

VOTO

PROCESSOS: 48500.006874/2022-80 e 48500.009381/2022 (DEC e FEC)

INTERESSADO: Cemig Distribuição S.A.

RELATOR: Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR e Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD.

ASSUNTO: Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Cemig Distribuição S.A. – Cemig-D, a vigorar a partir de 28 de maio de 2023, 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 2024 a 2028, após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 6/2023.

I. RELATÓRIO

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 3/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Cemig Distribuição S.A., estabelece 28/05/2023 como data da realização da Revisão Tarifária Periódica da Concessionária.

2. As metodologias aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão contidas nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que tratam do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

3. Em 24 de outubro de 2022, na Sessão de Sorteio Público Ordinária nº 42/2022, o presente processo foi distribuído a minha relatoria.

4. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhados pela concessionária mediante a Correspondência RE/TF-0338A/2022¹, de 9 de dezembro de 2022.

5. Em 28 de fevereiro de 2023, foi instaurada a Consulta Pública (CP) nº 06/2023, com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se

¹ SIC 48513.032623/2022-00.

estendeu de 1º de março de 2023 a 14 de abril de 2023, com realização de Audiência Pública na cidade de Belo Horizonte em 17 de março de 2023.

6. Em 11 de maio de 2023, a SFF emitiu o Memorando nº 95/2023-SFF/ANEEL², por meio do qual informou os valores fiscalizados referentes à Base de Remuneração da concessionária.

7. Em 16 de maio de 2023, a Distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL, apresentou, por meio da Carta nº 0158A/2023³, o cálculo ajustado do componente de parcela B associado à Micro e Minigeração Distribuída em sua área de concessão.

8. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD, por meio da Nota Técnica nº 6/2023-STD/ANEEL, de 17 de maio de 2023, apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Cemig-D, para o período de 2024 a 2028.

9. Também em 17 de maio, mediante a Nota Técnica nº 7/2023-STD/ANEEL⁴, a STD encaminhou as informações relativas ao cálculo das perdas técnicas regulatórias.

10. Na mesma data, a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR emitiu o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 005/2022.

11. Ainda em 17 de maio de 2023⁵, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a **Erro! Fonte de referência não encontrada.** se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

12. Em 19 de maio de 2023, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à Cemig-D e ao seu Conselho de Consumidores. No mesmo dia, a STR realizou reunião com os representantes da distribuidora e do Conselho de Consumidores.

² Documento SIC nº 48536.001730/2023-00

³ Documento SIC nº 48513.011728/2023-00

⁴ Documento SIC nº 48552.000494/2023-00

⁵ Documento SIC nº 48580.000923/2023-00.

13. A STR, por intermédio da Nota Técnica nº 12/2023-STR/ANEEL⁶, de 19 de maio de 2023, consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Cemig-D.

14. É o relatório.

II. FUNDAMENTAÇÃO

Revisão Tarifária Periódica

15. A revisão das tarifas da Cemig-D, segundo a proposta encaminhada pela SGT, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 13,27%, sendo de 8,94%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 15,55%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

16. O detalhamento do efeito médio por nível de tensão é apresentado na Tabela 1:

Tabela 1. Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	8,94%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	15,55%
Efeito Médio AT+BT	13,27%

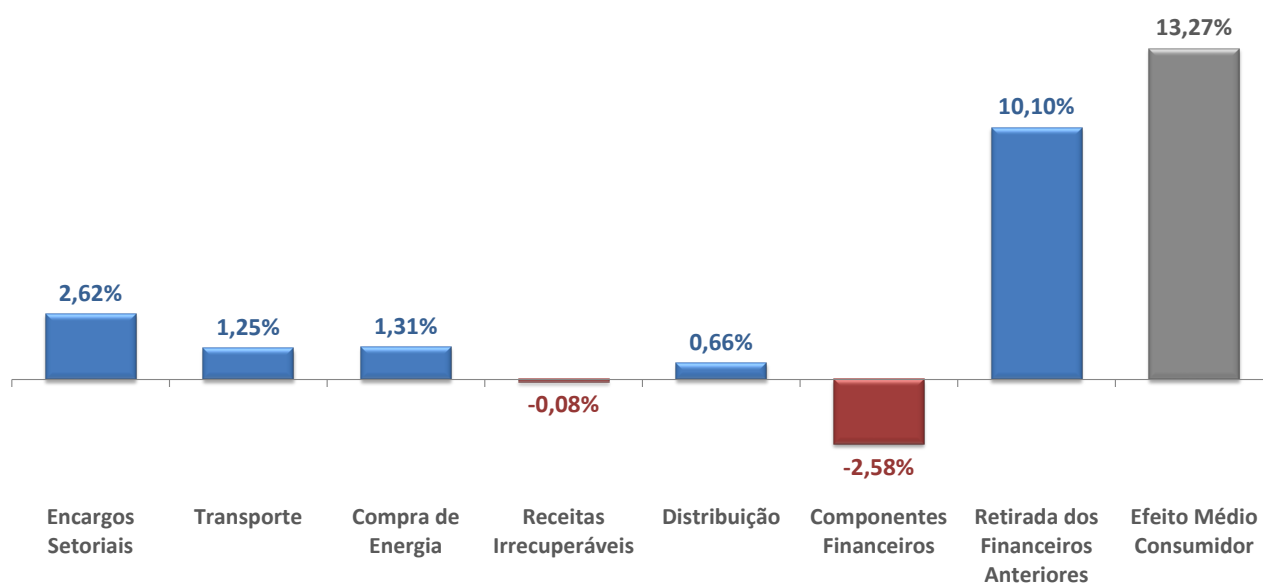
Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.

17. O efeito médio de 13,27% decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 5,75%; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de -2,58%; e c) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de 10,10%.

18. O Gráfico 1 apresenta os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

⁶ Documento SIC nº 48580.000942/2023-00.

Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente.



Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.

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 2 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, contendo 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. Itens de custo da revisão tarifária da Cemig-D

	Receita Verificada (R\$)	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	13.757.745.913	13.757.829.194	14.793.334.033	7,5%	5,09%	68,8%
Encargos Setoriais	4.449.338.126	4.449.365.059	4.981.802.745	12,0%	2,62%	23,2%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	25.765.998	25.766.154	26.389.341	2,4%	0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	3.185.236.267	3.185.255.549	2.968.921.653	-6,8%	-1,06%	13,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	312.291.515	312.293.406	312.172.796	0,0%	-0,00%	1,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	244.803.833	244.805.315	246.508.497	0,7%	0,01%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(407.085.308)	(407.087.772)	(50.947.364)	-87,5%	1,75%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	-	6.788.250	0,0%	0,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	-	94.260.452	0,0%	0,46%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	-	142.080.178	0,0%	0,70%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	333.527.307	333.529.326	552.695.969	65,7%	1,08%	2,6%
PROINFA	607.181.691	607.185.367	511.577.005	-15,7%	-0,47%	2,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	147.616.821	147.617.715	171.355.967	16,1%	0,12%	0,8%
Custos de Transmissão	2.003.425.928	2.003.438.056	2.257.415.928	12,7%	1,25%	10,5%
Rede Básica	1.381.071.466	1.381.079.827	1.539.214.587	11,5%	0,78%	7,2%
Rede Básica Fronteira	236.697.844	236.699.277	291.358.305	23,1%	0,27%	1,4%
Rede Básica ONS (A2)	16.079.185	16.079.283	12.979.500	-19,3%	-0,02%	0,1%
Rede Básica Export. (A2)	14.027.919	14.028.004	12.479.336	-11,0%	-0,01%	0,1%
MUST Itaipu	105.539.856	105.540.495	106.569.265	1,0%	0,01%	0,5%
Transporte de Itaipu	126.977.685	126.978.454	153.742.511	21,1%	0,13%	0,7%
Conexão	116.470.069	116.470.774	134.448.395	15,4%	0,09%	0,6%
Uso do sistema de distribuição	6.561.903	6.561.943	6.624.030	0,9%	0,00%	0,0%
Custos de Aquisição de Energia	7.171.924.688,74	7.171.968.103,28	7.438.216.056,13	3,7%	1,31%	34,6%
Receitas Irrecuperáveis	133.057.169,87	133.057.975,32	115.899.303,85	-12,9%	-0,08%	0,5%
PARCELA B	6.583.937.844	6.583.937.844	6.719.003.438	2,1%	0,66%	31,2%
Custos Operacionais	3.569.939.232	3.569.939.232	3.546.068.213	-0,7%	-0,12%	16,5%
Anuidades	461.827.172	461.827.172	484.105.363	4,8%	0,11%	2,3%
Remuneração	1.711.570.585	1.711.570.585	1.976.990.732	15,5%	1,30%	9,2%
Depreciação	1.089.596.382	1.089.596.382	1.007.249.202	-7,6%	-0,40%	4,7%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(248.995.527)	(248.995.527)	(433.035.341)	73,9%	-0,90%	-2,0%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	-	137.625.269	0,0%	0,68%	0,6%
Reposicionamento Tarifário	20.341.683.757	20.341.767.038	21.512.337.471		5,75%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual			(525.393.115)		-2,58%	
CVA em processamento - Energia			(678.833.359)		-3,34%	
CVA em processamento - Transporte			373.014.063		1,83%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais			(671.434.672)		-3,30%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes			(2.516.463)		-0,01%	
Neutralidade de Parcela A- Energia			(17.486.048)		-0,09%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte			(48.851.292)		-0,24%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais			(5.360.088)		-0,03%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável			(31.649.851)		-0,16%	
Sobrecontratação/exposição de energia			836.975.175		4,11%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)			653.500		0,00%	
Conselho de Consumidores			(761.659)		0,00%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2 e A4)			(985.538)		0,00%	
Ajuste CUSD			314.753		0,00%	
Repasse de compensação DIC/FIC			698		0,00%	
Previsão do Risco Hidrológico			527.283.230		2,59%	
Reversão do Risco Hidrológico			(489.846.462)		-2,41%	
Financeiros residuais do encargo de ONS			23.874		0,00%	
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021			(44.973.347)		-0,22%	
Financeiro DIT Mantiqueira Transmissora (DSP 299, de 01/02/2022)			257.895		0,00%	
Recomposição Financeira de custos com ICMS não compensado			17.455.986		0,09%	
Crédito de PIS/COFINS			(1.266.711.481)		-6,23%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS			34.673.170		0,17%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)			(4.371.135)		-0,02%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Of. Cir. 20/2021)			(6.858.432)		-0,03%	
Financeiro CDE Eletrobras			(38.545.361)		-0,19%	
Financeiro de postergação das tarifas (28/05/2022 - 21/06/2022)			104.749.170		0,51%	
Reversão Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Sobre/Exp			888.390.557		4,37%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior					10,10%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores					13,27%	

Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.

21. O reposicionamento econômico de 5,75% é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.
22. A Parcela A compreende os custos não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. A Parcela A representa 68,8% dos custos da concessionária, cuja variação identificada foi de 7,5% representando um impacto tarifário 5,09%.
23. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 2,62%. Destacam-se, principalmente, a cota CDE Uso com impacto de -1,06%; a previsão da nova cota de CDE Escassez, com participação de 0,5%; a nova componente CDE GD, reservada para cobrir as perdas e despesas das distribuidoras por conta dos subsídios à geração distribuída, contribuiu com um efeito de 0,7%; e a nova cota da CDE Eletrobrás, em função da desestatização da empresa, com uma participação no efeito de 1,75%, devido à redução de 87,22%⁷ do valor considerado no RTA de 2022.
24. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,25%, cujo valor depende dos montantes contratados no período de referência e das tarifas de uso do sistema de distribuição previstos. Ressalta-se que foram utilizadas tarifas aprovadas para o ciclo 2022-2023, homologadas por meio da REH 3.066/2022.
25. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Cemig-D levaram a uma variação no efeito médio de 1,31%. Contribuiu para esse efeito as variações de montante e custos associados aos CCEAR Nova e Alternativa, que impactaram a revisão em 0,8% e a variação dos montantes e dos custos relacionados às usinas em regime de cotas da Lei 12.783/2013, com impacto de 1,71%. Por sua vez, a energia adquirida de Itaipu contribuiu para uma redução de 1,11 pontos percentuais na tarifa da concessionária, uma vez que a tarifa de repasse homologada para a usina passou US\$ 24,73/kW.mês de para US\$ 20,23/kW.mês.
26. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de 8,01% em relação à energia injetada.

⁷ Nos termos do anexo V da Resolução CNPE nº 15, de 2021.

27. Já para as **perdas não técnicas**, a abordagem adotada se baseia na 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 anos civis alcançada pela distribuidora. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista de combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores.

28. A metodologia adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de **energia** em sua área de atuação.

29. No caso da Cemig-D, a metodologia aponta, como ponto de partida, 6,83% sobre o mercado de baixa tensão faturado, ficando em 6,41% nesta Revisão com trajetória de redução das perdas para 5,17% ao final do ciclo, em 2027.

30. A **Parcela B**, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa Parcela trata dos custos com a atividade de distribuição e compreende os custos de administração, operação e manutenção, ou seja, os custos operacionais eficientes e o custo anual dos ativos, que reflete os investimentos prudentes realizados pela distribuidora. A Parcela B representa 31,2% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 2,1%, o que representa um impacto tarifário de 0,66%.

31. A metodologia de definição dos **custos operacionais** eficientes estabelece o método de comparação entre concessionárias, 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.

32. A metodologia dos **custos operacionais** indicou que a cobertura de custos operacionais presentes nas tarifas está ligeiramente abaixo do intervalo definido pelo método de benchmarking, de modo que haveria trajetória de aumento destes custos ao longo do ciclo.

33. Entretanto, como a relação entre a meta regulatória e custo operacional real resultou em um valor maior que 120%, a meta foi ajustada de forma com que parte da diferença seja compartilhada com o consumidor. Dessa forma, o valor resultante corresponde a uma redução dos custos operacionais ao longo do ciclo, mediante aplicação de componente T do fator X positivo. Nesta revisão tarifária, os **custos operacionais** regulatórios variaram em -0,7% em relação ao valor atualmente presente na tarifa, contribuindo para uma redução tarifária de 0,12%

34. O **custo anual dos ativos** é formado pela Remuneração do Capital, pela Quota de Reintegração Regulatória e pelas Anuidades. A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela Concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Líquida e do Custo de Capital. A segunda é formada pela depreciação e pela amortização dos investimentos realizados e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil e está relacionada à Base de Remuneração Bruta e à Taxa de Depreciação. A última refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo e depende basicamente dos Ativos Imobilizados em Serviço.

35. A **remuneração do capital** sofreu variação de 15,5% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 1,30%. A situação adveio, principalmente, do incremento da Base de Remuneração Líquida identificado, em vista dos investimentos realizados pela Cemig-D desde sua última revisão tarifária. O Gráfico 3 demonstra ambos os efeitos.

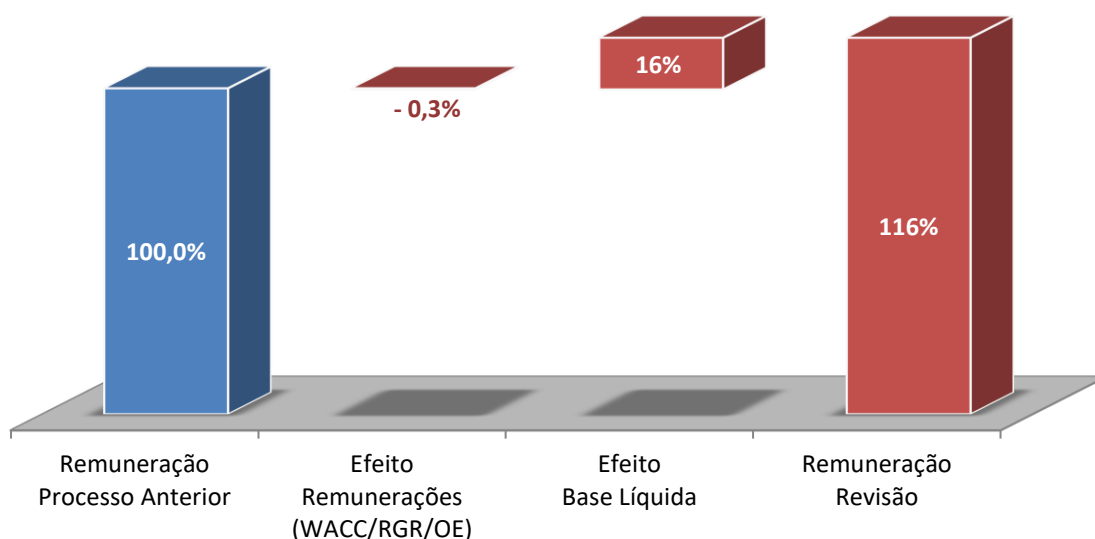


Gráfico 2. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.

36. A **quota de reintegração** regulatória variou -7,6% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de -0,40%. Apesar dos investimentos incrementais realizados pela empresa ao longo do ciclo, a redução se dá principalmente em função do efeito de redução associado à Base Bruta, conforme Gráfico 4.

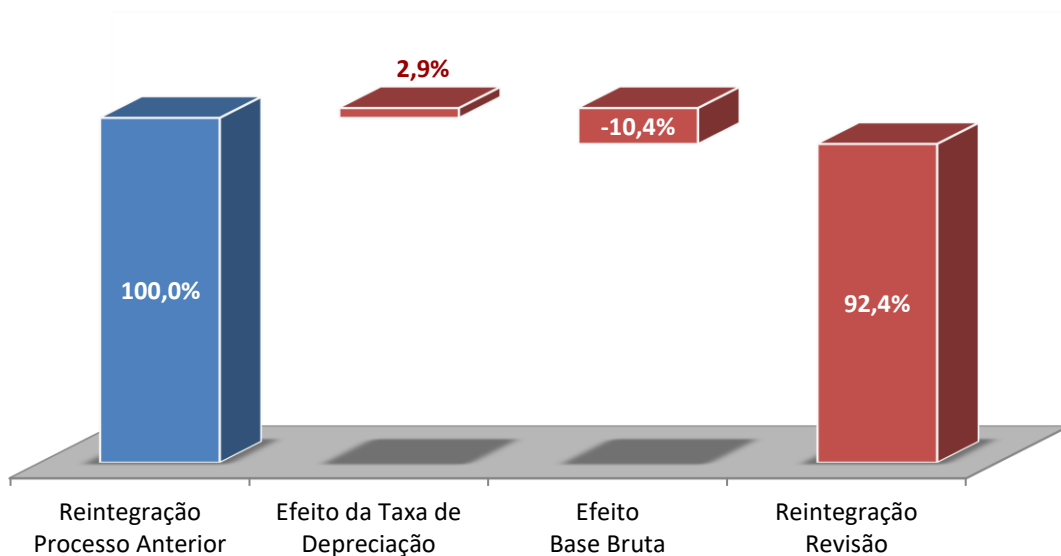


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.

37. A cobertura para **anuidades** variou 4,8% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,11% nas tarifas. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

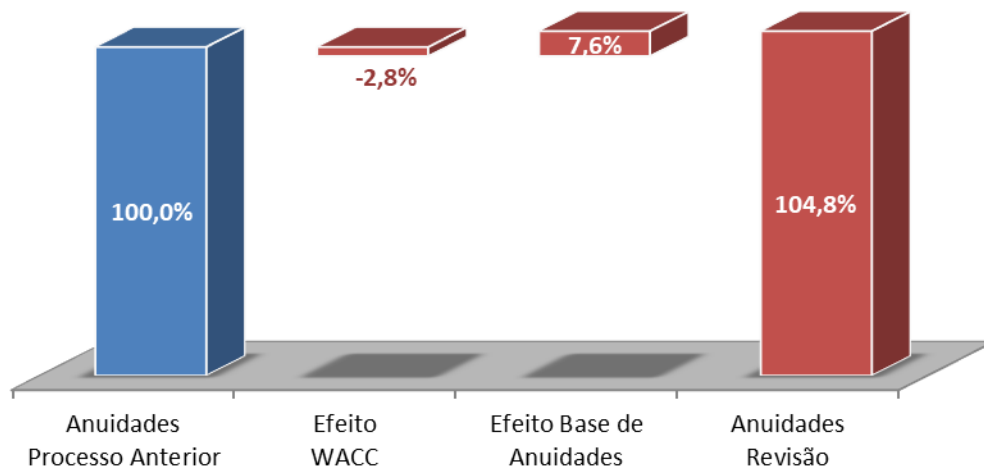


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre as anuidades

Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL

38. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram -12,9% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de -0,08% nas tarifas.

39. Os valores arrecadados de **Ultrapassagem de Demanda (UD)** e **Excedente de Reativos (ER)** e **Outras Receitas (OR)** são subtraídos da Parcela B no período de referência. Os valores em questão impactaram a revisão em -0,90%.

40. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da Cemig-D:

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(678.833.359)	-3,34%
CVA em processamento - Transporte	373.014.063	1,83%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(671.434.672)	-3,30%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(2.516.463)	-0,01%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(17.486.048)	-0,09%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(48.851.292)	-0,24%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(5.360.088)	-0,03%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(31.649.851)	-0,16%
Sobrecontratação/exposição de energia	836.975.175	4,11%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	653.500	0,00%
Conselho de Consumidores	(761.659)	0,00%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2 e A4)	(985.538)	0,00%
Ajuste CUSD	314.753	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	698	0,00%
Previsão do Risco Hidrológico	527.283.230	2,59%
Reversão do Risco Hidrológico	(489.846.462)	-2,41%
Financeiros residuais do encargo de ONS	23.874	0,00%
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021	(44.973.347)	-0,22%
Financeiro DIT Mantiqueira Transmissora (DSP 299, de 01/02/2022)	257.895	0,00%
Recomposição Financeira de custos com ICMS não compensado	17.455.986,46	0,09%
Crédito de PIS/COFINS	(1.266.711.481)	-6,23%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	34.673.170	0,17%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(4.371.135)	-0,02%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Of. Cir. 20/2021)	(6.858.432)	-0,03%
Financeiro CDE Eletrobras	(38.545.361)	-0,19%
Financeiro de postergação das tarifas (28/05/2022 - 21/06/2022)	104.749.170	0,51%
Reversão Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica - Sobre/Exp	888.390.557	4,37%
Total	(525.393.115)	-2,58%

Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.

41. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-2,58%** na atual revisão da Cemig-D.

42. Merecem ser destacados, os seguintes financeiros:

- Os financeiros de **CVA Energia, Encargos e Transporte**, em decorrência da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA, com impacto de -4,80%; bem como a **Sobrecontratação/Exposição de Energia**, com efeito de 4,11%.
- a **Reversão do Financeiro Bandeira Escassez Hídrica** que se refere a reversão dos financeiros negativos, considerados no processo tarifário de 2022, associado à arrecadação do acionamento da Bandeira Escassez Hídrica, cujo montante atualizado resulta no financeiro de **R\$ 888,4 milhões** e impactou a tarifa em 4,37%;

- o **Ressarcimento dos créditos de PIS/Cofins**, correspondente ao saldo estimado de aproximadamente **R\$ 1,27 bilhão**, compensado pela empresa distribuidora até a data da revisão em processamento, incluindo a previsão para os doze meses subsequentes, os quais devem ser revertidos aos consumidores, conforme Lei 14.385/2022, e contribuíram para uma redução tarifária de 6,27%;
- o **Financeiro negativo CDE Modicidade Eletrobrás**, correspondente a diferença entre o valor repassado à Cemig-D antes de 29 de julho de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022, e o valor considerado no RTA de 2022, atualizado pela SELIC, **R\$ 38,54 milhões**.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

43. O Fator X é índice fixado pela ANEEL e utilizado nos reajustes subsequentes. O objetivo é compartilhar com o consumidor os ganhos de produtividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

44. Esse índice é constituído de 3 componentes, sendo 2 deles definidos na revisão tarifária, o que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd e o de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

45. O Componente Pd objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é de 0,37%.

46. O Componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios, quando a análise de custos operacionais eficientes indica a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Como a metodologia estabeleceu uma trajetória de redução dos custos operacionais regulatórios ao longo do ciclo, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da Cemig-D é de 0,18%.

47. O outro integrante do Fator X é o Componente Q, fixado anualmente nos processos tarifários. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em -0,03%. 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.

48. Assim, o valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes da Cemig-D, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T de 0,18%, sendo que os componentes Q e Pd devem ser calculados em cada processo de reajuste.

49. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 5 e 6⁸.

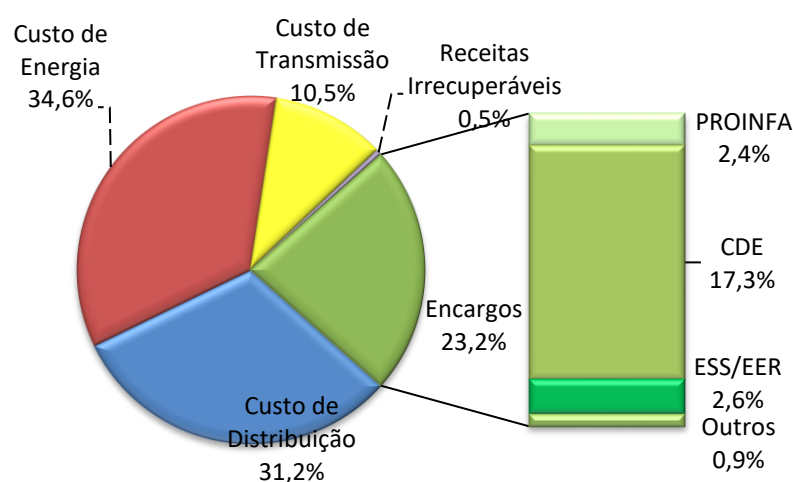
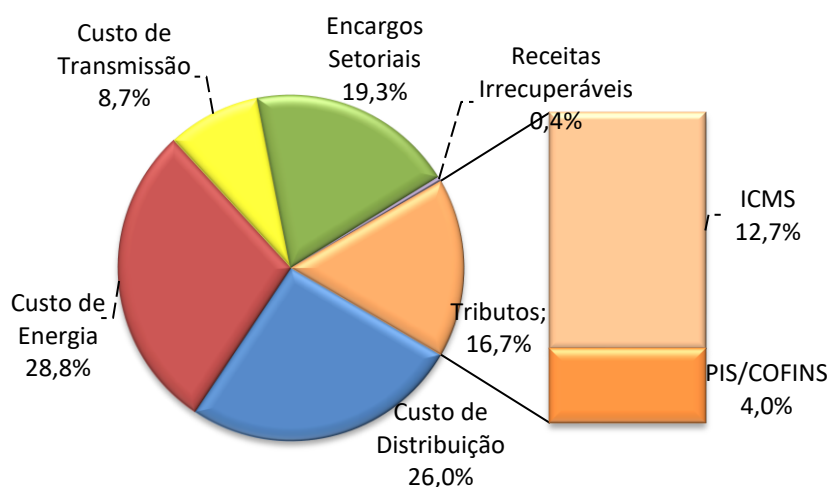


Gráfico 5. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.



⁸ No Gráfico 5, 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 Gráfico 6, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias do ICMS, do PIS e da COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

Gráfico 6. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 23/2023-STR/ANEEL.

Definição dos Postos Tarifários e Modulação Dinâmica

50. De acordo com a Resolução Normativa nº 1.000/2021 e com o PRORET, os postos tarifários são propostos pela distribuidora nos processos de revisão e definidos após a análise da curva de carga obtida na campanha de medição da área de concessão. A CEMIG-D propõe a manutenção dos postos tarifários vigentes, detalhados abaixo:

Tabela 4 – Postos Tarifários

Grupo A		
Período	Posto Fora Ponta	Posto Ponta
Fora do horário de verão	20h00 às 16h59 (dia seguinte)	17h00 às 19h59
Horário de verão	21h00 às 17h59 (dia seguinte)	18h00 às 20h59

Grupo B			
Período	Posto Fora Ponta	Posto Intermediário	Posto Ponta
Fora do horário de verão	21h00 às 15h59 (dia seguinte)	16h00 às 16h59	17h00 às 19h59
		20h00 às 20h59	
Horário de verão	22h00 às 16h59 (dia seguinte)	17h00 às 17h59	18h00 às 20h59
		21h00 às 21h59	

51. Fundamentado no pleito da distribuidora e no disposto no art. 227 REN nº 1.000/2021, **mantêm-se** a aplicação da “Modulação Dinâmica” para 11 unidades consumidoras do subgrupo A2. O objetivo é melhorar o perfil de carga das redes da CEMIG-D. Assim, os consumidores que participam da Modulação Dinâmica contribuem para uma diminuição das solicitações ao sistema, otimizando o uso das redes. Tal procedimento é aprovado pela ANEEL desde a revisão tarifária de 2013.

52. Além destes 11 consumidores, foi flexibilizada a definição do posto tarifário ponta para dois pontos de bombeamento do oleoduto Orbel 2, de responsabilidade da Petrobras Transportes S.A – Transpetro, nos municípios de Santos Dumont e Juiz de Fora, diante de necessidades operacionais de sincronismo.

53. Por fim, a distribuidora solicitou a extensão do prazo definido no Despacho 2.446, de 17 de agosto de 2021, que tratou de autorizar a concessionária, a adotar os horários de ponta diferenciados para unidades consumidoras da classe rural, subclasse irrigante, atendidas pela Subestação Machado Mineiro, até a sua próxima revisão. A concessionária fundamentou seu pleito no fato de que as obras necessárias para atendimento adequado da região estão previstas para março de 2024.

54. Contudo, diante das incertezas relacionadas com a construção e ampliação do sistema elétrico, a distribuidora solicitou a extensão da aplicação de horários de ponta diferenciados para unidades consumidoras da classe rural subclasse irrigante, atendidas pela Subestação Machado Pinheiro **até dezembro de 2024**. Ressalta-se que, nos termos do Art. 226 da REN 1.000/2021, a aplicação dos postos tarifários diferenciados carece de concordância dos respectivos consumidores.

Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

55. O cálculo dos limites para os indicadores de qualidade dos conjuntos da Concessionária foi obtido pela aplicação da metodologia de análise comparativa aprovada pela ANEEL em dezembro de 2014, após a realização da Audiência Pública nº 29/2014, regulamentada no item 210 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST⁹.

56. Nos Gráficos 7 e 8 são apresentados o histórico de apuração de **DEC** e **FEC**, os limites globais propostos pela ANEEL na CP nº 006/2023, a contraproposta da Distribuidora e os limites propostos após a análise das contribuições enviadas. Em relação aos limites globais para os anos de 2024 a 2028, a redução anual é de **1,70%** no DEC e de **3,44%** no FEC.

⁹ “210. No estabelecimento dos limites anuais de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras deve ser aplicado o seguinte procedimento:

a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;
c) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras, de acordo com o desempenho dos conjuntos semelhantes; e
d) análise dos resultados e eventuais ajustes por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.”

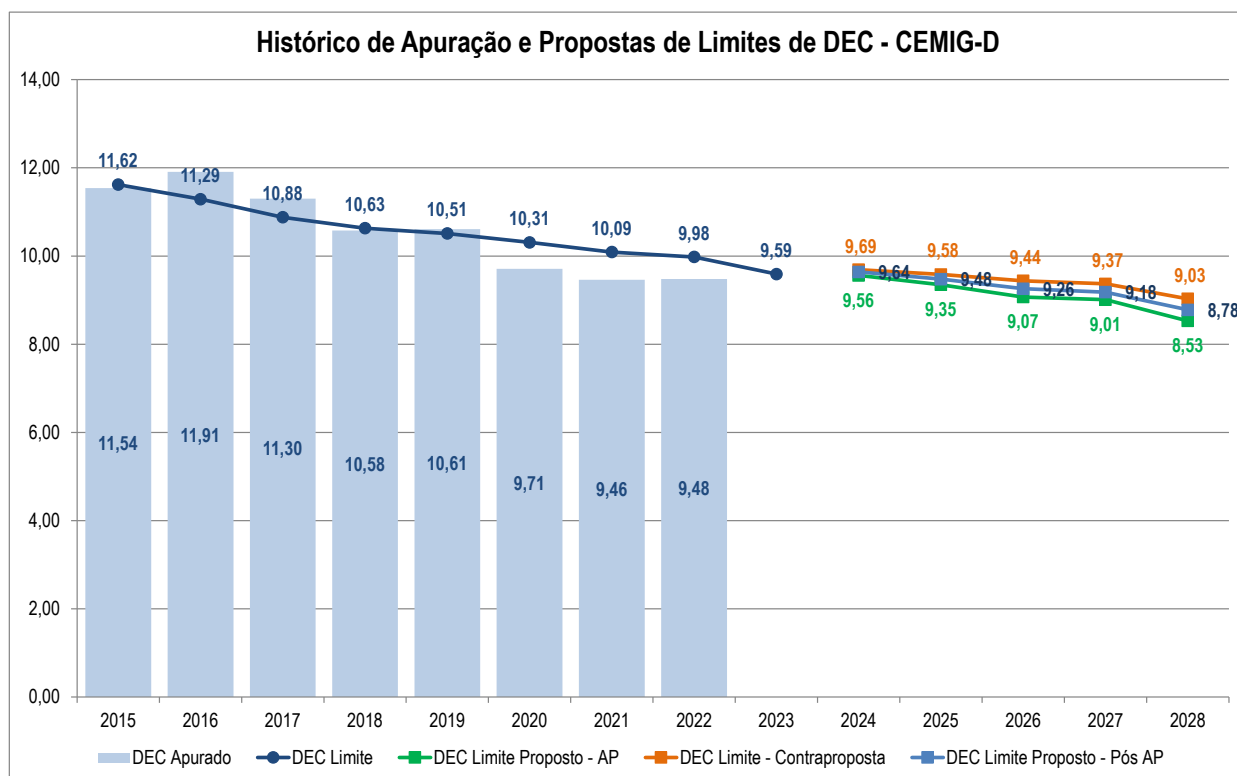


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da Cemig-D.

Fonte: Nota Técnica nº 6/2023-STD/ANEEL.

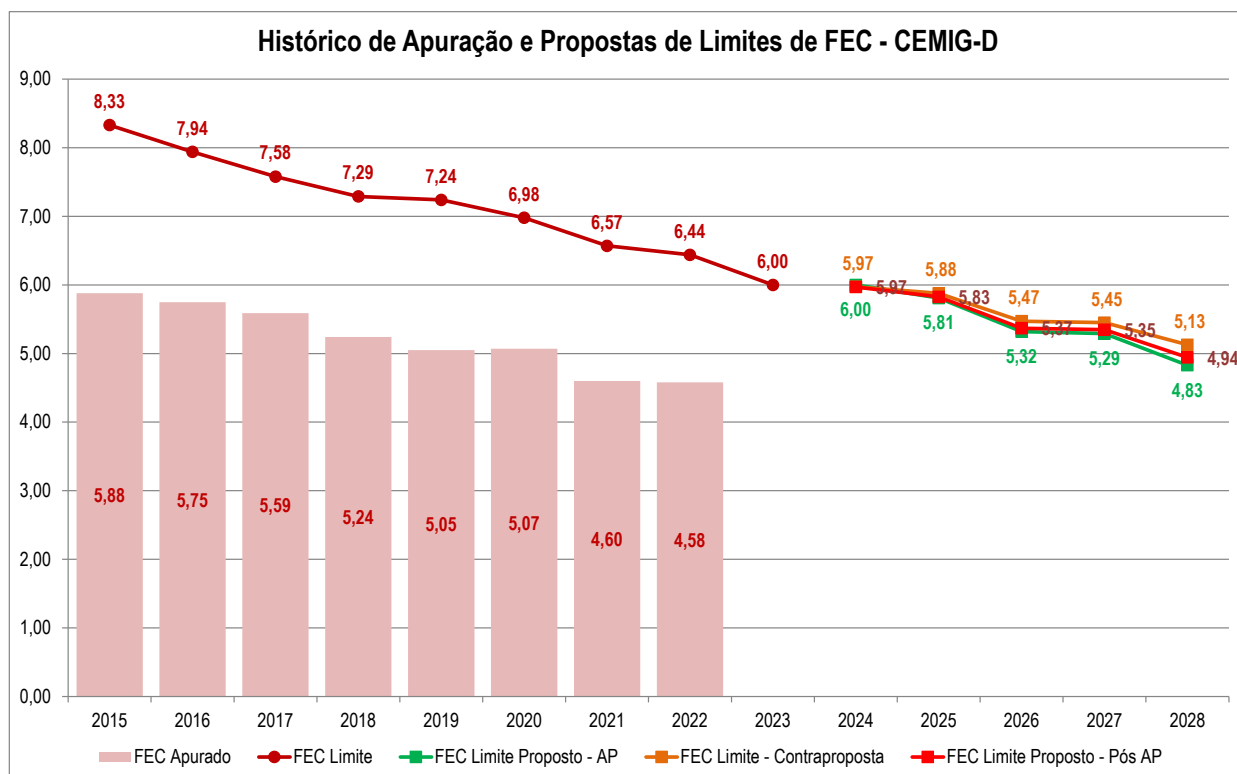


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da Cemig-D.

Fonte: Nota Técnica nº 6/2023-STD/ANEEL.

57. Para avaliar a consistência dos limites globais da Cemig-D, apresenta-se, nos Gráficos 8 e 9, uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região Sudeste. Observa-se que os limites de DEC e FEC da Cemig-D estão aderentes à realidade da região.

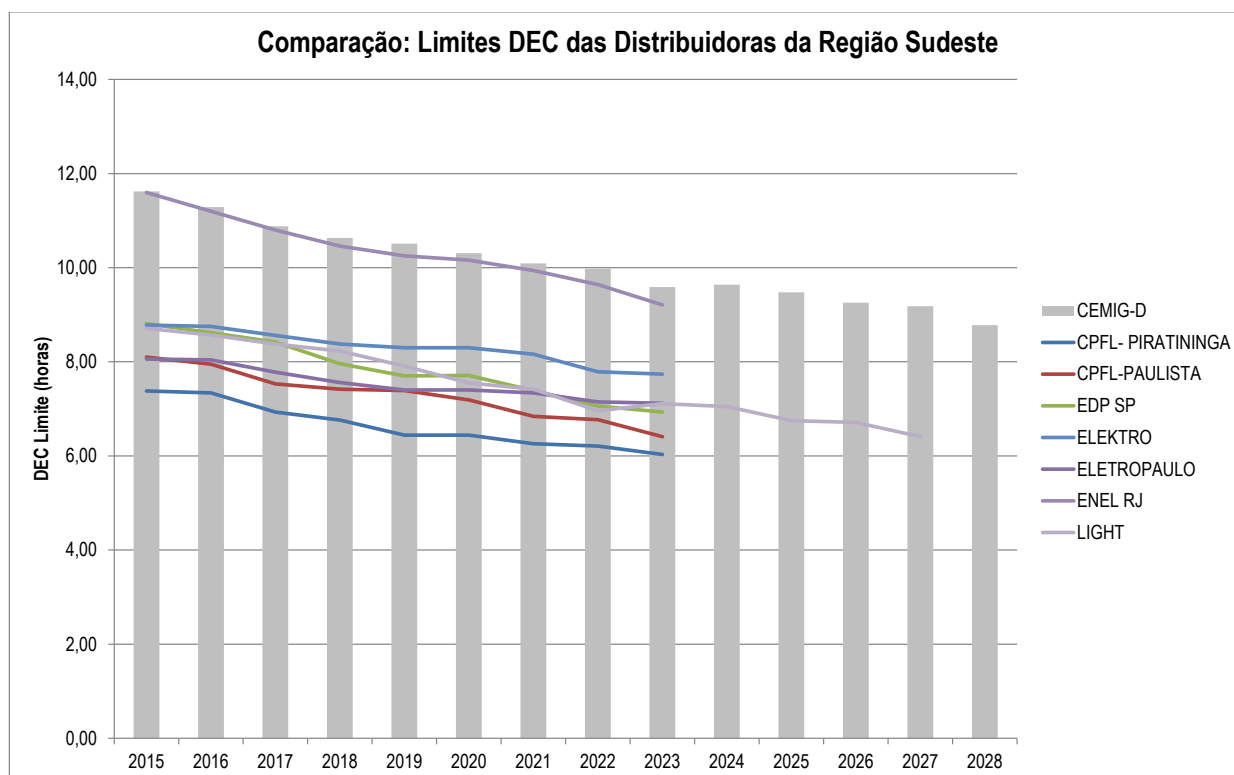


Gráfico 9. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 6/2023-STD/ANEEL.

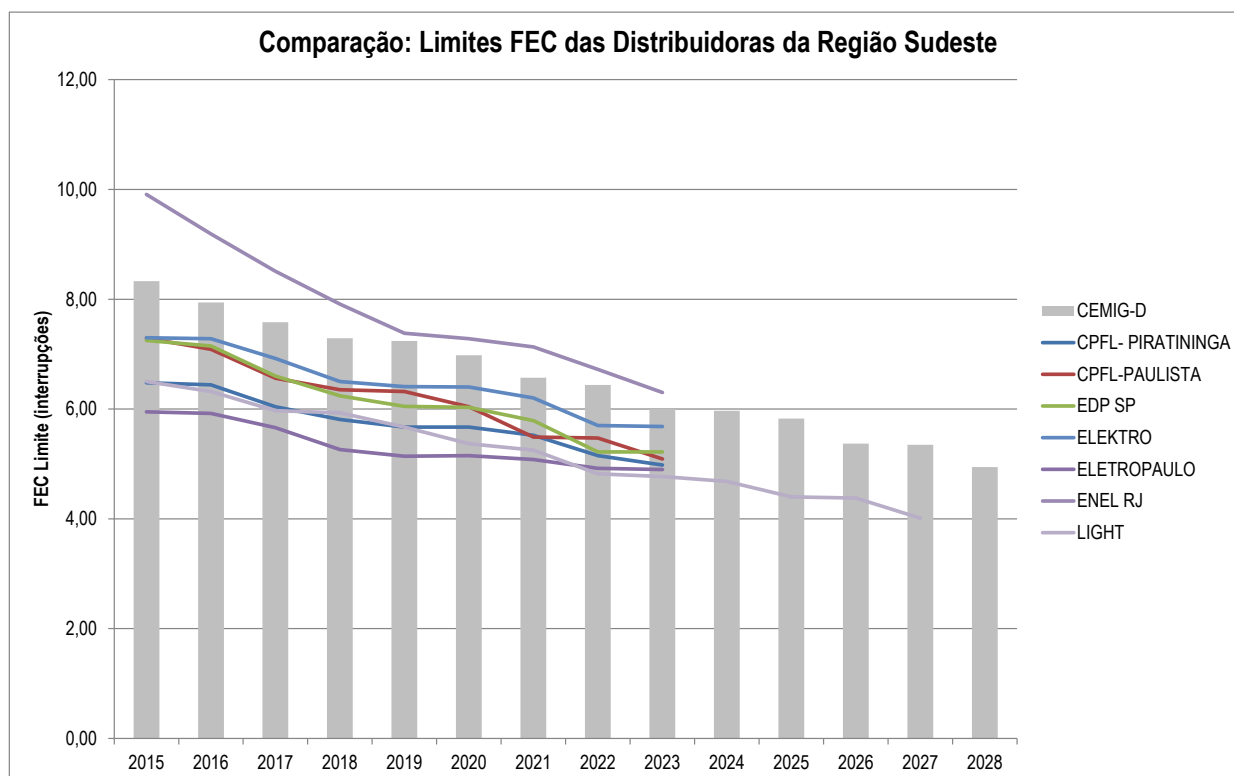


Gráfico 9. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 6/2023-STD/ANEEL.

58. A violação aos limites dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela abaixo apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela Cemig-D entre 2020 e 2022:

Tabela 5. Compensações efetuadas pela CEMIG-D

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2020	7.245.606	54.207.743,83
2021	7.587.492	59.623.682,22
2022	2.069.918	84.217.546,94

Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD.

III. DIREITO

59. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.;
- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;

- d) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- e) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- f) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist;
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 3/1997.

IV. DISPOSITIVO

60. A partir de tais argumentos, considerando o que consta dos Processos nº 48500.006874/2022-80 e 48500.009381/2022 (DEC e FEC), voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica Cemig Distribuição S.A., na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da quinta revisão tarifária periódica da CEMIG-D, a vigorar a partir de 28 de maio de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **13,27%**, sendo de **8,94%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **15,55%**, em média, para os consumidores conectados na 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 concessionária;
- c) **estabelecer** o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo;
- d) **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à CEMIG-D, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** o componente T do Fator X em 0,18%;
- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela CEMIG-D; e
- h) **fixar** os percentuais regulatórios perdas de energia para os processos tarifários de 2023 a 2027, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia	8,0136%	8,0136%	8,0136%	8,0136%	8,0136%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado	6,4129%	6,0428%	5,7154%	5,4257%	5,1695%

Brasília, 23 de maio de 2023

(Assinado digitalmente)

FERNANDO LUIZ MOSNA FERREIRA DA SILVA

Diretor