

VOTO

PROCESSOS: 48500.000007/2016-92 e 48500.003993/2016-32

INTERESSADOS: CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica

RELATOR: Tiago de Barros Correia

RESPONSÁVEIS: SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA – SGT e SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO – SRD

ASSUNTO Resultado da Quarta Revisão Tarifária Periódica da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, a vigorar a partir de 22 de novembro de 2016, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para o período de 2017 a 2021, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Audiência Pública nº 56/2016.

I. RELATÓRIO

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 81/1999, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da CEEE-D - Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica, estabelece a data de 22 de novembro de 2016 para a realização da quarta revisão tarifária periódica da concessionária.

2. As metodologias aplicáveis à quarta revisão são definidas nos Módulos 2 e 7 do PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária, e já contemplam as alterações no Módulo 2, aprovadas em 28 de abril de 2015, por meio da Resolução Normativa - REN nº 660/2015.

3. Em 6 de setembro de 2016, na 33ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Audiência Pública – AP nº 56/2016 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária e os limites de DEC e FEC para o período de 2017 a 2021. O período de contribuições da Audiência se estendeu de 8 de setembro a 10 de outubro de 2016, com sessão presencial ocorrida em 22 de setembro de 2016 na cidade de Porto Alegre, Rio Grande do Sul.

4. No dia 27 de outubro de 2016, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP nº 56, foi encaminhada, respectivamente, à CEEE e ao Conselho de Consumidores. Em 3 e 8 de novembro, na sede desta Agência, foram realizadas reuniões com os representantes do Conselho de Consumidores e da empresa, respectivamente, para discutir a proposta final da revisão tarifária, momento em que foram apresentadas as suas considerações finais.

5. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição - SRD, por meio da Nota Técnica nº 156/2016-SRD/ANEEL, analisou as contribuições apresentadas na AP e apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da CEEE.

6. Quanto à Base de Remuneração, os valores foram informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, por meio do Memorando nº 622/2016-SFF/ANEEL, de 8 de novembro de 2016.

7. As informações relativas ao cálculo das perdas técnicas regulatórias foram informadas pela SRD, por meio do Memorando nº 452/2016-SRD/ANEEL, de 11 de novembro de 2016.

8. A Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, mediante a Nota Técnica nº 371/2016-SGT/ANEEL, de 11 de novembro de 2016, submeteu à Diretoria Colegiada os resultados finais da revisão tarifária da CEEE.

9. Por meio da Carta nº 040/2016, de 14 de novembro de 2016, a CEEE-D solicita que *“seja dado caráter provisório para o processo de Revisão Tarifária Periódica”, de forma a postergar “a aplicação das tarifas atualmente vigentes até que o cálculo tarifário reflita o valor definitivo da Base de Remuneração Regulatória”.*

10. Em 16 de novembro de 2016, foi consultado o Cadastro de Inadimplentes do Setor Elétrico, administrado por esta Agência, e identificou-se que não constavam inadimplências relativas às obrigações setoriais para com o Setor Elétrico, conforme estabelecido na REN nº 538/2013, registradas em nome da CEEE¹.

11. É o relatório.

II. FUNDAMENTAÇÃO

II.1 REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

12. A revisão tarifária periódica das distribuidoras compreende o cálculo do Reposicionamento Tarifário, do Fator X e da nova estrutura tarifária. O Reposicionamento Tarifário calculado para a CEEE conduz a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -16,28%, sendo de -13,12% em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -17,87%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 1 – Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-13,12%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-17,87%
Efeito Médio AT+BT	-16,28%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

13. O efeito médio de -16,28% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da presente revisão.

¹ Declaração Relativa ao Cadastro de Inadimplentes do Setor Elétrico anexa ao Voto.

14. A diferença entre os efeitos na Alta Tensão - AT e na Baixa Tensão - BT decorre da nova estrutura tarifária que é redefinida no momento da revisão tarifária, que impactou mais intensamente os consumidores na alta tensão. Os custos de expansão da Alta Tensão aumentaram, ao contrário do que ocorreu com a Baixa Tensão.

15. O resultado da estrutura tarifária mais do que compensou a queda da Tarifa de Energia – TE percebido no atual processo tarifário, em decorrência da redução no preço do mix de energia, cujos efeitos são normalmente mais percebidos pelos consumidores na Alta Tensão, pelo fato desses consumidores terem, proporcionalmente, uma participação maior da TE em suas faturas.

16. A atualização dos custos da Parcela A e da B contribuiu para o efeito médio em 0,11%. Os componentes financeiros apurados no atual processo tarifário da CEEE, para compensar nos 12 meses subsequentes, contribuíram para uma redução tarifária de -11,36%. Já o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo anterior representa uma redução de -5,03% na atual revisão.

17. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de -16,28%, representa a conjugação dos movimentos tarifários acima explicitados $[(-16,28\%) = (0,11\%) + (-11,36\%) + (-5,03\%)]$.

18. O Gráfico a seguir apresenta os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

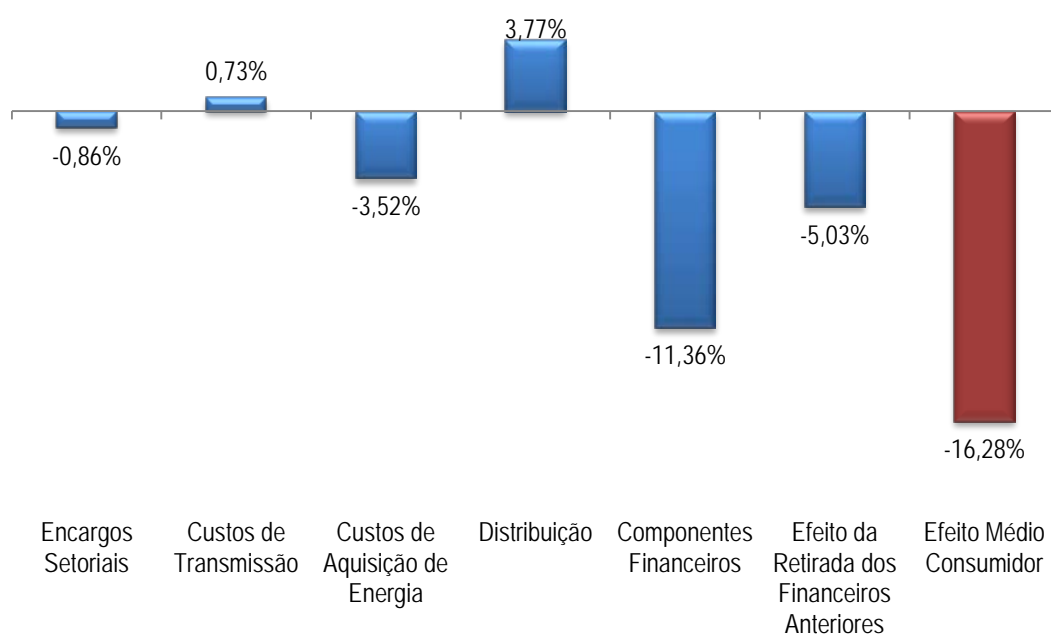


Gráfico 1 – Efeito para o Consumidor por Componente
Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

II.2 REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

Equilíbrio econômico-financeiro

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

20. A Tabela a seguir apresenta os itens de custos reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 2 – Revisão tarifária da CEEE

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	2.570.995.074	2.454.534.216	-4,53%	-3,66%	76,97%
Encargos Setoriais	805.459.549	777.921.225	-3,42%	-0,86%	24,40%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.553.043	3.073.541	20,39%	0,02%	0,10%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	429.305.087	281.335.553	-34,47%	-4,65%	8,82%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	80.699.917	100.034.883	23,96%	0,61%	3,14%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	182.162.726	216.193.004	18,68%	1,07%	6,78%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	85.338.387	154.823.285	81,42%	2,18%	4,86%
P&D, Efic. Energ e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	25.297.204	22.348.256	-11,66%	-0,09%	0,70%
ONS	103.186	112.704	9,22%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	158.633.099	181.762.892	14,58%	0,73%	5,70%
Rede Básica	84.676.463	93.964.049	10,97%	0,29%	2,95%
Rede Básica Fronteira	28.417.090	34.194.527	20,33%	0,18%	1,07%
Rede Básica ONS (A2)	347.392	390.358	12,37%	0,00%	0,01%
MUST Itaipu	16.233.849	19.871.121	22,41%	0,11%	0,62%
Transporte de Itaipu	7.693.576	8.853.267	15,07%	0,04%	0,28%
Conexão	21.264.729	24.489.569	15,17%	0,10%	0,77%
Custos de Aquisição de Energia	1.606.902.427	1.494.850.099	-6,97%	-3,52%	46,88%
PARCELA B	614.094.727,87	734.207.961,27	19,56%	3,77%	23,03%
Custos Operacionais	342.556.247,31	354.299.592,43	3,43%	0,37%	11,11%
Anuidades	33.695.876,19	50.494.385,80	49,85%	0,53%	1,58%
Remuneração	156.718.891,31	211.312.633,68	34,84%	1,71%	6,63%
Depreciação	109.272.176,32	115.032.326,18	5,27%	0,18%	3,61%
Receitas Irrecuperáveis	19.431.417,98	26.110.207,53	34,37%	0,21%	0,82%
Outras Receitas	- 21.474.320,07	- 23.041.184,36	7,30%	-0,05%	-0,72%
Reposicionamento Tarifário	3.185.089.802,23	3.188.742.176,95		0,11%	
	-	-		0,00%	
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	-	-		-11,36%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	-	-		-3,25%	
CVA em Processamento - Energia comprada	-	-		-2,99%	
CVA em Processamento - Transmissão	-	-		0,13%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	-	-		-4,98%	
Neutralidade dos Encargos	-	-		3,05%	
Repasso da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007	-	-		0,77%	
Financeiro de Reversão RTE - Energia	-	-		-0,73%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	-	-		-1,95%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	-	-		-0,40%	
Diferencial Eletronuclear - Lei n° 12.111/2009	-	-		0,00%	
Conselho de Consumidores	-	-		-0,01%	
Penalidade de Subrecontratação/Ultrapassem no Suprimento	-	-		-0,01%	
Ajuste Liminar Abrace	-	-		-0,87%	
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TE	-	-		-0,03%	
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TUSD	-	-		-0,09%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-	-		-5,03%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	-	-		-16,28%	

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

21. O reposicionamento econômico de 0,11% é composto pela redução da Parcela A em -3,70% e no incremento na Parcela B de 3,77%.

Parcela A

22. A Parcela A compreende os custos relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. Nessa Parcela, sobressai a redução do custo com aquisição de energia, que impactou, negativamente, o reposicionamento tarifário em -3,52%.

23. Entre os encargos, destaca-se a quota CDE – Uso, paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN. A quota definida para a CEEE impactou a revisão em -4,65%. A quota CDE-USO para 2016 foi fixada na Resolução Homologatória – REH nº 2.018, de 2 de fevereiro de 2016, com um valor inferior ao estabelecido para 2015. Essa resolução foi alterada pela REH nº 2077, de 7 de junho de 2016, o que implicou em uma nova redução dos valores da quota CDE-USO para 2016. Também merece ênfase a elevação da previsão de gastos com o encargo de Energia de Reserva, com efeito de 2,18%, em virtude do início do período de suprimento do 15º Leilão de Energia de Reserva.

24. Ressalta-se ainda o impacto dos custos com compra de energia, de -3,52%. Tal resultado decorre da queda da tarifa de repasse de potência contratada de Itaipu, de US\$ 38,07/kW.mês para US\$ 25,78/kW.mês.

25. O Gráfico 2 ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

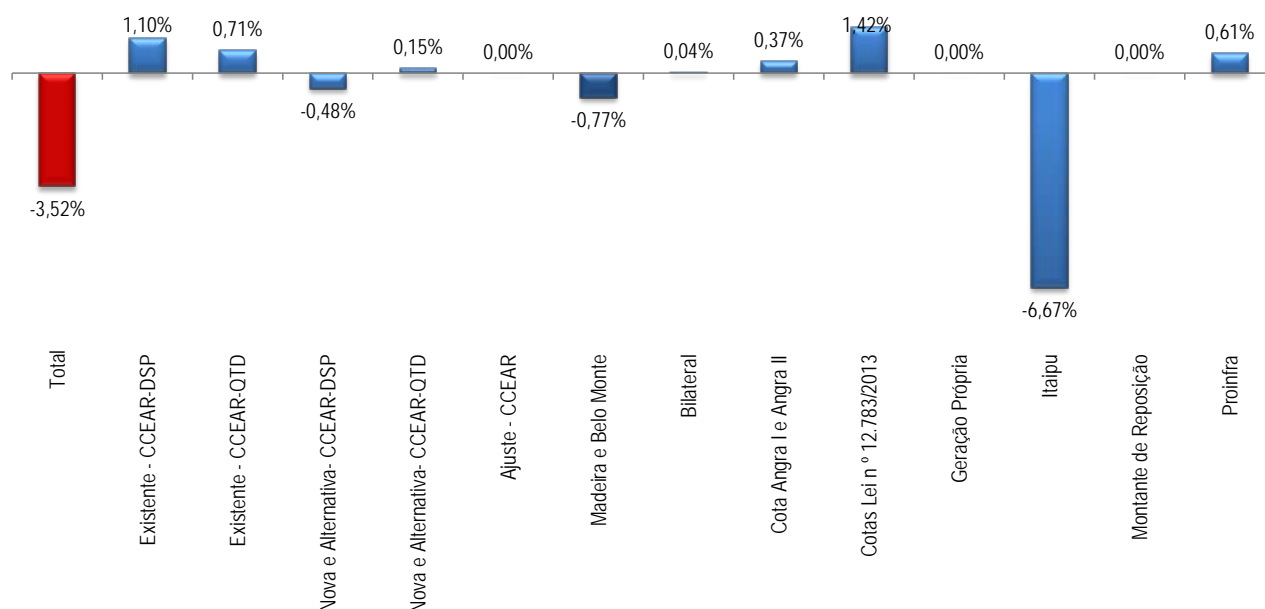


Gráfico 2 – Efeito por modalidade de aquisição de energia
 Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

26. A Tabela 3 apresenta a variação na compra de energia entre o valor contido nas tarifas e a atual revisão:

Tabela 3 – Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo A-1	Processo atual	Variação	Processo A-1	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	396.108,72	438.121,65	10,61%	257,58	348,17	35,17%
Existente - CCEAR-OTD	1.553.787,00	813.927,35	-47,62%	224,37	288,56	28,61%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.195.687,23	2.124.550,66	-3,24%	237,21	231,10	-2,58%
Nova e Alternativa- CCEAR-OTD	524.277,61	628.210,45	19,82%	193,54	203,16	4,97%
Ajuste - CCEAR	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Madeira e Belo Monte	490.059,68	964.579,34	96,83%	116,85	124,15	6,25%
Bilateral	48.470,25	33.813,60	-30,24%	198,00	252,15	27,35%
Cota Angra I e Angra II	316.153,28	342.462,65	8,32%	162,09	206,29	27,27%
Cotas Lei n° 12.783/2013	2.371.406,78	2.461.799,65	3,81%	35,82	64,96	81,36%
Geração Própria	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Itaipu	1.699.129,61	1.921.373,52	13,08%	325,91	178,31	-45,29%
Montante de Reposição	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Proinfa	182.658,95	200.205,46	9,61%	271,06	358,71	32,33%
Sobra (-) / Exposição (+)	-1.402.663,30	-1.620.645,77	15,5%	190,70	175,51	-8,0%
TOTAL	8.375.075,81	8.308.398,54	-0,8%	192,45	179,92	-6,5%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

27. Com relação às Perdas na Distribuição, a abordagem adotada para a definição das perdas não técnicas é o da comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. O ponto de partida da trajetória de perdas é estabelecido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora.

28. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras distribuidoras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores.

29. No caso da CEEE, propõe-se que seja adotada, como ponto de partida, a meta definida no ciclo anterior, de 8,45% sobre o mercado de baixa tensão faturado. No que se refere à meta para o final do ciclo, propõe-se o percentual de 7,04% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, tendo em vista que foram identificadas empresas comparáveis praticando perdas menores.

30. Quanto às perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, estas foram informadas pela SRD, por meio do Memorando n° 452/2016- SRD/ANEEL, de 11 de novembro de 2016, no percentual de 6,01% sobre a energia injetada.

31. A CEEE em sua contribuição pleiteou que fosse avaliada a participação ou não do mercado A1 (230kV) no cálculo de perdas da empresa.

32. O mercado do subgrupo A1 é constituído unicamente pela unidade consumidora Gerdau (Charqueadas). Ao se analisar o CUSD encaminhado pela distribuidora, verifica-se que a tensão de conexão contratada pelo consumidor é de 69kV, mas esta unidade consumidora tem sido faturada no subgrupo tarifário A1 (≥ 30 kV). Do ponto de vista da tipologia da rede, não faz sentido excluir esse mercado do cálculo, haja vista que este mercado provoca perdas no sistema de 69kV, ao contrário do que ocorre no nível de 230 kV (A1), onde não existe utilização de ativos da distribuidora, salvo ativos utilizados na conexão da unidade

consumidora. Assim, o cálculo de perdas técnicas considerou o fluxo associado ao mercado desta unidade consumidora na apuração das perdas em 69 kV.

33. Por outro lado, no balanço energético da empresa, o cálculo da perda técnica regulatória exclui o mercado do subgrupo A1 pelas razões anteriormente citadas. No entanto, considerando que este mercado está sendo atendido no nível de tensão de 69 kV e foi considerado no cálculo das perdas técnicas, entende-se adequado sua consideração no balanço energético, e, portanto, não deve ser excluído ainda que esteja classificado como mercado do subgrupo A1. Essa provável incoerência no faturamento da unidade consumidora no subgrupo A1, estando conectada no nível de tensão de 69 kV (A3) foi tratada anteriormente pelo Ofício nº 69/2015-SRT/ANEEL, de 25 de setembro de 2015, quando a CEEE-D foi orientada a aguardar a definição das condições regulatórias em discussão na AP 014/2015, que tratou do acesso de consumidores e de autoprodutores à Rede Básica e resultou na REN nº 722, de 31 de maio de 2016.

34. Assim, em face dos atuais regulamentos vigentes e da incoerência observada no faturamento da Gerdau (Charqueadas), entendo que a SRD, com o apoio da SRT, deve averiguar o procedimento adotado pela distribuidora no faturamento e na contratação da unidade consumidora.

Parcela B

35. A Parcela B, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa Parcela compreende os custos operacionais eficientes e o custo anual dos ativos. Desde a terceira revisão tarifária, o crescimento da Parcela B na concessionária foi de 17,2%, em decorrência da atualização dessa parcela de custos nos reajustes pelo IGP-M descontado do Fator X e do crescimento acumulado do mercado desde a última revisão.

36. A metodologia de definição dos custos operacionais eficientes estabelece o método de comparação entre concessionária para a definição do nível desses custos que serão reconhecidos nas tarifas. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos eficientes que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

37. No caso da CEEE, a cobertura de custos operacionais presente nas tarifas é menor do que o intervalo inferior definido pelo método de comparação entre as distribuidoras. Como resultado, foi estabelecida uma trajetória de aumento desses custos ao longo do ciclo, para que ao final os custos operacionais regulatórios alcancem o limite inferior do intervalo.

38. Como a aplicação da metodologia resultou em um aumento dos custos operacionais da CEEE de 3,66% ao ano, não foi necessário ajustar a meta para que a trajetória não excedesse o limite anual de $\pm 5\%$, estabelecido no regulamento. O resultado final da análise foi um custo operacional superior ao atualmente existente na tarifa, que contribuiu para o resultado final das tarifas em 0,37%.

39. O custo anual dos ativos é formado pela remuneração do capital e pela quota de reintegração regulatória. A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária. A segunda considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados, e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil.

40. A respeito da remuneração do capital, houve aumento de 34,84% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 1,71%. Referentemente à quota de reintegração

regulatória, houve aumento de 5,27% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que as impactou em 0,18%.

41. Sobre a base de remuneração, a CEEE alega que recebeu o Relatório de Fiscalização - RF em 11 de novembro de 2016 e que o prazo para resposta ultrapassa a data de aprovação do processo, bem como da vigência das novas tarifas. Nesse sentido solicita que *"seja dado caráter provisório para o processo de Revisão Tarifária Periódica"*, de forma a postergar *"a aplicação das tarifas atualmente vigentes até que o cálculo tarifário reflita o valor definitivo da Base de Remuneração Regulatória"*, após manifestação da empresa em relação ao RF e avaliação final da SFF.

42. Conforme esclarecido pela SFF, a validação da base segue dois ritos distintos: i) prazos estabelecidos no Submódulo 10.1 do PRORET; e ii) etapas previstas na REN nº 63/2004. Tais ritos são acompanhados de forma concomitante, mas não são concluídos no mesmo momento. Para atender ao propósito da aprovação da revisão tarifária, a SFF informa os valores finais à SGT para que seja incluído no processo de revisão, conforme estabelecido no PRORET.

43. Já a REN nº 63/2004 impõe um rito mais longo para a ação fiscalizatória, o que descasa com o envio de dados à SGT. No entanto, a etapa final da fiscalização foi cumprida com emissão de Termo de Notificação - TN contendo o RF, os quais são encaminhados à empresa para que tome conhecimento de seu conteúdo e então se manifeste oficialmente, atendendo a resolução. Ademais, durante a fiscalização em campo houve interação com a empresa e discussão dos valores e ajustes que compõem a base de remuneração. Por isso, entendo não haver motivação para o pleito da CEEE.

Componentes financeiros

44. A Tabela 4 resume os componentes financeiros considerados na revisão tarifária da CEEE:

Tabela 4 – Componentes financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	(103.531.912,46)	-3,25%
CVA em Processamento - Energia comprada	(95.194.467,49)	-2,99%
CVA em Processamento - Transmissão	4.162.718,73	0,13%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(158.474.069,75)	-4,98%
Neutralidade dos Encargos	97.275.990,95	3,05%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007	24.430.479,95	0,77%
Financeiro de Reversão RTE - Energia	(23.311.261,07)	-0,73%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	(62.218.650,08)	-1,95%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	(12.828.268,42)	-0,40%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	107.999,02	0,00%
Conselho de Consumidores	(375.988,97)	-0,01%
Penalidade de Subrecontratação/Ultrapassem no Suprimento	(185.042)	-0,01%
Ajuste Liminar Abrace	(27.823.885)	-0,87%
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TE	(993.741)	-0,03%
Reversão de Financeiros por Postergação - Componente TUSD	(2.798.361)	-0,09%
Total	(361.758.458,70)	-11,36%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

45. O componente financeiro mais expressivo foi a CVA Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior mais Ajustes.

46. Segundo a SGT, a CVA Saldo a Compensar da CVA do ano anterior variou -4,98%, destacando o fato de que os saldos fiscalizados da CVA_energia e da CVA_ess foram alterados pela SGT, por terem sido excluídos da CVA do ano anterior todos os pagamentos relativos aos meses de competência do ano de 2015, os quais foram incluídos na apuração da CVA em processamento do atual cálculo tarifário, em atendimento ao disposto no inciso II do Despacho nº 652, de 15 de março de 2016.

Subvenção da CDE para descontos tarifários

47. Quanto à subvenção da CDE para descontos tarifários², o montante mensal de recursos da CDE, a ser repassado pela Eletrobrás a cada distribuidora, deve ser homologado pela ANEEL. Para definir os valores mensais a serem repassados, utilizou-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem descontos.

48. Assim, o valor mensal a ser repassado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás à CEEE, em relação às competências entre novembro/2016 a outubro/2017, é de R\$ 8.654.600,22 (oito milhões, seiscentos e cinquenta e quatro mil, seiscentos reais e vinte e dois centavos). Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre outubro/2015 a outubro/2016.

II.3 DEFINIÇÃO DO FATOR X PARA OS PRÓXIMOS REAJUSTES TARIFÁRIOS

49. Dois componentes do Fator X são definidos no momento da revisão tarifária: o que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd e o de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

50. O Componente Pd objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é 1,03%.

51. O Componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios quando a análise de custos operacionais eficientes indicar a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Assim, o componente T a ser considerado nos reajustes subsequentes da CEEE é de -1,74%.

52. O outro integrante do Fator X é o Componente Q, a ser fixado nos reajustes subsequentes. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, serão considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora.

² Nos termos do inciso VII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.839/2013, e do Decreto nº 7.891/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além das demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água, esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e serviço público de irrigação.

53. Desse modo, o valor do Fator X a ser considerado nos reajustes da CEEE até a próxima revisão tarifária será de -0,71%, que deverá ainda ser somado ao Componente Q, a ser definido em cada processo de reajuste.

Estrutura de atendimento presencial aos consumidores da CEEE

54. A CEEE solicitou, em conformidade com o § 7º do art. 178 da REN nº 414/2010, a avaliação da ANEEL em relação à proposta para implantação de um único posto de atendimento presencial nos Municípios de Capão da Canoa e de Xangri-lá (42 mil e 19 mil consumidores, respectivamente), em função da conturbação existente ente os mesmos. Tal medida, se adotada, implicará no fechamento do posto de atendimento do município de Xangri-lá.

55. Atualmente, segundo informações da concessionária, Xangri-lá, mesmo tendo aproximadamente 45% dos consumidores de Capão da Canoa, tem uma demanda de atendimento equivalente a 13% da existente naquele município. A empresa alega racionalidade e qualidade na prestação de seus serviços, visto que, segundo a concessionária, o tempo médio de espera de atendimento em Capão da Canoa é de cerca de 2 minutos, bem aquém do limite de 45 minutos, estabelecido no art. 179 da REN nº 414/2010. A Agência de Capão da Canoa se situa entre os dois municípios em um imóvel próprio e já é dimensionada de forma a atender a demanda da população das duas localidades.

56. Inicialmente cabe destacar que a REN nº 414/2010, estabelece quatro condições para o tratamento dos casos de conturbação entre municípios:

- (i) encaminhamento de proposta pela distribuidora quando de sua revisão tarifária;
- (ii) avaliação da ANEEL das justificativas técnicas e econômicas;
- (iii) relatório de avaliação do Conselho de Consumidores, no caso das concessionárias; e
- (iv) inclusão da proposta na Audiência Pública que irá tratar da respectiva revisão tarifária.

57. Com relação aos itens (i) e (iv) a CEEE fez sustentação oral sobre essa proposta na Audiência Presencial, não tendo o tema sido objeto de nenhuma contribuição.

58. Sobre o item (iii), o Conselho de Consumidores da CEEE aprovou a proposta da CEEE, conforme Ata da Reunião do Conselho de Consumidores 146/2016, ocorrida em 23 de maio de 2016.

59. No caso da análise técnica comercial, a SRD observou que os dois municípios Xangri-la e Capão de Canoa já são obrigados a ter posto de atendimento presencial com funcionamento 8h diárias, que é o requisito mais exigente previsto na REN nº 414/2010, de modo que não haveria alteração no horário de funcionamento, ou seja, seria possível acatar a proposta. Tendo em vista que a CEEE tem por obrigação cumprir os demais requisitos de qualidade do atendimento presencial elencados na REN nº 414/2010, a SRD considera que a proposta técnica e comercial apresentada atende ao que dispõe a norma.

60. Nesse sentido, a proposta é de acatar a proposição de fechamento do posto de atendimento em Xangri-lá desde que a CEEE mantenha em funcionamento o posto de Capão da Canoa por um período mínimo de 8 (oito) horas diárias e atenda aos requisitos de qualidade do atendimento presencial elencados na REN nº 414/2010.

II.4 COMPARAÇÃO ENTRE A PROPOSTA DA AUDIÊNCIA PÚBLICA E O RESULTADO FINAL

61. A tabela a seguir ilustra a variação ocorrida entre a proposta colocada em AP e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 5 – Comparação Audiência Pública e Resultado Final

	Audiência Pública - Participação na Revisão %	Final - Participação na Revisão %	Variação
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	-3,80%	-3,66%	0,15%
Encargos Setoriais	-1,15%	-0,86%	0,29%
Custos de Transmissão	0,64%	0,73%	0,08%
Custos de Aquisição de Energia	-3,29%	-3,52%	-0,23%
PARCELA B	4,31%	2,95%	-1,36%
CO + Anuidades + RI	1,36%	1,11%	-0,26%
Remuneração	2,38%	1,71%	-0,67%
Depreciação	0,62%	0,18%	-0,44%
OR	-0,06%	-0,05%	0,01%
Reposicionamento Tarifário	0,50%	-0,70%	-1,21%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-8,22%	-11,36%	-3,14%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-4,22%	-4,22%	0,00%
Alteração do mercado de referência e do subsídio coberto pela CDE	-0,25%	0,00%	0,25%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	-12,18%	-16,28%	-4,10%

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL.

62. Os itens mais representativos que levaram à alteração dos valores submetidos à audiência pública foram:

- (i) a **remuneração** e a **depreciação**, que contribuíram para uma variação de -0,67% e -0,44%, respectivamente. A redução desse custo se deve principalmente à redução na avaliação final da base de remuneração, conforme Memorando nº 622/2016-SFF/ANEEL, de 8 de novembro de 2016.
- (ii) os **componentes financeiros do processo atual**, com variação de -3,14%, do qual se destaca a consolidação do cálculo da CVA, que na fase de abertura da AP ainda era provisório.

63. A fim de apresentar a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos³, os gráficos abaixo ilustram esses efeitos:

³ No primeiro Gráfico, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do segundo Gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias de ICMS e PIS/COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

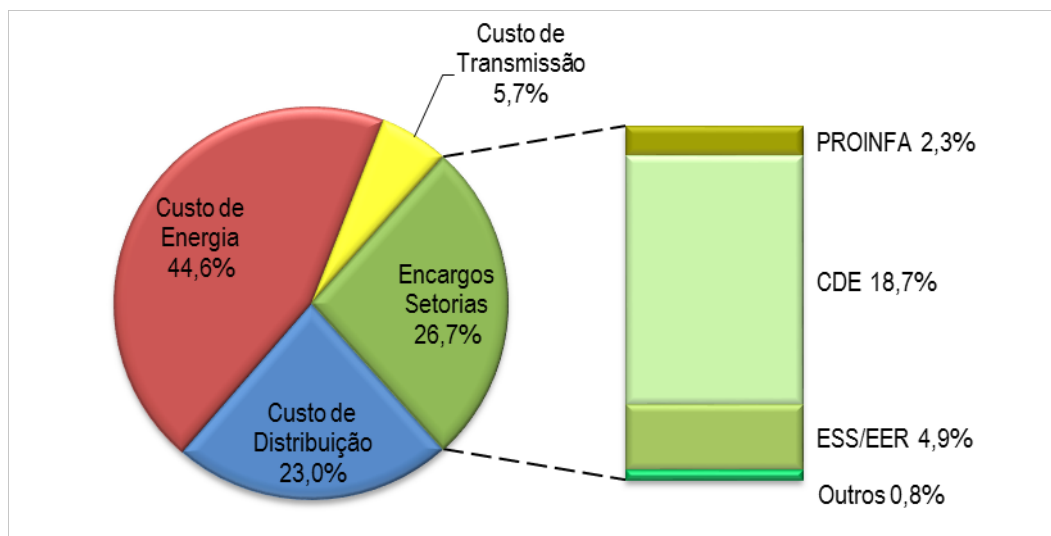


Gráfico 3 – Composição da receita sem tributos
 Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

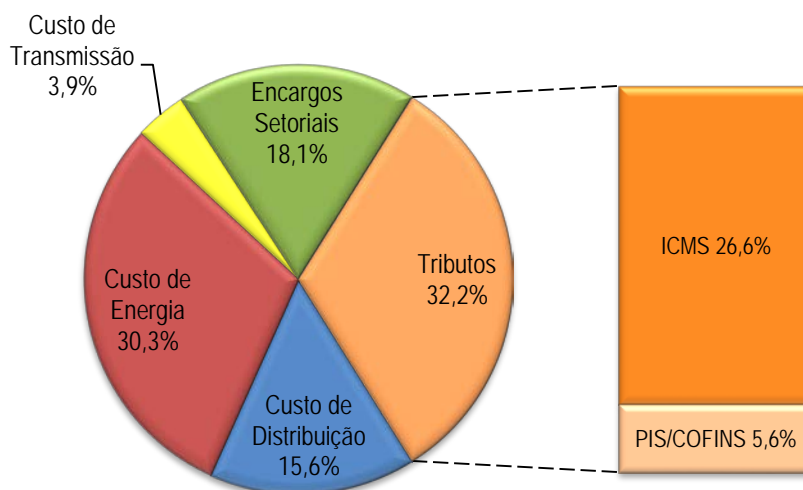


Gráfico 4 – Composição da receita com tributos
 Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

64. O Gráfico 5 demonstra a evolução das tarifas do B1-residencial nos últimos 9 anos, comparativamente com a variação do IGP-M e do IPCA no mesmo período:

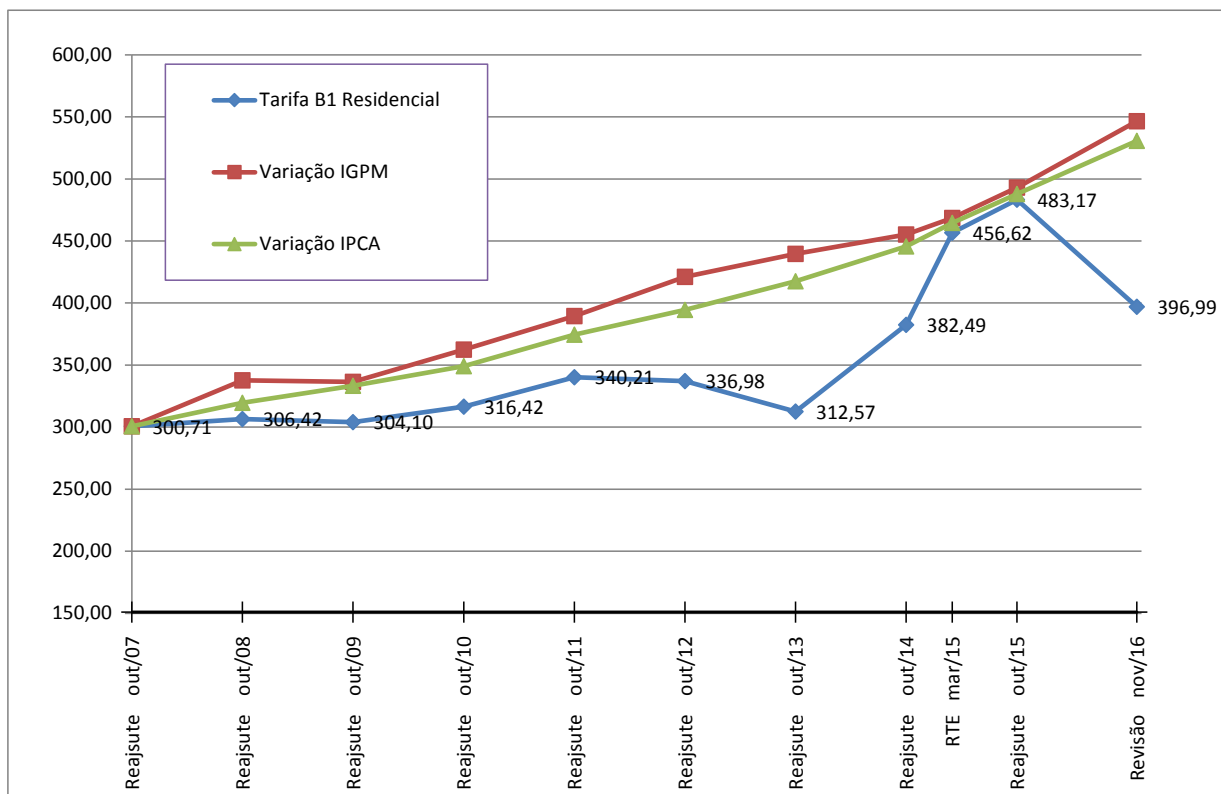


Gráfico 5 – Evolução da Tarifa B1 - residencial

Fonte: Superintendência de Gestão Tarifária - SGT/ANEEL

II.5 DEFINIÇÃO DOS LIMITES PARA OS INDICADORES DEC E FEC

65. O cálculo dos limites para os indicadores de qualidade dos conjuntos da Concessionária foi obtido pela aplicação da nova metodologia de análise comparativa aprovada pela ANEEL em dezembro de 2014, após realizada a AP nº 29/2014, regulamentada no item 5.10 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST⁴.

66. Em sua contribuição à AP, a CEEE-D solicitou a criação de 2 novos conjuntos, nomeados MENINO DEUS e RINCAO, o que ocasionou a reconfiguração de outros conjuntos existentes. Ao mesmo tempo, a empresa informou a extinção de dois outros conjuntos: CRM 1 – MINAS DO LEÃO e MARMELEIRO, tendo seus grupos de unidades consumidoras migrados para outros conjuntos.

67. Além disso, a CEEE-D comunicou a migração de unidades consumidoras entre os conjuntos já existentes, havendo assim transferências de suas cargas. No total, a CEEE-D informou a migração entre 56 conjuntos de unidades consumidoras. No entanto, após análise, entendeu-se que somente os conjuntos com

⁴ 5.10 Limites de continuidade do serviço.

5.10.1 Para o estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade, as distribuidoras devem enviar à ANEEL suas BDGD conforme estabelecido no Módulo 6, das quais serão extraídos os atributos físico-elétricos de seus conjuntos de unidades consumidoras.

5.10.2 No estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicado o seguinte procedimento:

- seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea "a";
- cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras de acordo com o desempenho dos conjuntos; e
- análise por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC."

volume relevante de migração de unidades consumidoras tiveram a necessidade de reconfiguração. Os demais conjuntos, apesar das alterações executadas, não necessitam ser reconfigurados, podendo assim manter o histórico de apuração.

68. Dessa forma, avaliando-se as reconfigurações propostas, conclui-se que as mesmas estão em acordo com as disposições do PRODIST. Com as mudanças, a Distribuidora permanece com 61 conjuntos de unidades consumidoras.

69. Com relação à proposta final de limites globais de DEC e FEC, apresenta-se nos Gráficos 6 e 7. Em relação aos limites globais propostos para o período 2017 a 2021, a redução média anual é de 3,96% no DEC e 5,63% no FEC.

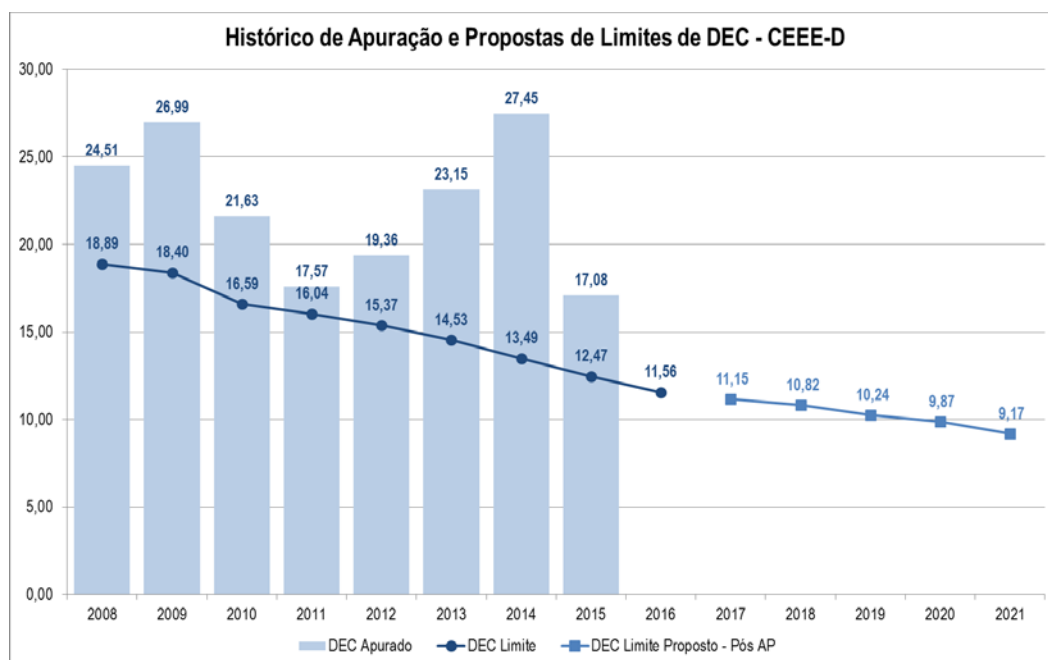


Gráfico 6 – Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da CEEE-D

Fonte: Nota Técnica nº 156/2016-SRD/ANEEL.

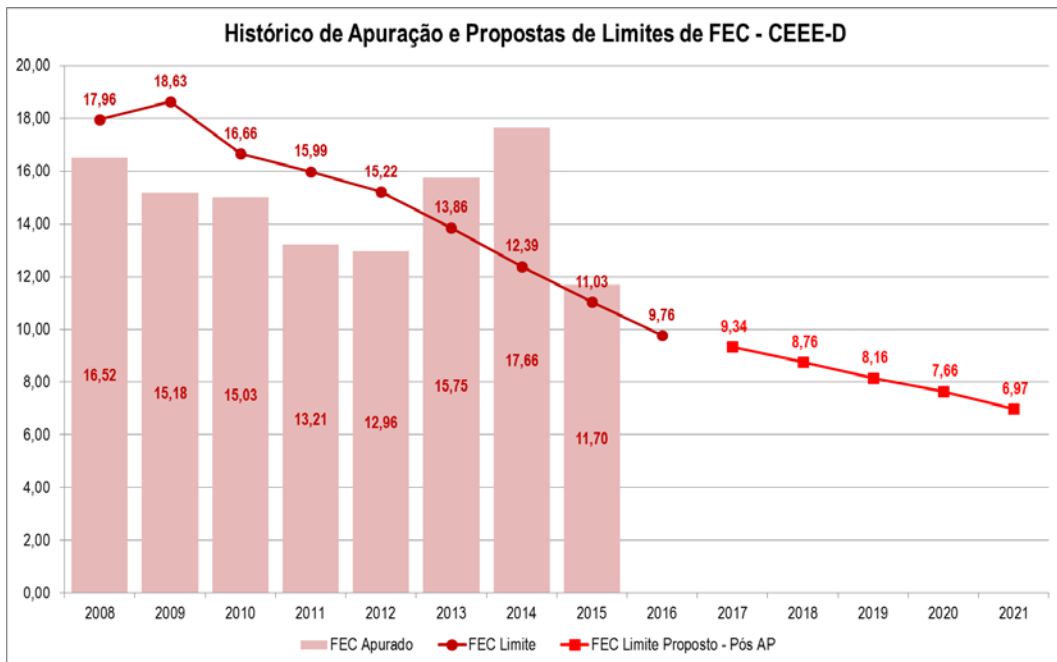


Gráfico 7 – Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da CEEE-D

Fonte: Nota Técnica nº 156/2016-SRD/ANEEL.

70. Para avaliar a consistência dos limites globais da Distribuidora, os Gráficos 8 e 9 apresentam uma comparação entre os limites da CEEE-D e os limites de outras distribuidoras de grande porte localizadas na Região Sul:

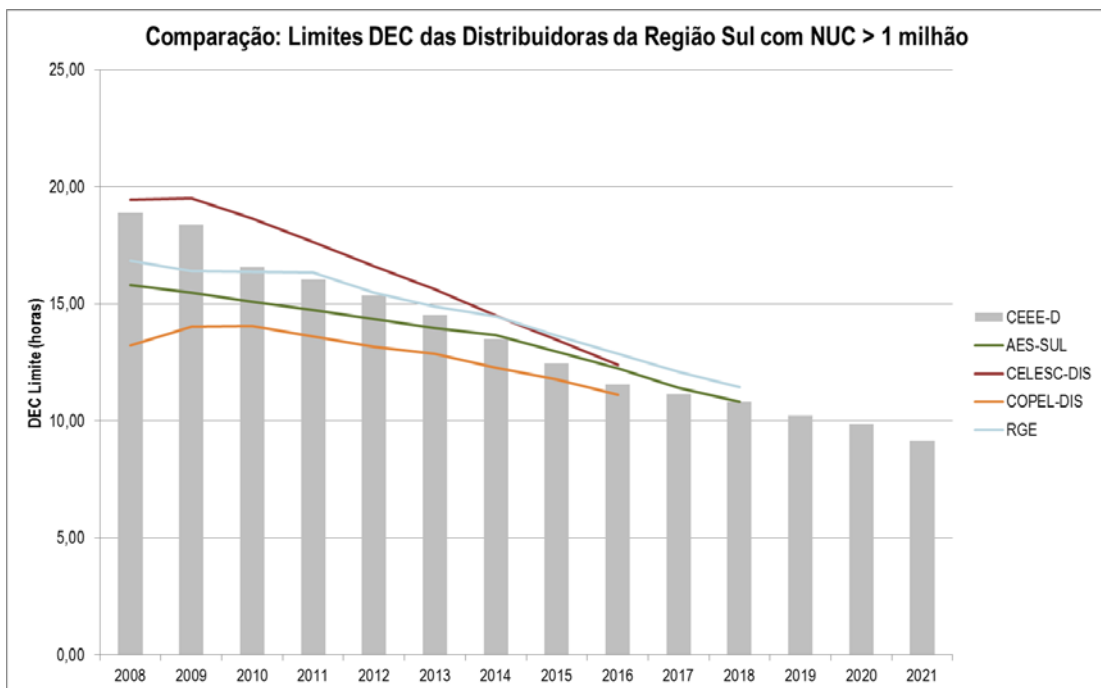


Gráfico 8 – Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da Região Sul

Fonte: Nota Técnica nº 156/2016-SRD/ANEEL.

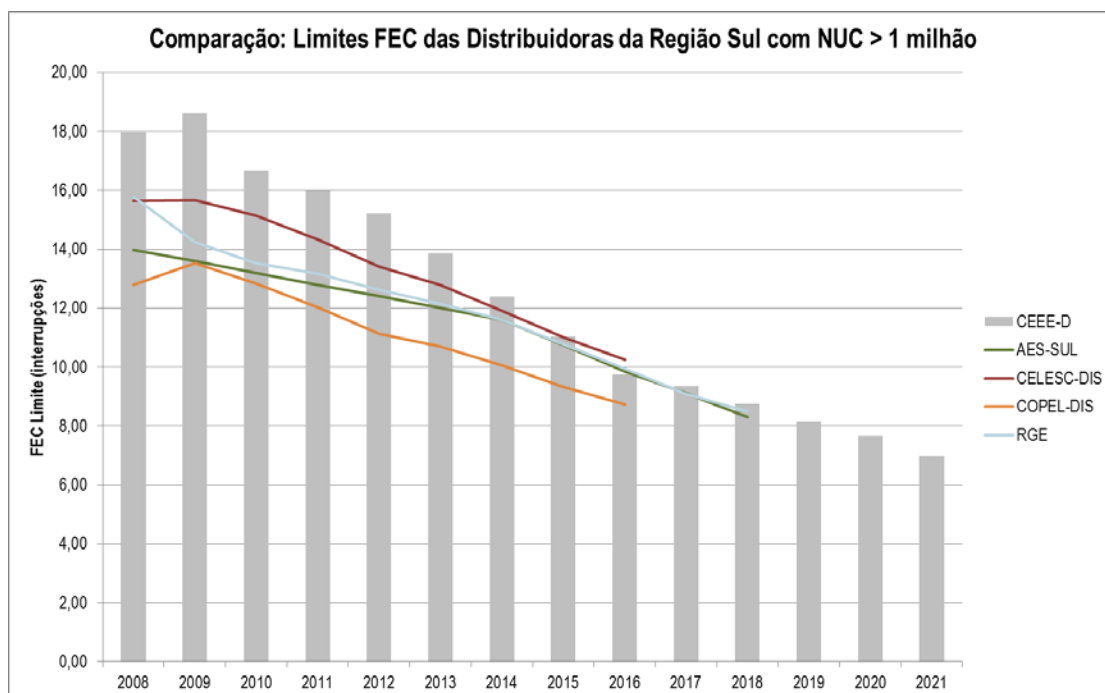


Gráfico 9 – Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da Região Sul
 Fonte: Nota Técnica nº 156/2016-SRD/ANEEL.

71. Depreende-se dos Gráficos acima que os limites propostos para a CEEE-D estão aderentes à realidade da região.

72. Com respeito aos indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI, os limites são definidos a partir dos indicadores coletivos DEC e FEC, como consta no Anexo I do Módulo 8 do PRODIST. A violação aos limites dos indicadores individuais resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 6 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela CEEE-D entre 2012 e 2015:

Tabela 6 – Compensações efetuadas pela CEEE-D

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2012	9.956.700	14.643.936,85
2013	5.701.532	13.458.735,32
2014	9.859.311	23.640.776,51
2015	6.482.804	15.621.941,35

Fonte: site da ANEEL.

III. DIREITO

73. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:
- art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
 - art. 21 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
 - art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
 - art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

- e) art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- f) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- g) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
- h) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
- i) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 81/1999.

IV. DISPOSITIVO

74. Fundado nesse exame e nas considerações efetuadas nos Processos nº 48500.000007/2016-92 e 48500.003993/2016-32, voto pela aprovação de Resoluções Homologatórias, na forma das minutas anexas, a fim de:

- a) homologar o resultado da quarta revisão tarifária periódica da CEEE, a vigorar a partir de 22 de novembro de 2016, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -16,28%, sendo de -13,12% para os consumidores em alta tensão e de -17,87% para os consumidores em baixa tensão;
- b) fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da CEEE;
- c) estabelecer o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- d) aprovar os valores da previsão anual dos encargos de serviços do sistema – ESS e de energia de reserva – EER;
- e) aprovar o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras à CEEE, de R\$ 8.654.600,22 (oito milhões, seiscentos e cinquenta e quatro mil, seiscentos reais e vinte e dois centavos), de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- f) fixar o componente Pd do Fator X de 1,03%;
- g) fixar o componente T do Fator X de -1,74%;
- h) fixar os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2017 a 2021 a serem observados pela CEEE;
- i) fixar o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2017 a 2020:

	Reajuste 2017	Reajuste 2018	Reajuste 2019	Reajuste 2020
Perdas Técnicas (sobre Energia Injetada) (%)	6,01%	6,01%	6,01%	6,01%
Perdas Não Técnicas (sobre Mercado BT) (%)	7,77%	7,50%	7,25%	7,04%

- j) determinar que a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, em conjunto com a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, no prazo de 90 dias, verifique o procedimento adotado pela CEEE no faturamento e na contratação da unidade consumidora GERDAU AÇOS ESPECIAIS em face da regulamentação vigente.

Brasília, 16 de novembro de 2016.

TIAGO DE BARROS CORREIA
Diretor