

VOTO

PROCESSOS: 48500.006887/2022-59 e 48500.004129/2023-87 (DEC e FEC)

INTERESSADO: Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. - Equatorial PI

RELATOR: Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva

ÁREAS 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 de 2023 da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial PI, a vigorar a partir de 02/12/2023, 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, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 029/2023.

I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição 1/2018, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial PI, estabelece a data de 02 de dezembro de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.
2. Em 29 de agosto de 2023, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 029/2023, com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Equatorial PI 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.
3. Em 14 de setembro de 2023, no âmbito da referida Consulta Pública, foi realizada Audiência Pública presencial na cidade de Teresina/PI.

4. Em 7 de novembro de 2023, por meio do Memorando nº 268/2023-SFF/ANEEL¹, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado - SFF enviou os valores brutos concernentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER).
5. Em 21 de novembro de 2021, por intermédio do Memorando nº 296/2023-SFF/ANEEL², a SFF informou os valores para a composição da Base de Remuneração da Equatorial PI.
6. Também em 21 de novembro de 2023, a STD encaminhou a Nota Técnica nº 117/2023-STD/ANEEL³, que apresenta a análise das contribuições relativas ao cálculo das perdas na distribuição e define o valor regulatório de perdas a ser considerado na Revisão Tarifária da Equatorial PI.
7. Na mesma data, a STR emitiu⁴ o Relatório de Análise de Contribuições da Consulta Pública nº 029/2023.
8. Em 22 de novembro de 2023, no âmbito do Processo 48500.004129/2023-87, a STD emitiu a Nota Técnica nº 119/2023-STD/ANEEL⁵, contendo a análise das contribuições referentes ao estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da Equatorial PI para os anos de 2024 a 2028.
9. Em 23 de novembro de 2023, a distribuidora apresentou⁶ pleito de componente de ajuste de Parcela B associado à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)⁷.

¹ Documento SIC nº 48536.004965/2023-00.

² Documento SIC nº 48536.005210/2023-00.

³ Documento SIC nº 48552.003070/2023-00.

⁴ Documento SIC nº 48580.002902/2023-00.

⁵ Documento SIC nº 48552.003087/2023-00.

⁶ Documento SIC nº 48513.027506/2023-00.

⁷ Em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL (48581.000489/2023-00), que orientou as distribuidoras em processo de revisão a respeito do cálculo da perda de receita, associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, e que não produziram pleno efeito no período de referência, com objetivo de uniformização da metodologia de cálculo da perda de receita da Parcela B.

10. Em 24 de novembro de 2023, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à Equatorial PI⁸ e ao conselho de consumidores⁹.

11. Em 24 de novembro de 2023, mediante a Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL¹⁰, a STR consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Equatorial PI.

12. Relatado no que interessa, passo a decidir.

II – FUNDAMENTAÇÃO

13. Trata-se do resultado da Revisão Tarifária Periódica da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. - Equatorial PI, a vigorar a partir de 02 de dezembro 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, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 029/2023.

14. Destaco que na referida Consulta Pública, em relação à revisão tarifária, houve somente contribuições da Equatorial PI. Todas as contribuições, disponíveis no site da ANEEL¹¹, foram devidamente analisadas e constam da Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL, de 24 de novembro de 2023, cujas recomendações adoto como referência para o presente voto.

15. As contribuições relativas à definição das perdas técnicas e dos indicadores de continuidade e foram analisadas pela STD e constam das Notas Técnicas nº 117 e 119/2023-STD/ANEEL, cujas conclusões também adoto como fundamento para minha decisão.

II.1 Revisão Tarifária Periódica

16. As metodologias e os procedimentos aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão dispostos nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos

⁸ Documento SIC nº 48580.002953/2023-00.

⁹ Documento SIC nº 48513.027506/2023-00.

¹⁰ Documento SIC nº 48580.002918/2023-00.

¹¹ <https://CP.29.2023>

de Regulação Tarifária – Proret¹², que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

17. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos. Nesse momento, são definidas também as regras de aplicação do Fator X nos reajuste tarifários e as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

18. O presente processo trata da revisão das tarifas da Equatorial PI, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **14,70%**, sendo de **9,22%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **16,07%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

19. 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)	9,22%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	16,07%
Efeito Médio AT+BT	14,70%

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

20. Na Tabela 2 são apresentados os efeitos médios detalhados por subgrupo:

¹² Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

Tabela 2 - Efeito médio a ser percebido pelo consumidor por subgrupo

Subgrupo	Tensão/Classe	Variação
A		9,22%
A2	88kV a 138kV	-25,22%
A3	69kV	-5,79%
A3a	30kV a 44kV	11,06%
A4	2,3kV a 25kV	11,22%
B		16,07%
B1	Residencial	15,81%
B2	Rural	22,22%
B3	Demais classes	15,40%
B4	Iluminação pública	14,89%
A+B		14,70%

21. O efeito médio de 14,70% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 12,31%; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de -2,20%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, representando 4,59% de efeito.

22. A área técnica destaca que houve um expressivo aumento nos custos médios dos ativos utilizados para atender os consumidores do grupo BT comparativamente aos demais níveis de tensão, associada à redução da demanda máxima BT com relação à última revisão, o que provocou um maior efeito para esse grupo de consumidores.

23. No encaminhamento dos dados para cálculo das Tarifas de Referência e definição da Estrutura Tarifária, a Equatorial PI solicitou a adoção do coeficiente de transição da PCAT para as cargas BT no valor de 0,8 para o primeiro ano do período tarifário, com o objetivo de diluir o impacto na tarifa para os consumidores BT, e com isso, minimizar o aumento da inadimplência e das perdas não técnicas na área de concessão.

24. Ao avaliar o impacto da nova Estrutura Vertical¹³ e os efeitos adicionais da variação dos custos regulatórios que impactaram de forma mais expressiva os consumidores conectados em BT, a área técnica julgou adequado contemplar a transição solicitada pela distribuidora na proposta submetida à Audiência Pública. Esse entendimento foi mantido após a análise das contribuições.

25. O Gráfico 1 apresenta os principais itens de custo que contribuíram para o efeito médio.

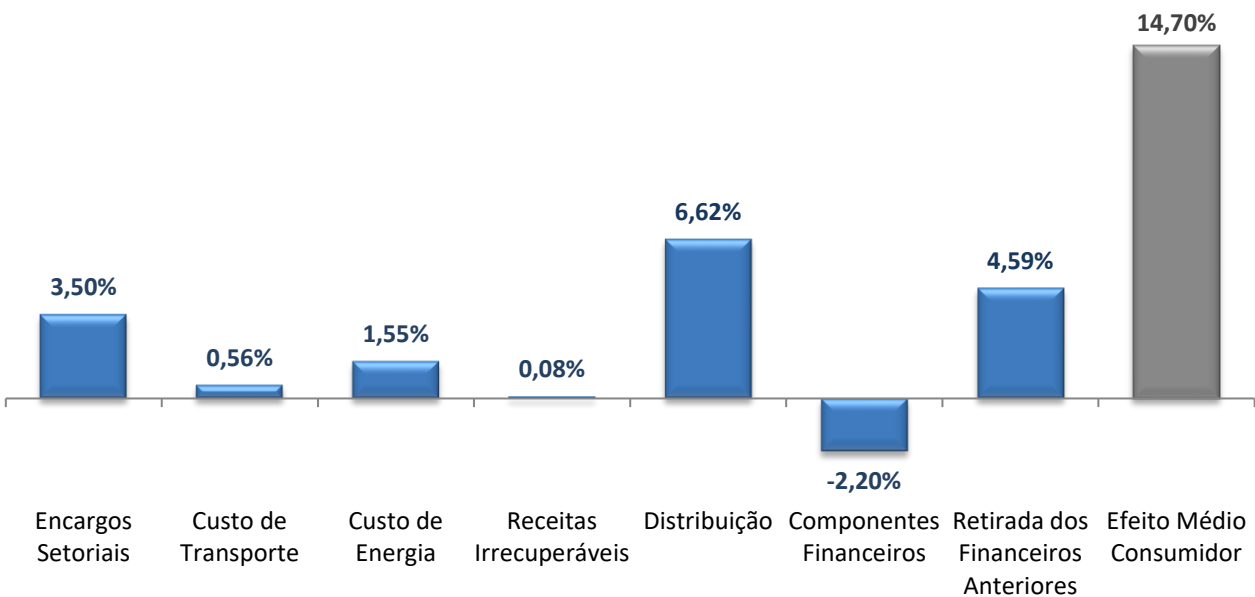


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

26. 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.

27. A Tabela 3 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a variação percentual, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado e cada valor na composição da receita da concessionária.

¹³ A Estrutura Vertical – EV – é a proporção relativa entre os agrupamentos tarifários, definidos por níveis de tensão (grupos e subgrupos tarifários), utilizada na construção do componente tarifário TUSD-FIO B, referente aos custos de Parcela B da receita requerida de distribuição.

Tabela 3. Itens de custo da revisão tarifária da Equatorial PI

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	1.684.112.531	1.840.644.633	9,3%	5,69%	59,6%
Encargos Setoriais	294.773.823	391.016.766	32,6%	3,50%	12,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.683.372	4.463.455	21,2%	0,03%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	116.656.714	115.724.837	-0,8%	-0,03%	3,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	46.392.312	45.698.022	-1,5%	-0,03%	1,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	34.299.356	33.406.251	-2,6%	-0,03%	1,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(58.529.090)	(7.099.374)	-87,9%	1,87%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	27.832.801	0,0%	1,01%	0,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	19.336.892	0,0%	0,70%	0,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	8.140.880	0,0%	0,30%	0,3%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	81.418.042	79.108.302	-2,8%	-0,08%	2,6%
PROINFA	46.487.302	36.754.220	-20,9%	-0,35%	1,2%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	24.365.815	27.650.480	13,5%	0,12%	0,9%
Custos de Transmissão	299.876.597	315.358.730	5,2%	0,56%	10,2%
Rede Básica	200.184.342	206.361.345	3,1%	0,22%	6,7%
Rede Básica Fronteira	73.616.377	76.398.215	3,8%	0,10%	2,5%
Rede Básica ONS (A2)	627.204	574.347	-8,4%	-0,00%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	377.953	164.048	-56,6%	-0,01%	0,0%
Conexão	24.036.361	30.754.140	27,9%	0,24%	1,0%
Uso do sistema de distribuição	1.034.360	1.106.634	7,0%	0,00%	0,0%
Custos de Aquisição de Energia	1.064.456.362,43	1.107.021.263,58	4,0%	1,55%	35,8%
Receitas Irrecuperáveis	25.005.748,68	27.247.873,03	9,0%	0,08%	0,9%
PARCELA B	1.066.877.746	1.249.055.811	17,1%	6,62%	40,4%
Custos Operacionais	615.999.586	604.956.093	-1,8%	-0,40%	19,6%
Anuidades	88.558.692	96.916.965	9,4%	0,30%	3,1%
Remuneração	267.555.463	390.749.915	46,0%	4,48%	12,6%
Depreciação	133.633.604	167.978.429	25,7%	1,25%	5,4%
UD+ER+OR	(38.869.600)	(37.200.136)	-4,3%	0,06%	-1,2%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	25.654.545	0,0%	0,93%	0,8%
RT considerando a variação tarifária da RTE	2.750.990.277	3.089.700.444		12,31%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(60.434.438)		-2,20%	
CVA em processamento - Energia		(72.547.718)		-2,64%	
CVA em processamento - Transporte		34.665.207		1,26%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		14.234.211		0,52%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		490.545		0,02%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(9.700.311)		-0,35%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(10.657.563)		-0,39%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(7.084.673)		-0,26%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		(883.561)		-0,03%	
Sobrecontratação/exposição de energia		42.280.627		1,54%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		1.583.329		0,06%	
Conselho de Consumidores		(746.856)		-0,03%	
Ajuste CUSD		(7.019)		0,00%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(6.062)		0,00%	
Previsão do Risco Hidrológico		78.278.568		2,85%	
Reversão do Risco Hidrológico		(71.936.411)		-2,61%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		11.879.615		0,43%	
Crédito de PIS/COFINS		(53.523.316)		-1,95%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 1000)		(1.851.647)		-0,07%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Of. Cir. 20/2021)		(1.033.928)		-0,04%	
Financeiro CDE Eletrobras		(4.876.773)		-0,18%	
Custo Distribuidora - Spread Conta Escassez - Art. 12, REN 1.008/2022		(8.990.701)		-0,33%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				4,59%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				14,70%	

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

28. O reposicionamento econômico de 12,31% é derivado das variações de custos das Parcelas A e B.

II.1.1 Parcela A

29. 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, que representa 59,6% dos custos da concessionária, teve variação de 9,3%, o que representa um impacto tarifário **5,69%**.

30. Desse total, os custos com os **encargos setoriais** tiveram uma participação de **3,50%**. Ressalta-se que a partir deste processo tarifário, iniciou-se o recolhimento das novas cotas de CDE Conta Escassez Hídrica e Geração Distribuída, cujos efeitos foram de **1,71%** e **0,30%**, respectivamente. Ainda, a variação da cota associada à CDE Modicidade Eletrobrás contribuiu com um efeito de **1,87%**.

31. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **0,56%**. Esse efeito decorre das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), homologadas em julho de 2023, conforme Resolução Homologatória nº 3.217/2023.

32. Por sua vez, os custos com **compra de energia** impactaram a revisão em **1,55%**. Contribuiu especialmente para esse aumento, o efeito de **0,69%** decorrente do custo dos Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF (Lei nº 12.783/2013), em vista da variação do montante e do preço decorrentes da descotização das usinas da Eletrobras. Destaca-se ainda o efeito de **0,54%** decorrente da variação dos custos dos CCEAR-Quantidade.

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

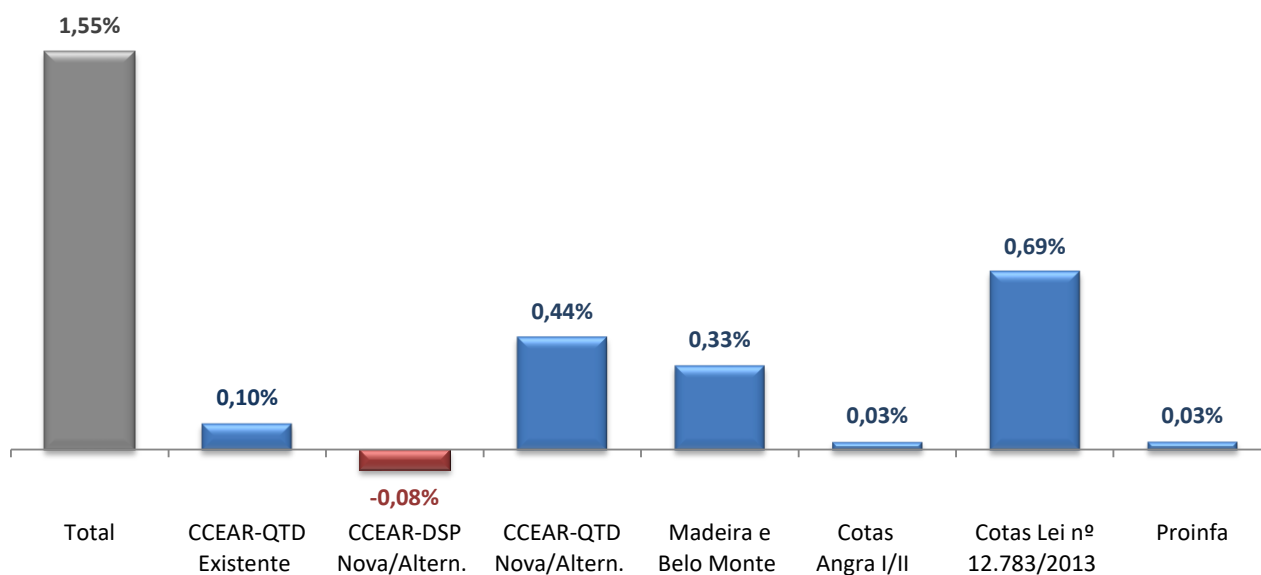


Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL.

34. Por fim, ainda em relação à Parcela A, as **Receitas Irrecuperáveis** sofreram variação de 9,0% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **0,08%** nas tarifas.

Perdas Regulatórias

35. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as **perdas de energia**, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

36. 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 **11,17%** em relação à energia injetada, conforme informado pela STD/ANEEL.

37. Nesse ponto, destaca-se que foi realizado ajuste no montante de perdas técnicas, a fim de compensar a diferença entre a energia associada ao mercado medido de Micro e Minigeração Distribuída – MMGD, usado pela STD na definição do percentual de perdas técnicas, mencionado no parágrafo anterior, e a energia associada ao mercado faturado, usado como referência nos cálculos realizados pela

STR. O ajuste em questão, adotado a partir dos processos tarifários deliberados na 10ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, ocorrida em 4 de abril de 2023, é necessário para que haja coerência de referência para aplicação do percentual de perdas indicado pela STD (mercado medido).

38. 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 a partir de uma média ponderada entre a meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da concessionária e a média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela distribuidora nos últimos 3 (três) anos civis.

39. 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. Para a Equatorial PI, a empresa Energisa Paraíba, com probabilidade de comparação de 74,65% e perdas médias praticadas de 8,71% nos últimos três anos, foi o benchmark de acordo com essa metodologia.

40. Assim, aplicando-se a regra definida no Submódulo 2.6 A do Proret, o ponto de partida para 2023 foi estabelecido em **12,71%** sobre o mercado de baixa tensão faturado, ficando estabelecido o percentual de **8,88%** como meta ao final do ciclo.

II.1.2 Parcela B

41. 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 eficientes de administração, operação e manutenção, e o custo anual dos ativos, que reflete os investimentos prudentes realizados pela distribuidora.

42. A **Parcela B** representa 40,4% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 17,1%, o que produziu um impacto tarifário de **6,62%**.

43. Para a definição do nível custos operacionais eficientes que serão reconhecidos nas tarifas, a metodologia estabelece o método de comparação entre concessionárias. 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.

44. No caso da Equatorial PI, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está abaixo do limite inferior do intervalo de eficiência definido pelo método de benchmarking. Assim, a metodologia inicialmente indicou uma trajetória de aumento desses custos ao longo do ciclo, de 0,20% ao ano.

45. Contudo, tendo em vista que a relação entre a meta regulatória e custo operacional real resultou em 136,71% (acima do limite, de 120%), a meta foi ajustada de forma que parte da diferença que excede o percentual limite seja compartilhada com o consumidor. Assim, foi estabelecida uma trajetória ajustada de redução de 1,04% dos custos operacionais ao longo do ciclo, mediante a aplicação do componente T do Fator X. Assim, tem-se que a redução dos custos operacionais impactou o efeito médio em **-0,40%**.

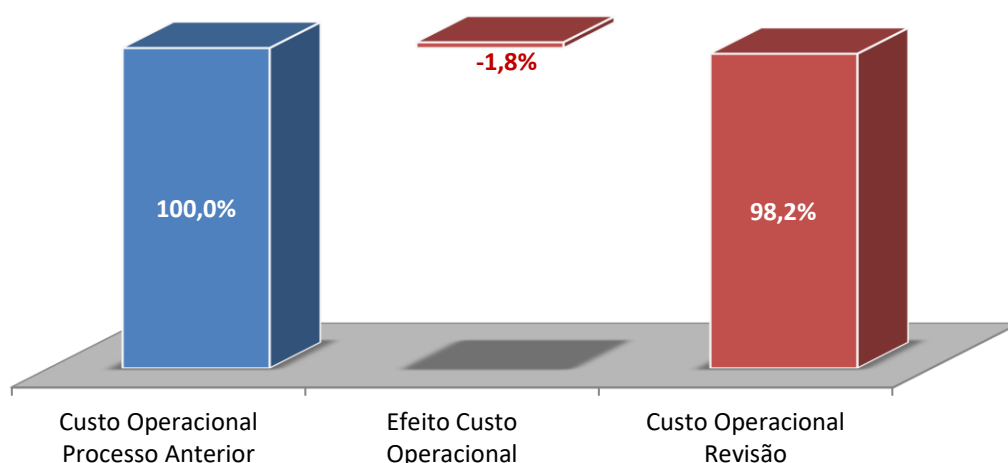


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre custos operacionais

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL.

46. 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.

47. A respeito da **remuneração do capital**, houve variação de 46,0% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 4,48%. A variação se deve principalmente ao incremento da Base de Remuneração Líquida identificado, em vista dos investimentos realizados pela Equatorial PI nesse mesmo período. O Gráfico 4 demonstra os efeitos da variação na remuneração de capital.

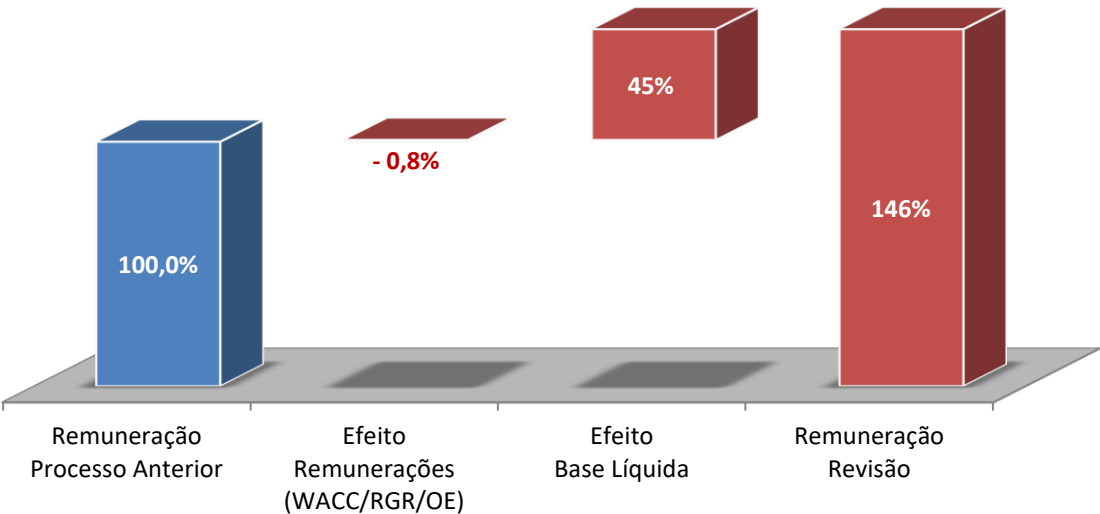


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

48. A **quota de reintegração regulatória** variou de 25,7% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 1,25% nas tarifas. Esse resultado decorre, especialmente, da nova taxa base de remuneração bruta. O Gráfico 5 demonstra o efeito informado.

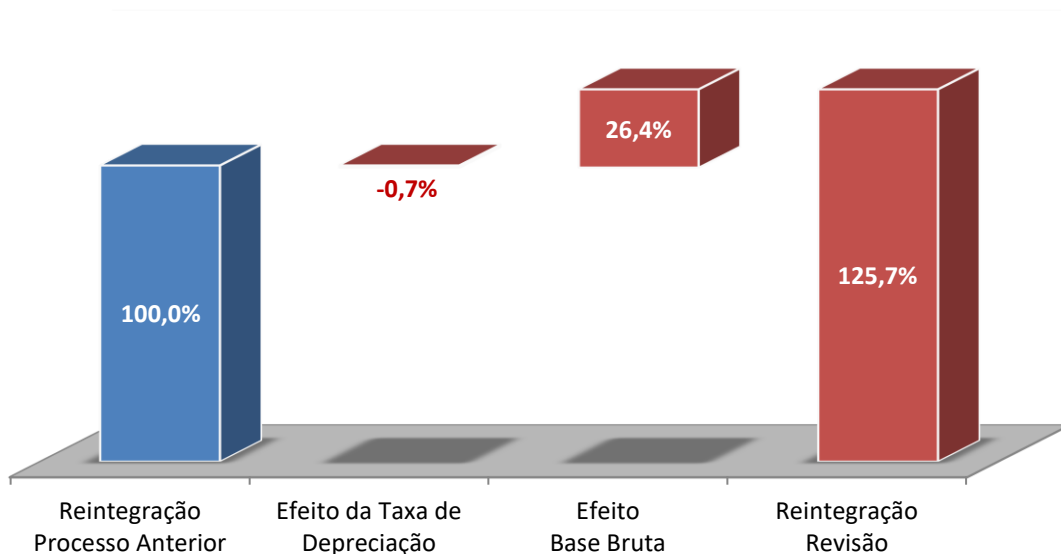


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

49. A cobertura para **anuidades** variou 9,4% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,30% na revisão. Esse resultado decorre da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

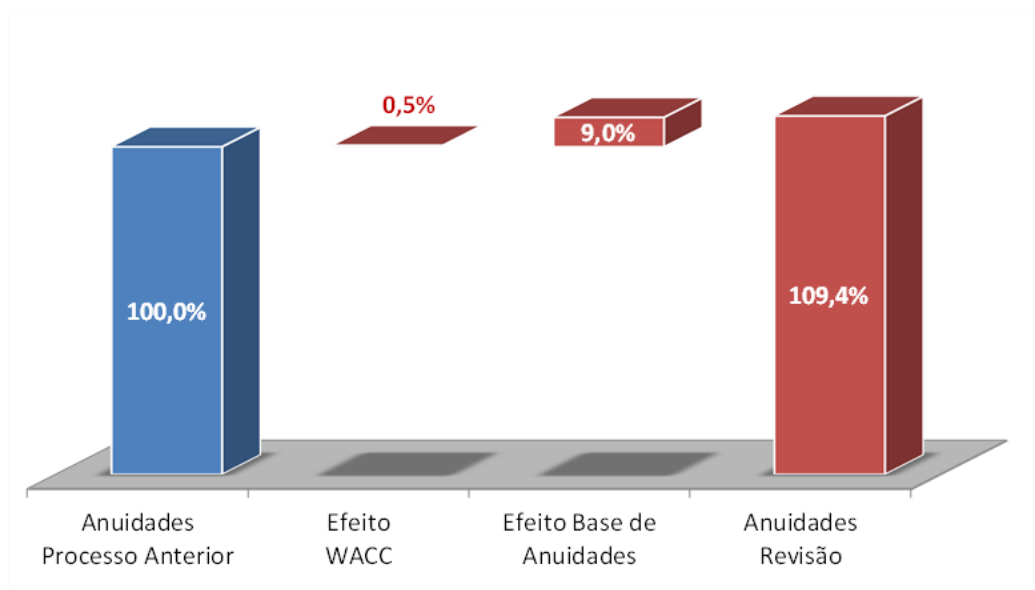


Gráfico 6. Efeito da revisão sobre as anuidades

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

50. Os valores arrecadados de **Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER)**, são subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com **Outras Receitas (OR)**, o que justifica o impacto nas tarifas de **0,06%**.

II.1.3 Componentes Financeiros

51. Quanto aos **componentes financeiros**, estes não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras. A Tabela 4 resume os incluídos nesta revisão da Equatorial PI.

Tabela 4. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(72.547.718)	-2,64%
CVA em processamento - Transporte	34.665.207	1,26%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	14.234.211	0,52%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	490.545	0,02%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(9.700.311)	-0,35%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(10.657.563)	-0,39%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(7.084.673)	-0,26%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(883.561)	-0,03%
Sobrecontratação/exposição de energia	42.280.627	1,54%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.583.329	0,06%
Ajuste CUSD	(7.019)	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(6.062)	0,00%
Previsão do Risco Hidrológico	78.278.568	2,85%
Reversão do Risco Hidrológico	(71.936.411)	-2,61%
Conselho de Consumidores	(746.856)	-0,03%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	11.879.615	0,43%
Crédito de PIS/COFINS	(53.523.316)	-1,95%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 1000)	(1.851.647)	-0,07%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Of. Cir. 20/2021)	(1.033.928)	-0,04%
Financeiro CDE Eletrobras	(4.876.773)	-0,18%
Custo Distribuidora - Spread Conta Escassez - Art. 12, REN 1.008/2022	(8.990.701)	-0,33%
Total	(60.434.438)	-2,20%

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

52. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-2,20%** na atual revisão da Equatorial PI.

53. Destaca-se, dentre os itens que sofreram aumento, o resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (sobrecontratação de energia), com impacto de **1,54%** no efeito médio

54. Mercere ainda destaque a **neutralidade de créditos de PIS/COFINS**, com efeito de **0,43%**, decorrente da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e os valores faturados pela concessionária.

55. Quanto os financeiros negativos, destacam-se: **(i) a Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento**, cujo efeito conjunto contribuiu com uma participação de **-0,86%** no resultado, todos estes decorrentes da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA; **(ii) reversão de créditos de PIS/COFINS**, relativos às ações judiciais que questionam a incidência sobre ICMS, com o efeito de **-1,95%**; **(iii) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás**, com efeito de **-0,18%**, que decorre da diferença entre o valor repassado à Equatorial PI, antes de 29 de julho de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022, e os valores faturados no período de referência; **(iv) Spread da Conta Escassez Hídrica - REN 1.008/2022**, com efeito de **-0,33%**, que corresponde ao ressarcimento aos consumidores dos custos acessórios nas operações de créditos da Conta Escassez Hídrica por distribuidoras de energia elétrica, conforme disposto no Art. 12 da Resolução Normativa nº 1.008/2022-ANEEL.

II.1.4 Definição do Fator X para os próximos reajustes tarifários

56. O **Fator X** é fixado pela ANEEL e utilizado nos reajustes tarifários de uma distribuidora. 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.

57. Esse índice é constituído de três componentes, sendo apenas um deles definido na revisão tarifária, o que trata da Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

58. O **Componente Pd** procura refletir 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 fase da Revisão foi de **0,831%**.

59. 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. Apesar de a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa estar abaixo do limite inferior do intervalo de eficiência definido pelo método de benchmarking, a relação entre a meta regulatória e custo operacional real excede o limite máximo e enseja o estabelecimento de uma trajetória de redução para compartilhamento com o consumidor. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da Equatorial PI foi de **0,530%**.

60. 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 **-0,067%**. 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.

61. Assim, o valor do **Fator X** a ser utilizado nos reajustes da Equatorial PI, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T de 0,530%, sendo que os componentes Q e Pd serão calculados em cada processo de reajuste.

62. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 7 e 8¹⁴.

¹⁴ 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.

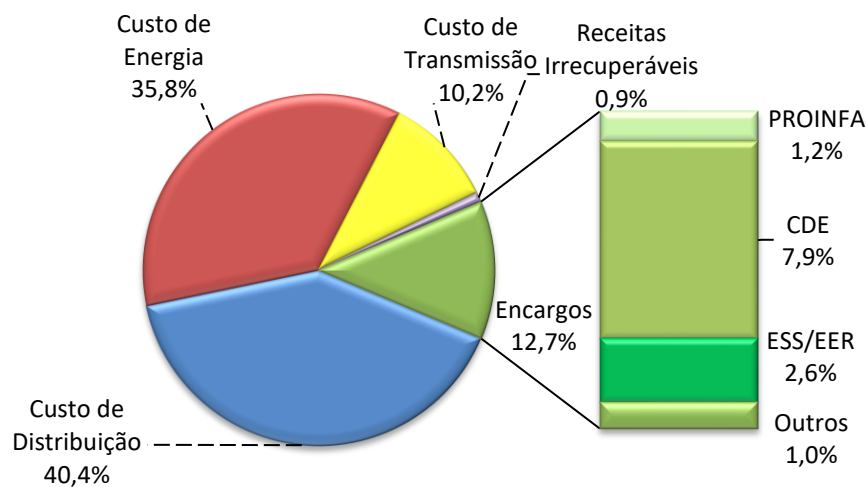


Gráfico 7. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

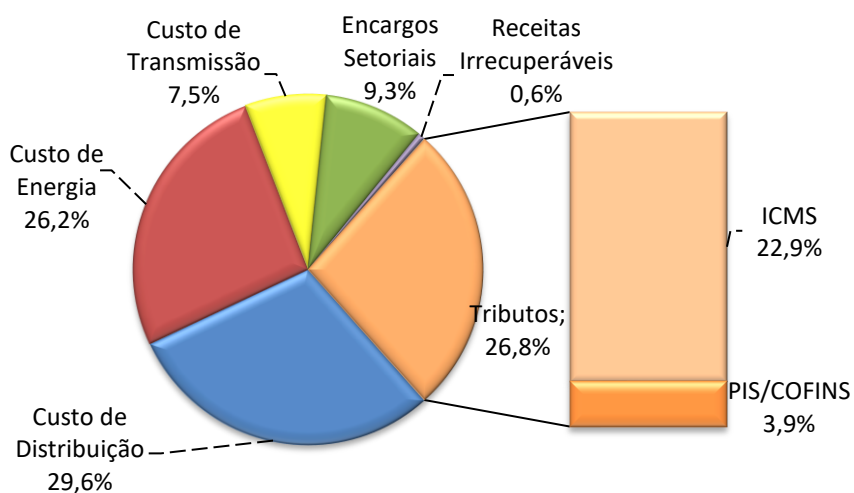


Gráfico 8. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

II.1.5 Comparação entre a proposta de Consulta Pública e o Resultado da Revisão

63. A Tabela 5 ilustra a diferença no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da CP e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 5. Comparação da Proposta da CP 029/2023 e o resultado da revisão.

Descrição	CP 29/2023 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	6,47%	5,69%	-0,78%
Encargos Setoriais	3,91%	3,50%	-0,41%
Custos de Transmissão	0,95%	0,56%	-0,39%
Custo de Aquisição de Energia	1,51%	1,55%	0,04%
Receitas Irrecuperáveis	0,09%	0,08%	-0,01%
PARCELA B	8,31%	6,62%	-1,69%
Reposicionamento Tarifário	14,78%	12,31%	-2,47%
Componentes Financeiros do Processo Atual	1,03%	-2,20%	-3,22%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	4,85%	4,59%	-0,26%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	20,65%	14,70%	-5,95%

Fonte: Nota Técnica nº 151/2023-STR/ANEEL

64. Os itens relacionados à **Parcela A** apresentaram diferença de -0,78%. A diferença de -0,41% nos **encargos setoriais** deve-se à variação verificada de mercado, quando comparado ao projetado na fase de Consulta Pública e da nova previsão de encargos de ESS/EER. A variação de -0,39% nos **custos de transmissão** justifica-se por ajuste nos montantes relacionados aos custos de Rede Básica. A aumento nos gastos com **aquisição de energia** (0,04%) é decorrente dos custos atualizados dos contratos firmados pela distribuidora e dos Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF (Lei nº 12.783/2013).

65. A diferença de -1,69% referente à **Parcela B** decorreu, principalmente, da atualização dos custos de ativos reconhecidos no cálculo, após resultado da fiscalização da base de remuneração regulatória pela SFF, e da variação verificada de mercado, quando comparado ao projetado para a fase de CP.

66. Quanto aos componentes financeiros, a diferença foi de -3,22%, especialmente afetados pela retirada da dedução do crédito dos valores de recuperação de multa e juros do recolhimento em atraso do PIS COFINS, considerada na fase de Consulta Pública.

67. Sobre esse ponto, destaco que a Equatorial PI já finalizou a compensação dos créditos tributários em maio/2023. Durante o processo de revisão, a empresa pleiteou a dedução, do montante a ser devolvido aos consumidores, dos créditos oriundos dos valores de recuperação de multa e juros do recolhimento em atraso do PIS/COFINS. Esse valor descontado foi utilizado na proposta que foi submetida à Consulta Pública.

68. Entretanto, tendo em vista a ausência de previsão legal ou normativa para desconto de juros e multas do montante de créditos de PIS/COFINS compensados e que devem ser repassados ao consumidor, a área técnica excluiu essa dedução de R\$ 57,8 milhões considerada na fase de Consulta Pública. O fundamento para tal é o teor do Parecer SEI nº 7698/2021/ME, aprovado pelo Despacho nº 246 – PGFN-ME, de 24 de maio de 2021, em que firma-se o entendimento que o ICMS a ser excluído da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS é o destacado nas notas fiscais, de modo que a apuração dos créditos a serem restituídos ao consumidores deve ter como base a diferença no faturamento e não o valor efetivamente recolhido, ainda mais em atraso.

69. Assim, considerando os valores atualizados referentes às reversões ocorridas nos processos tarifários de 2021 e 2022, os quais totalizaram R\$ 615,68 milhões, e o montante de compensações realizadas pela distribuidora, de R\$ 669,20 milhões, está sendo efetuada a reversão, em favor dos consumidores, dos créditos restantes de PIS/COFINS, no valor aproximado de R\$ 53,52 milhões, que impactou as tarifas em -1,95%.

II.2 Definição dos limites para os indicadores DEC e FEC

70. 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 5.10 da Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST¹⁵.

71. Em sua contribuição, a Equatorial PI discorre sobre as características da área de concessão, marcada por forte característica rural e baixa densidade populacional. Destaca que a percepção das

¹⁵ “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:

- 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; e
- d) análise por parte da ANEEL, com a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.”

equipes de campo indicou que as maiores dificuldades estão associadas a 3 grandes características distintas: ruralidade, vegetação e inundações.

72. Nesse sentido, por entender que existem conjuntos com características atípicas que não estão sendo capturadas pela metodologia vigente, a Equatorial PI apresentou proposta de ajuste/flexibilização para os limites de 30 dos 42 conjuntos da área de concessão.

73. A STD procedeu com uma análise baseada na comparação entre os atributos desses conjuntos e os atributos dos conjuntos dos respectivos clusters. Para 11 dos 30 conjuntos com solicitação de flexibilização, a STD propôs elevação dos limites.

74. Além disso, a Equatorial PI solicitou a retirada da Trava do V0 do DEC para 3 conjuntos da área de concessão afetados pelo mecanismo, que impede elevação dos limites desses conjuntos, mesmo quando a aplicação da metodologia resulta em limites superiores aos vigentes.

75. Em sua análise, a STD identificou que o atendimento ao pleito de flexibilização da Trava V0 do DEC dos conjuntos solicitados pela Equatorial PI não elevaria o limite global da Distribuidora acima do limite de DEC atual, de modo que a contribuição foi acatada.

76. Ainda, a concessionária solicitou a revisão da configuração dos seus conjuntos de unidades consumidoras, incluindo a criação de novos conjuntos, em decorrência da inauguração de novas subestações, e a segregação de conjuntos devido a existência de subestações MT/MT com base no item 146.b do Módulo 8 do PRODIST.

77. Das 21 reconfigurações solicitadas, 13 foram acatadas, 4 foram parcialmente acatadas e 4 não foram acatadas. Como resultado, a Equatorial PI passará de 42 para 68 conjuntos de unidades consumidoras.

78. Nos Gráficos 9 e 10 são apresentados o histórico de apuração de DEC e FEC, os limites globais propostos pela ANEEL na CP nº 29/2023, a contraproposta da Distribuidora e os limites propostos após a análise das contribuições enviadas. Em relação aos limites globais propostos para os anos de 2024 a 2028, a redução média anual é de 4,95% no DEC e de 7,75% no FEC.

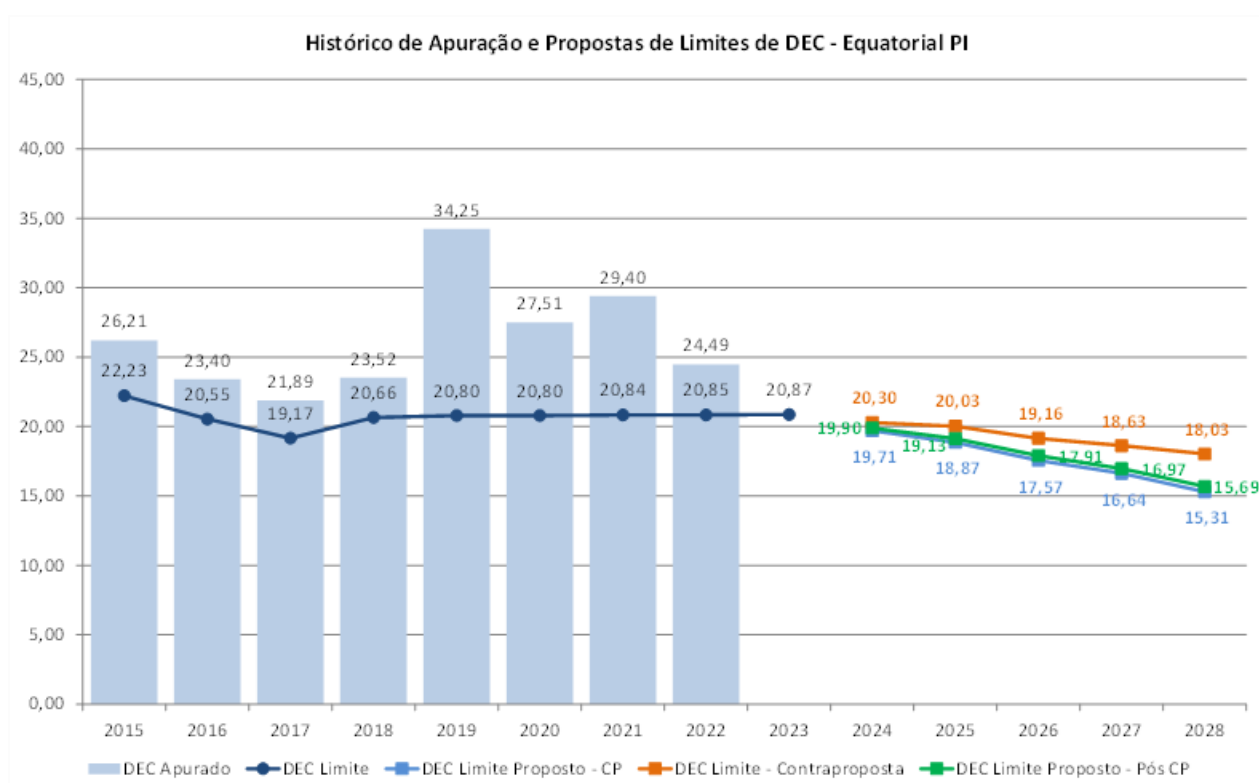


Gráfico 9. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da Equatorial PI.
Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STD/ANEEL.

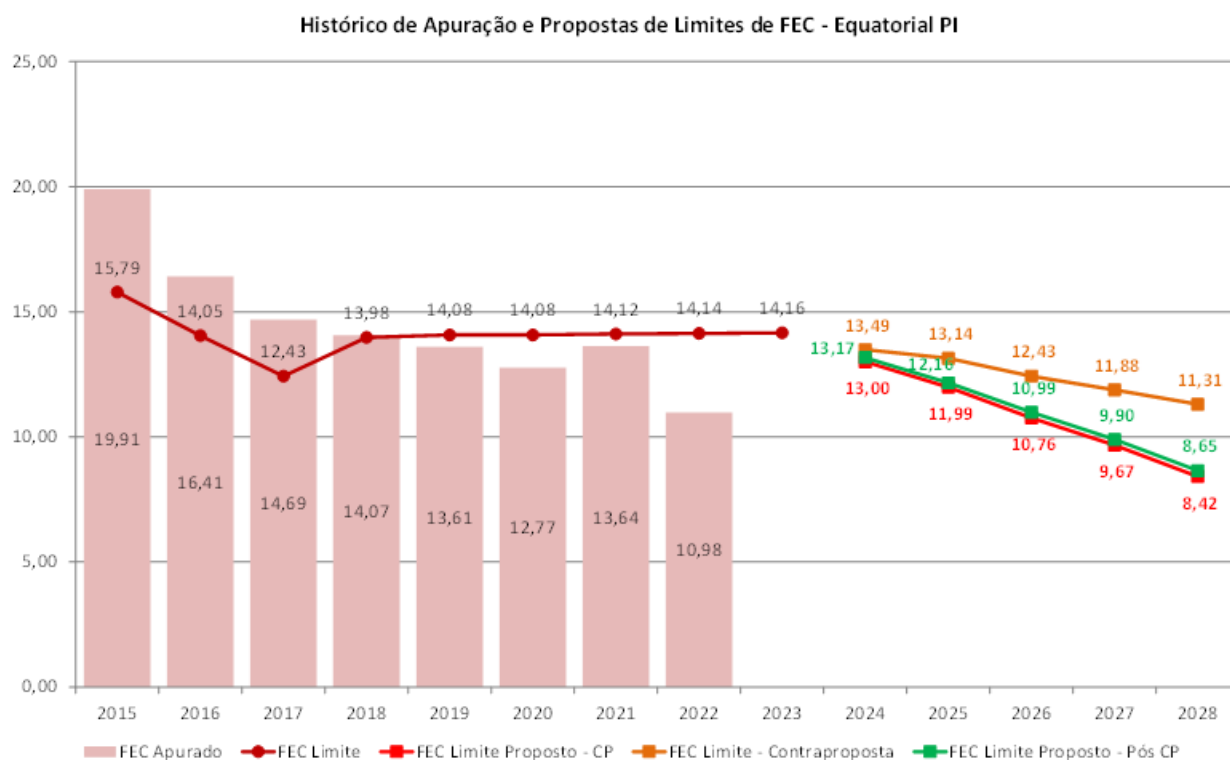


Gráfico 10. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da Equatorial PI.

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STD/ANEEL.

79. Para avaliar a consistência dos limites globais da Equatorial PI, apresenta-se, nos Gráficos 11 e 12, uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região Nordeste. Observa-se que os limites de DEC e FEC da Equatorial PI estão aderentes à realidade da região.

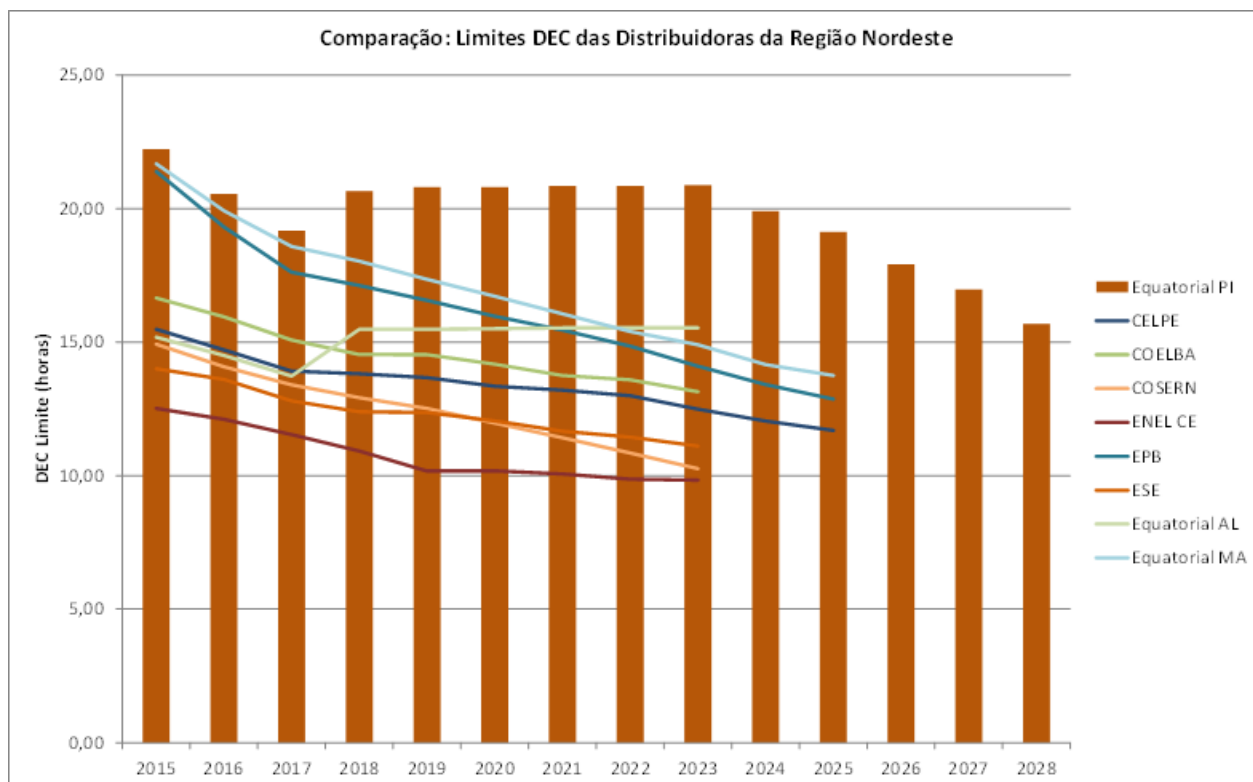


Gráfico 11. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STD/ANEEL.

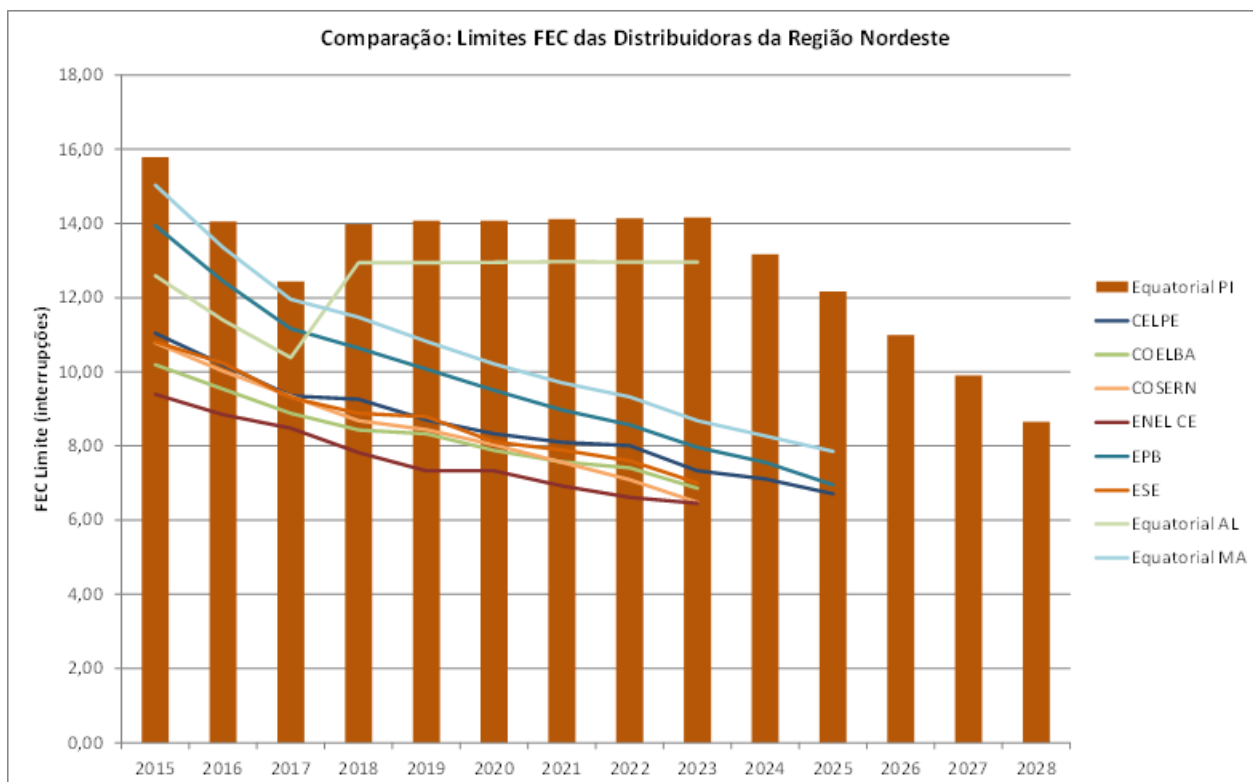


Gráfico 12. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 119/2023-STD/ANEEL.

III – DIREITO

80. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- c) 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 1/2018.

IV – DISPOSITIVO

81. Diante do exposto e do que consta nos Processos nº 48500.006887/2022-59 e 48500.004129/2023-87, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. – Equatorial PI, na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Equatorial PI, a vigorar a partir de 02 de dezembro de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **14,70%**, sendo de **9,22%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **16,07%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as de 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 Equatorial PI, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária, conforme tabela abaixo:

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.776.370	4.380.063	6.156.433
Subsídio Geração Fonte Incentivada	4.900	1.456.580	1.461.480
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	8.718	-	8.718
Subsídio Rural	10.785	-	10.785
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(141.734)	725.703	583.969
Subsídio SCEE	-	2.079.902	2.079.902
Total	1.659.039	8.642.249	10.301.287

- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** o componente T do Fator X em 0,530%;
- g) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2027, conforme tabela abaixo:

		2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada		11,1715%	11,1715%	11,1715%	11,1715%	11,1715%
Perdas Técnicas sobre Mercado Faturado	Não sobre BT	12,7110%	11,5697%	10,5600%	9,6669%	8,8768%

h) **fixar** os 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, conforme minuta de Resolução Autorizativa, anexa à Nota Técnica nº 119/2023-STD/ANEEL; e

Brasília, 28 de novembro de 2023

(assinado digitalmente)

Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva
Diretor