inclusão do custo depende da finalização da ação judicial.**

#### **11.29 Petrobras (processos judiciais)**

*em que pese a alusão acerca das classificações de processos judiciais com lides contra a CDE (riscos provável, possível e remoto), visando à transparência do processo autorizativo, indicar nas notas explicativas da proposta de orçamento quais processos judiciais (parte credora) estão com débitos contemplados na previsão orçamentária.*

- Ixv. Resposta ANEEL/SRG. Aceita parcialmente. Iremos avaliar com a gestora da CDE a possibilidade de posterior inclusão desses processos no acompanhamento da CDE.**

#### **11.30 Petrobras (CCDs)**

*a inclusão pela ANEEL dos repasses dos valores das parcelas dos CCDs das distribuidoras da Eletrobras (AM, RR, RO e AC), ressaltando que qualquer conclusão dos processos de fiscalização que indique devolução de valores seja realizada diretamente à distribuidora e não aos repasses na CDE, bem como que esses repasses sejam realizados diretamente aos credores,*

- Ixvi. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Os valores de CCDs somente serão incluídos após a conclusão dos processos de fiscalização da CCC. Ademais, o direito a CCD somente se concretiza quando da existência de lastro no montante final a ser apurado pela fiscalização.**

#### **11.31 Eletrobras Distribuição Amazonas (gás natural)**

*Incluir-se-á no orçamento as despesas totais relativas ao contrato de compra e venda do Gás Natural OC 1.902/2006, formalizado entre a Amazonas Energia e a Companhia de Gás do Amazonas – Cigás, considerando o volume total contratado, referente às despesas de ship or pay e take or pay. Tais despesas totalizam o montante de R\$ 2.890.069.241,00.*

- Ixvii. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. A tarifa de transporte foi publicada pela ANP, a qual deve ser utilizada e retroagida desde o início do suprimento. A quantidade**

**reconhecida para fins de reembolso é a destinada à geração de energia. Quantidades com outra destinação ou sem utilização não tem cobertura da Lei nº 12.111/2009 para reembolso pela CDE.**

#### **11.32 Eletrobras Distribuição Amazonas (custo do SCD das usinas do interior)**

*Será incluído na previsão orçamentária da CCC o reembolso referente à implantação do SCD instalado nas usinas termoeletricas da Amazonas Distribuidora de Energia do Interior, no montante histórico de R\$ 21.575.000,00.*

**Ixviii. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Eventual inclusão depende de reconhecimento dos valores pela ANEEL.**

#### **11.33 Eletrobras Distribuição Amazonas (custo do SCD das usinas da capital)**

*Será autorizado de reembolso investimento SCD capital R\$ 1.656.416,17.*

**Ixix. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Eventual inclusão depende de reconhecimento dos valores pela ANEEL.**

#### **11.34 Eletrobras Distribuição Amazonas (subrogação UTE Aparecida)**

*Inclusão no orçamento dos montantes relativos à sub-rogação do projeto de conversão de unidades geradoras da UTE Aparecida para bicomustível, no valor nominal de R\$ 9.637.506,00.*

**Ixx. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Eventual inclusão depende de reconhecimento dos valores pela ANEEL.**

#### **11.35 Eletrobras Distribuição Amazonas (subrogação UTE Mauá Bloco III)**

*Será incluído no orçamento o montante de R\$ 5.181.682,00 relativo à sub-rogação de projeto de conversão da UTE Mauá-Bloco III.*

**Ixxi. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Eventual inclusão depende de reconhecimento dos valores pela ANEEL.**

#### **11.36 Eletrobras Distribuição Amazonas (ações judiciais)**

*Inclusão no orçamento do montante de R\$ 82.892.967,68 relativo reembolso dos custos incorridos por conta dos valores pagos oriundos das ações judiciais interpostas pelos PIs Breitener Tambaqui S/A, Breitener Jaraqui S/A e Geradora de Energia do Amazonas S/A.*

**Ixxii. Resposta ANEEL/SRG. Não Aceita. Conforme consta a Nota Técnica nº 137/2017-SRG/ANEEL, de 30/10/2017, entende-se que esse tipo de despesa não cabe ao fundo CDE, devendo ser direcionada aos réus de cada ação judicial.**