

VOTO

PROCESSOS: 48500.006891/2022-17 e 48500.008252/2022-96

INTERESSADO: Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Neoenergia Cosern

RELATOR: Diretor Ricardo Lovorato Tilli

RESPONSÁVEIS: Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

ASSUNTO: Resultado Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern, a vigorar a partir de 22/04/2023, 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 2024 a 2028, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 03/2023 e na Audiência Pública nº 03/2023.

I. RELATÓRIO

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 8/1997, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia Energética do Rio Grande do Norte – Neoenergia Cosern, estabelece 22/04/2023 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 janeiro de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública - CP nº 03/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 25 de janeiro de 2023 a 10 de março de 2023, com realização de Audiência Pública em 3 de março de 2023.

4. Mediante Nota Técnica nº 28/2023¹, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD consolidou a apuração das perdas na distribuição da Neoenergia Cosern.

¹ SIC 48554.000766/2023-00.

5. Por meio do Memorando nº 63², de 29 de março de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF validou os pagamentos de itens da Parcela A, garantias financeiras e valores brutos concernentes a Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos da Cosern.
6. A Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM, por intermédio do Memorando nº 37³, de 3 de abril de 2023, informou que a Neoenergia Cosern possui contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica a ser considerado no processo tarifário.
7. Já os valores para composição da Base de Remuneração foram informados pela SFF à Superintendência de Gestão Tarifária - SGT, por meio do Memorando nº 75⁴, de 6 de abril de 2023.
8. Em 12 de abril de 2023, a SGT emitiu a Nota Técnica nº 69⁵, que trata da análise das contribuições apresentadas da Consulta Pública nº 03/2023. Já a proposta de revisão da Neoenergia Cosern foi consolidada na Nota Técnica nº 68/2023⁶.
9. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, por meio da Nota Técnica nº 37/2023⁷, 13 de abril de 2023, apresentou proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Neoenergia Cosern, para o período de 2024 a 2028.
10. Em 14 de abril de 2023, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à Neoenergia Cosern e ao seu conselho de consumidores.
11. É o que basta relatar.

II. FUNDAMENTAÇÃO

II.1. Resultado da Consulta Pública nº 03/2023

² SIC 48536.001033/2023-00.

³ SIC 48580.000608/2023-00.

⁴ SIC 48536.001213/2023-00.

⁵ SIC 48581.000619/2023-00.

⁶ SIC 48581.002721/2022-00.

⁷ SIC 48554.000881/2023-00.

12. A CP 03/2023 recebeu contribuições apenas da concessionária. O detalhamento das contribuições e análise das áreas técnicas estão consolidadas na Nota Técnica nº 69/2023–SGTANEEL.

13. Entretanto, importa destacar a contribuição relativa às perdas de energia feita pela concessionária que solicitou que para cálculo dos montantes de perdas fosse acrescida a energia que circula na rede referente a Micro e MiniGeração Distribuída - MMDG que não está computada na energia faturada, bem como a adoção da proposta de homologar as metas de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido, apresentada na TS nº 28/2022, de forma similar ao que fora apresentado pelas concessionárias de distribuição que passaram por processos de revisão tarifária recentemente.

14. Assim, conforme entendimento recente consolidado pela Diretoria nas revisões da Energisa Mato Grosso, Energisa Mato Grosso do Sul e CPFL Paulista, ocorrida na 10ª Reunião Pública Ordinária de 2023, foi dado tratamento para as perdas técnicas. Já para as perdas não-técnicas manteve-se o entendimento de que o de aperfeiçoamento da metodologia de perdas decorrente dos impactos da GD já está em curso, por meio da Tomada de Subsídios 28/2022, e que é necessário que haja uma análise mais detalhada por parte da ANEEL, em momento posterior.

15. Pontua-se ainda a contribuição realizada pela Neoenergia Cosern em que é solicitado que seja considerado a diferença entre o mercado medido e o faturado do MMDG para definição do custo operacional.

16. Sobre este ponto, destaco que na Revisão Tarifária Periódica da ENEL Rio, de minha lavra, também foi analisado e deliberado semelhante pleito. No referido processo e visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita da distribuidora a perda, por ela estimada, associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com MMDG do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, e que não produziram pleno efeito no período de referência.

17. De forma similar e tendo em vista determinação da Diretoria, nesta Revisão, o mesmo componente está sendo considerado.

II.2 Revisão Tarifária Periódica

18. Trata-se da revisão das tarifas da Neoenergia Cosern, que segundo a proposta encaminhada pela SGT, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 4,26%,

sendo de 3,65%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 4,45%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

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. 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)	3,65%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	4,45%
Efeito Médio AT+BT	4,26%

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

21. O efeito médio de 4,26% decorre: a) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 3,24%; b) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de -1,06%; e c) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, realizado em abril de 2022, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de 2,08%.

22. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa bem como às novas tarifas de referência – TRs calculadas nas revisões tarifárias.

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

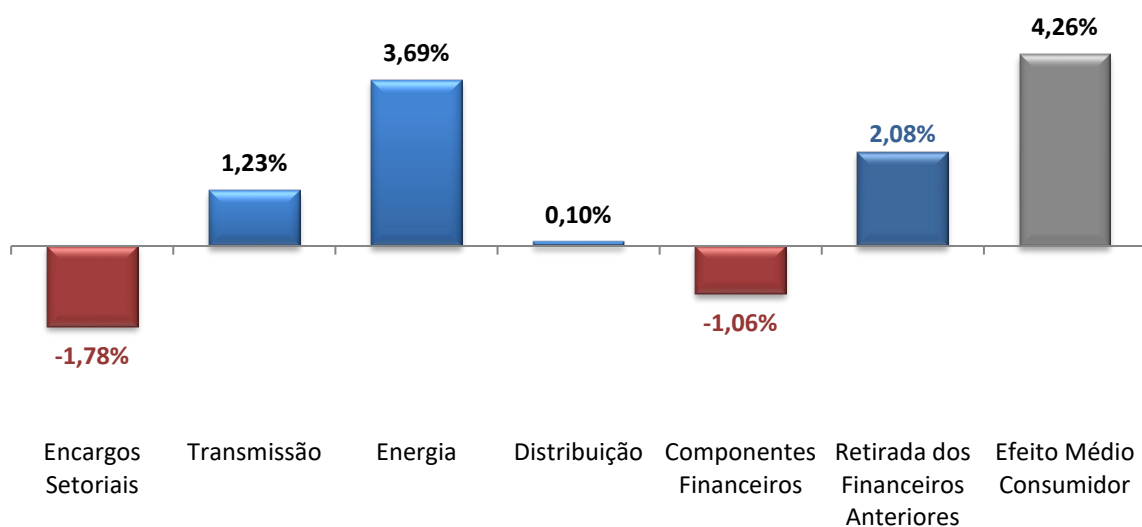


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

24. A Tabela 2 apresenta os itens de custos que são 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. Itens de custo da revisão tarifária da Neoenergia Cosern

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	1.862.863.370	1.958.504.539	5,1%	3,14%	62,38%
Encargos Setoriais	367.089.804	313.016.599	-14,7%	-1,78%	10,0%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.683.458	4.604.470	-1,7%	0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	158.154.365	177.446.366	12,2%	0,63%	5,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	21.023.845	21.749.697	0,0%	0,02%	0,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	15.406.627	16.048.658	4,2%	0,02%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás		(96.037.550)	0,0%	-3,16%	-3,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		855.351	0,0%	0,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		17.809.180	0,0%	0,59%	0,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		11.427.687	0,0%	0,38%	0,4%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	71.240.565	70.959.195	-0,4%	-0,01%	2,3%
PROINFA	68.959.369	58.950.477	-14,5%	-0,33%	1,9%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	27.502.318	29.070.066	5,7%	0,05%	0,9%
ONS	119.257	133.001	11,5%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	241.116.517	278.665.052	15,6%	1,23%	8,9%
Rede Básica	150.473.265	179.108.528	19,0%	0,94%	5,7%
Rede Básica Fronteira	56.478.532	59.762.300	5,8%	0,11%	1,9%
Rede Básica ONS (A2)	738.637	927.215	25,5%	0,01%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	2.496.517	3.434.998	37,6%	0,03%	0,1%
Conexão	30.929.567	35.432.010	14,6%	0,15%	1,1%
Custos de Aquisição de Energia	1.254.657.049	1.366.822.888	8,9%	3,69%	43,5%
PARCELA B	1.178.349.369	1.181.277.978	0,2%	0,10%	37,62%
Custos Operacionais	544.712.649	522.541.818	-4,1%	-0,73%	16,6%
Anuidades	84.597.394,18	70.809.652	-16,3%	-0,45%	2,3%
Remuneração	375.283.628,74	396.589.433	5,7%	0,70%	12,6%
Depreciação	181.046.944,94	180.143.905	-0,5%	-0,03%	5,7%
Receitas Irrecuperáveis	22.035.922,58	20.491.085	-7,0%	-0,05%	0,7%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(29.327.170,73)	(37.548.154)	28,0%	-0,27%	-1,2%
Ajuste de Parcela B associado ao SCEE	-	28.250.239	0,0%	0,93%	0,9%
Reposicionamento Tarifário	3.041.212.739	3.139.782.517		3,24%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(32.146.803)		-1,06%	
CVA em processamento - Energia		(124.395.500)		-4,09%	
CVA em processamento -Transporte		32.693.922		1,08%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(127.926.782)		-4,21%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		28.809.466		0,95%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		12.221.446		0,40%	
Sobrecontratação/exposição de energia		218.366.247		7,18%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		2.380.196		0,08%	
Previsão de Risco Hidrológico		68.155.978		2,24%	
Conselho de Consumidores		(1.464.590)		-0,05%	
Reversão do Risco Hidrológico		(60.879.738)		-2,00%	
Modicidade Tarifária (RENS 414/2010)		(284.669)		-0,01%	
Neutralidade Créditos PIS/COFINS		(27.299.693)		-0,90%	
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021		(1.226.734)		-0,04%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(201.113.517)		-6,61%	
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - Energia		9.379.550		0,31%	
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER		140.187.363		4,60%	
Spread de antecipação de receitas de UDER RTAs de 2021 e 2022		3.226.782		0,11%	
Neutralidade Conta Escassez		(2.976.530)		-0,10%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				2,08%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				4,26%	

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

25. O reposicionamento econômico de 3,24% é derivado das variações de custos da Parcela A e da Parcela B.

26. 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 62,38% dos custos da concessionária, cuja variação identificada foi de 5,1%, representando um impacto tarifário 3,14%.

27. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de -1,78%. Destacam-se a redução da nova cota de CDE (Uso) de 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de 0,63%, a previsão da CDE Conta Escassez com impacto de 0,61%, e a nova modalidade de CDE relacionada a Mini e Microgeração Distribuída com impacto de 0,38%. Em contrapartida, tem-se a CDE modicidade Eletrobrás, criada após a desestatização da Companhia, neste processo ameniza o efeito em -3,16%.

28. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,23%%. Foram levados em conta os montantes contratados no período de referência e as tarifas de uso do sistema de transmissão aprovadas para o ciclo 2022-2023.

29. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Neoenergia Cosern levaram a uma variação no efeito médio de 3,69%. Contribuíram para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Energia proveniente das cotas, que impactaram a revisão em 2,08%.

30. 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 9,16% em relação à energia injetada.

31. 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.

32. 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.

33. No caso da Neoenergia Cosern, com a aplicação da metodologia contida no Submódulo 2.6 do PRORET, foi estabelecido, como ponto de partida e meta, o percentual regulatório das perdas não técnicas em 2,13% sobre o mercado de baixa tensão faturado, sem trajetória de redução.

34. 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 37,62% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 0,2%, o que representa um impacto tarifário de 0,10%.

35. 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.

36. Os **custos operacionais** variaram em -4,1% contribuindo para uma redução tarifária de -0,73%, a aplicação da metodologia indicou redução dos custos regulatórios ao longo do ciclo. Assim, considerando-se também o índice de produtividade, agregado ao mecanismo de incentivo à qualidade e o desconto das Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos fizeram com que os custos operacionais ficassem menores daquele existente nas tarifas atuais.

37. 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.

38. A **remuneração do capital** sofreu variação de 5,7% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,70%. A situação adveio principalmente da variação da base líquida em decorrência dos investimentos realizados pela Neoenergia Cosern desde sua última revisão tarifária. As taxas de remuneração também aumentaram quando comparadas com as taxas previstas na revisão tarifária de 2018 da distribuidora. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

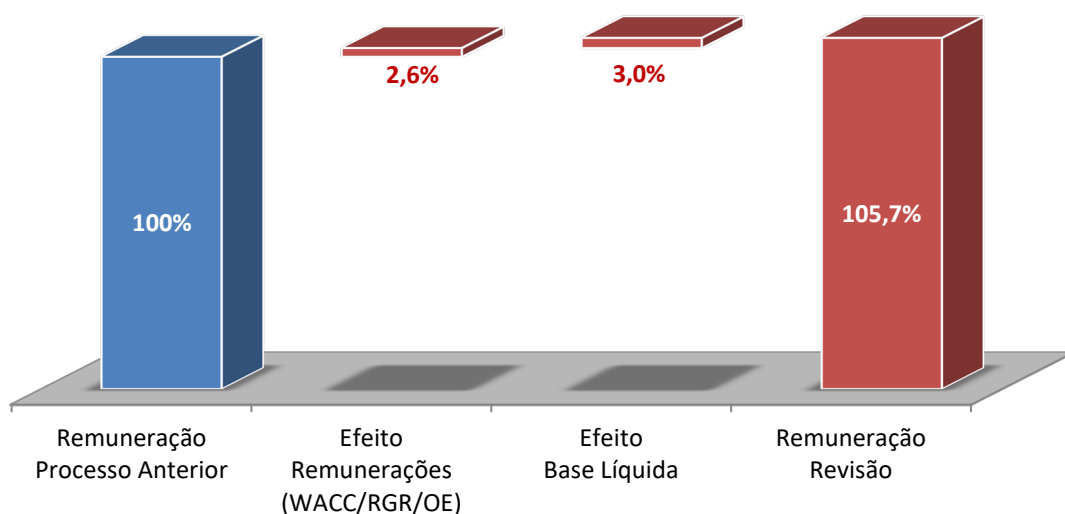


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

39. A **quota de reintegração regulatória** variou -0,5% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de -0,03%. Esse aumento se dá, principalmente, em função da variação da base bruta reconhecida. O gráfico abaixo demonstra esse efeito.



Gráfico 4. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

40. A cobertura para **anuidades** variou -16,3% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,45% nas tarifas. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

41. As **Receitas Irrecuperáveis** variaram -7,0% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de -0,05% nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Neoenergia Cosern e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irre recuperáveis.

42. Os valores arrecadados de **Ultrapassagem de Demanda (UD)** e **Excedente de Reativos (ER)**, passam a ser subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com **Outras Receitas (OR)**, o que justifica o impacto nas tarifas de -0,27%.

43. Importa ressaltar que dos valores aqui considerados foram subtraídos os valores de UD e ER antecipados no processo de reajuste tarifário no ano de 2021 e 2022, como item de modicidade tarifária, diante dos impactos da pandemia de COVID 19. De acordo com a Nota Técnica que instruiu os processos tarifários de 2021 e 2022 da companhia, foi assegurado a Neoenergia Cosern a dedução dos valores considerados, após fiscalização da SFF, bem como o *spread* de 2,8% sobre os valores, que neste processo constam como item financeiro.

44. Ainda sobre a Parcela B, convém ressaltar pleito apresentado pela Distribuidora e pelas associações que a representa, referente à perda de receita associada à redução de mercado

decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMDG) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, que não produziram pleno efeito no período de referência.

45. Pleito semelhante foi deliberado e considerado pela Diretoria colegiada, na 7ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2023, no processo da homologação da Revisão Tarifária Periódica da ENEL Rio.

46. Assim, visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita econômica da distribuidora o valor resultante do cálculo do componente de parcela B estimado pela Distribuidora que compensa a redução de Parcela B em virtude do aumento do mercado de MMDG em sua área de concessão.

47. O cálculo foi realizado de acordo com as orientações contidas no Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL (documento 48581.000489/2023-00), e resultou em R\$ 28.250.238,92, valor este que impactou em 0,93% o efeito médio.

48. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos na revisão tarifária da Neoenergia Cosern:

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(124.395.500)	-4,09%
CVA em processamento -Transporte	32.693.922	1,08%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(127.926.782)	-4,21%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	28.809.466	0,95%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	12.221.446	0,40%
Sobrecontratação/exposição de energia	218.366.247	7,18%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.380.196	0,08%
Previsão de Risco Hidrológico	68.155.978	2,24%
Conselho de Consumidores	(1.464.590)	-0,05%
Reversão do Risco Hidrológico	(60.879.738)	-2,00%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010)	(284.669)	-0,01%
Neutralidade Créditos PIS/COFINS	(27.299.693)	-0,90%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(1.226.734)	-0,04%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(201.113.517)	-6,61%
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - Energia	9.379.550	0,31%
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - ESS/EER	140.187.363	4,60%
Spread de antecipação de receitas de UDER RTAs de 2021 e 2022	3.226.782	0,11%
Neutralidade Conta Escassez	(2.976.530)	-0,10%
Total	(32.146.803)	-1,06%

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

49. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -1,06% na atual revisão da Neoenergia Cosern.

50. Primeiramente, cabe destacar os impactos positivos dos itens associados ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo, com impacto de 7,18%, bem como os impactos positivos de itens associados à variação de mercado, tais como a CVA Saldo a Compensar e Neutralidade de encargos, com 0,95% e 0,40%, respectivamente. Tais efeitos decorrem, em grande medida, ao rápido aumento da MMGD.

51. Outros itens financeiros merecem destaque, são eles:

- a) O componente relacionado à CVA Encargos Setoriais, com -4,21%, e à CVA Transporte, efeito de 1,08%, ambos decorrentes da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Os detalhes do cálculo desses itens estão descritos no Anexo I desta Nota Técnica;
- b) A reversão dos custos relacionados à Bandeira Escassez Hídrica, cujo efeito neste processo foi de 4,92%. Destaca-se que, visando mitigar o impacto tarifário, foi incorporado no processo tarifário de 2022 da Distribuidora o valor negativo de

133 milhões, cujo propósito era de cobrir o déficit acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras, de modo que o déficit acumulado não fosse transferido para as tarifas naquele momento, mas recuperado durante o ciclo da bandeira escassez, blindando, portanto, os processos tarifários e concentrando os custos e receitas na Conta Bandeiras. Desse modo, tal valor está sendo revertido no presente processo tarifário, devidamente atualizado pela Taxa Selic;

- c) A utilização dos créditos de PIS/COFINS, de R\$ 201 milhões (efeito de -6,61%). Em conformidade com a Lei 14.385/2022, e com base nas informações contábeis prestadas pela distribuidora, foi apurado o valor atualizado de R\$ 457 milhões de compensações efetivamente realizadas pela distribuidora junto à Receita Federal do Brasil (RFB), como também o potencial de compensações nos 12 meses subsequentes de R\$ 223 milhões. Sobre esses montantes, foi deduzida as parcelas provisoriamente utilizadas no reajuste de 2021 e de 2022, no montante atualizado de R\$ 479 milhões.
- d) Neutralidade do PIS COFINS relativo ao RTA de 2022, de cerca de R\$ 27 milhões com impacto de -0,90% no efeito, resultante do fato de que os créditos de PIS/Cofins, incluídos nas tarifas dos consumidores na Revisão Tarifária Extraordinária ocorrida em meados de julho de 2022, não terem permanecido nas tarifas por 12 meses. Além disso, visando capturar o efeito da RTE de julho/2022, foi aplicado um pro rata de 21 dias (referente ao período entre 1º e 21 de abril de 2023) no mês de inicial do cálculo (março/2022).

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

52. 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.

53. 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.

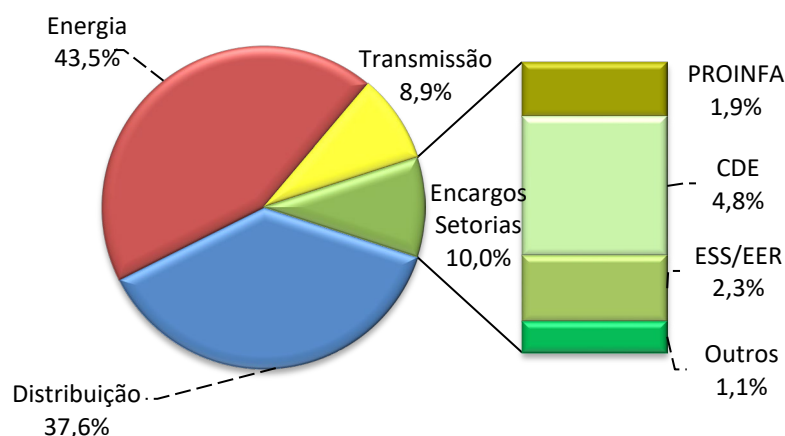
54. O Componente Pd objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é de 0,388%.

55. 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. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da Neoenergia Cosern é de 1,545%.

56. 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 0,612%. 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.

57. Assim, o valor do Fator X a ser utilizado nos reajustes da Neoenergia Cosern, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T e Pd fixos no valor de 1,933%, sendo que o componente Q deve ser calculado em cada processo de reajuste.

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



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 5. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

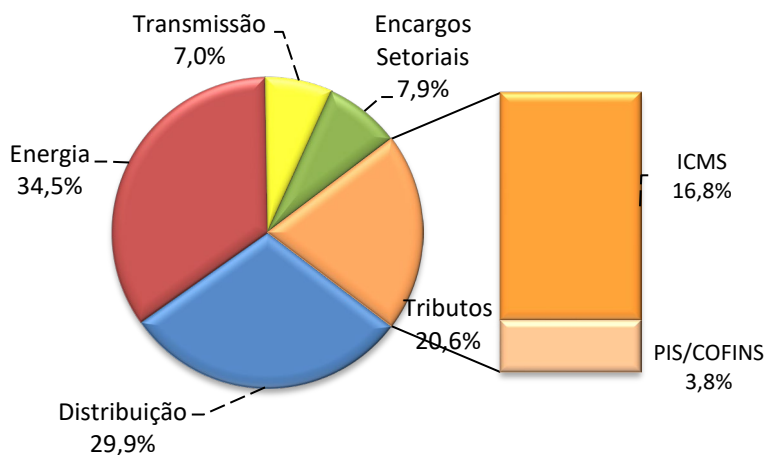


Gráfico 6. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

Comparação entre a proposta de consulta pública e o resultado da revisão

59. A Tabela 4 ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 4. Comparação da Proposta da CP 003/2023 e a Final

Descrição	CP 003/23 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	3,43%	3,14%	-0,28%
Encargos Setoriais	-0,89%	-1,78%	-0,89%
Custo de Transmissão	1,13%	1,23%	0,10%
Compra de Energia	3,18%	3,69%	0,51%
Parcela B	-1,25%	0,10%	1,34%
Reposicionamento Tarifário	2,18%	3,24%	1,06%
Componentes Financeiros do processo atual	-0,70%	-1,06%	-0,36%
Efeito da retirada dos compontes fin do processo a	2,08%	2,07%	-0,01%
Efeito médio a ser percebido pelos consumidores	3,57%	4,26%	0,69%

Fonte: Nota Técnica nº 68/2023-SGT/ANEEL.

60. Os itens mais afetados e representativos que levaram à variação dos efeitos, quando comparados com a proposta apresentada para a consulta pública, foram:

61. Os itens mais afetados e representativos que levaram à variação dos efeitos, quando comparados com a proposta apresentada para a consulta pública, foram:

a) **Receita verificada**: para a abertura da CP, apenas o mercado de novembro/2022 estava disponível. Desse modo, os demais meses do período de referência (entre dezembro/22 e março/23), foram projetados a partir do mercado do ano anterior. Ocorre que, em função principalmente do crescimento do mercado de MMGD, houve frustração do mercado projetado em relação ao considerado na fase de CP, implicando em receitas verificadas menores, o que aumentou o impacto estimado para os itens de custo de natureza fixa, cujo custo no processo tarifário independe do mercado (ex. encargos, remuneração de capital, quota de reintegração regulatória), além daqueles difetamente influenciados pela variação do mercado (ex. financeiro de neutralidade, saldo a compensar, sobrecontratação de energia).

b) **Parcela A**: quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de -0,28%. Destacando-se:

Nos **encargos setoriais**: uma variação de -0,89%, destacando-se o efeito de -0,55% resultante da alteração da cota de CDE Eletrobras que ba abertura de CP havia considerado apenas a quota de 2022, e que agora considera também a previsão da quota para 2023 (de - R\$ 79 milhões na CP – R\$ 96 milhões agora). Além disso destaca-se a alteração de encargo de ESS/EER que baixou de R\$ 90 milhões para R\$ 70 milhões, dado que para abertura de CP foram utilizados valores provisórios. Em contrapartida temos a inclusão da nova Quota de CDE GD nessa fase final do processo, com efeito de 0,38%;

c) **Parcela B**: a variação, de 1,34%, é justificada: pelo incremento econômico referente ao ajuste de mercado associado ao SCEE, com impacto de 0,93%; bem como pelas novas taxas de remuneração do capital investido (WACC) que foram homologadas pelo Despacho nº 829, de 24/03/2023.

d) **Componentes Financeiros**: variaram -0,36%, em comparação ao apresentado na CP, fruto, principalmente, da atualização dos itens que dependem do mercado realizados, bem como da neutralidade de PIS COFINS do processo de 2022, que

passou a usar como referência a data de aniversário da empresa, e não o período de referência usual, como já mencionado acima.

Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

62. 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 PRODIST⁹.

63. Nos Gráficos 7 e 8 são apresentados o histórico de apuração e os limites globais de DEC e FEC propostos pela ANEEL. Em relação aos limites globais propostos para o período 2024 a 2028, a redução média anual é 3,51% no DEC e de 4,74% no FEC.

⁹ “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.”

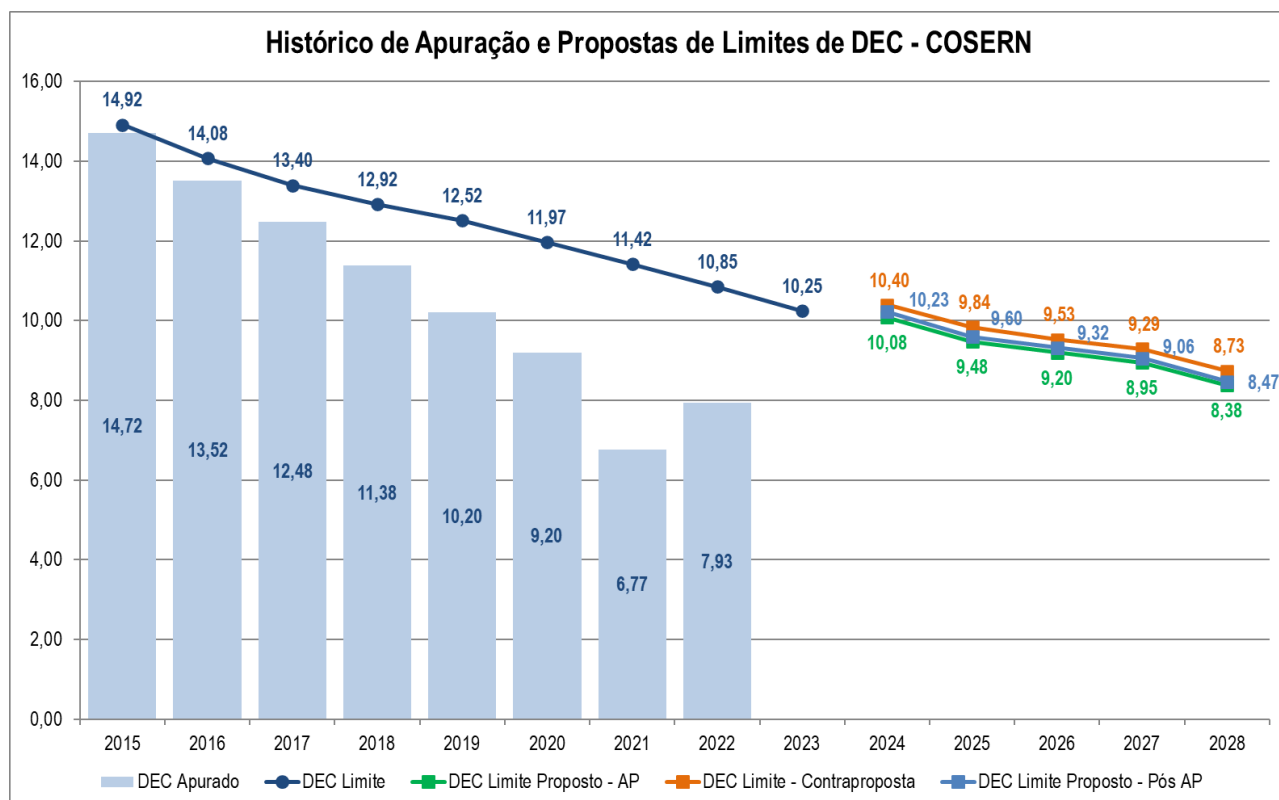


Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da COSERN.

Fonte: Nota Técnica nº 037/2023-SRD/ANEEL.

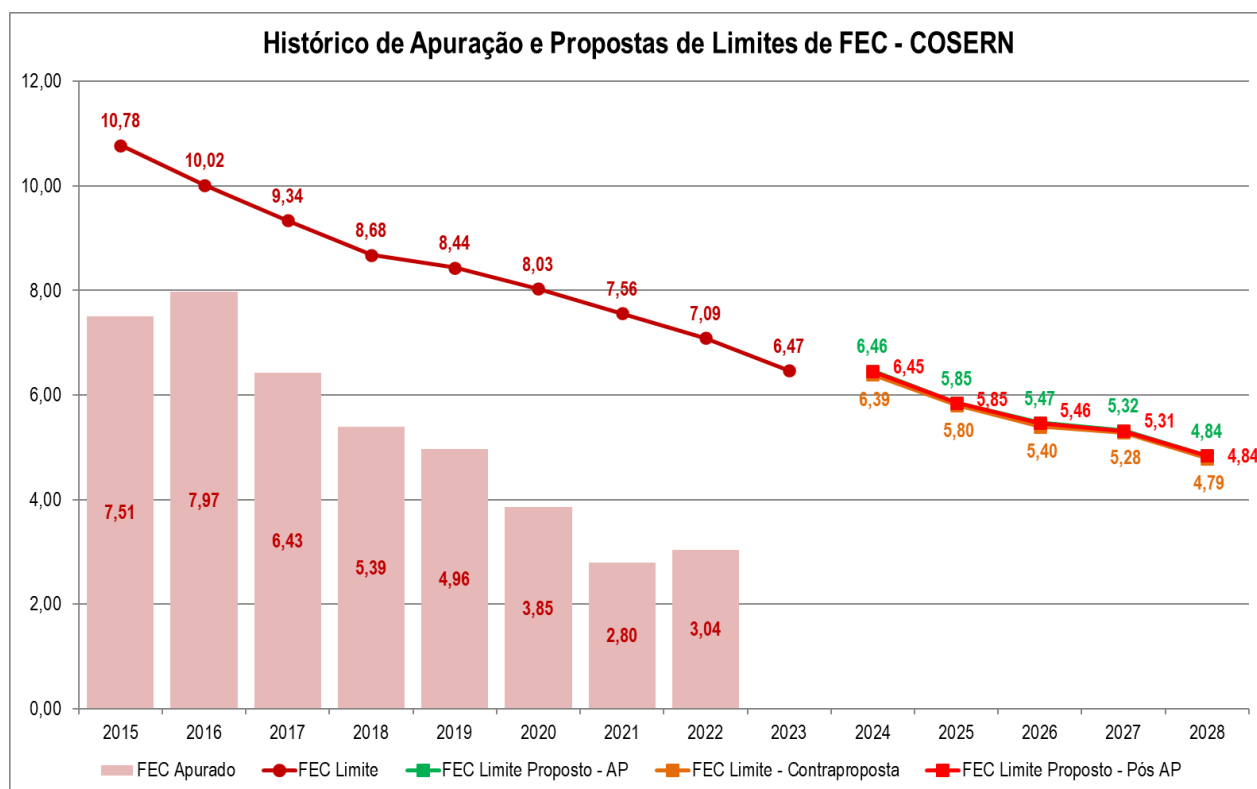


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da COSERN.

Fonte: Nota Técnica nº 037/2023-SRD/ANEEL.

64. Para avaliar a consistência dos limites globais da COSERN, apresenta-se, nos Gráficos 09 e 10, uma comparação com os limites das distribuidoras da região Nordeste. Observa-se que os limites de DEC e FEC da COSERN estão aderentes à realidade da região.

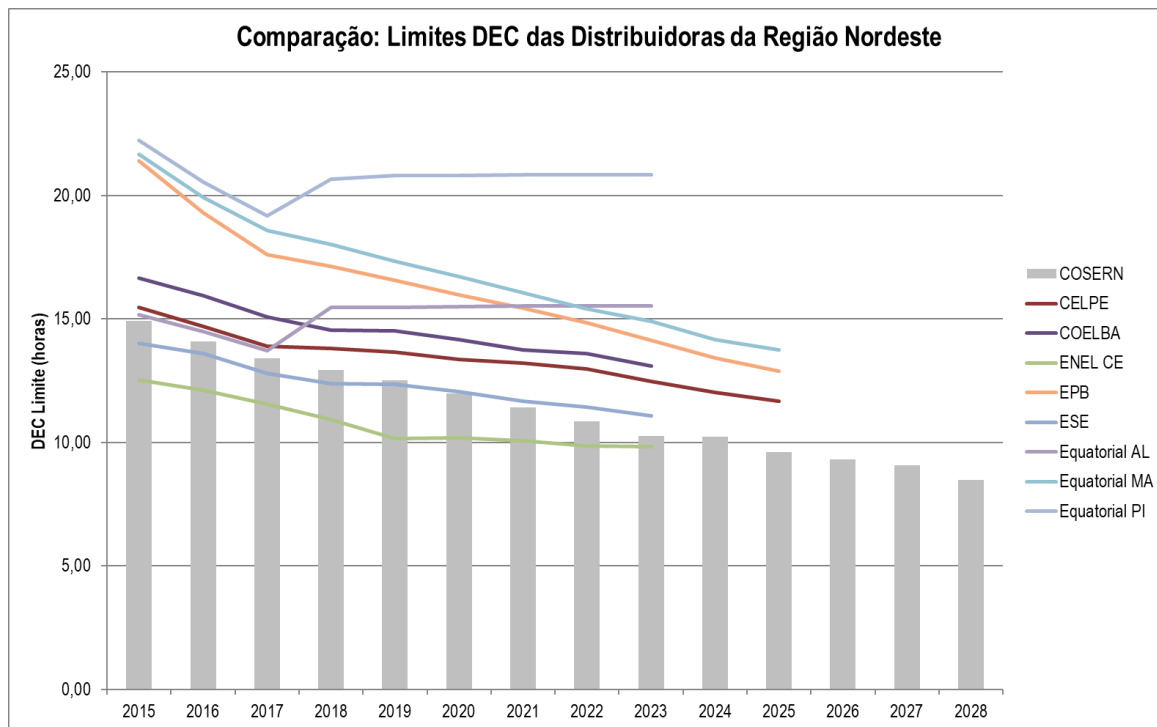


Gráfico 9. Limites de DEC de distribuidoras da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 037/2023-SRD/ANEEL.

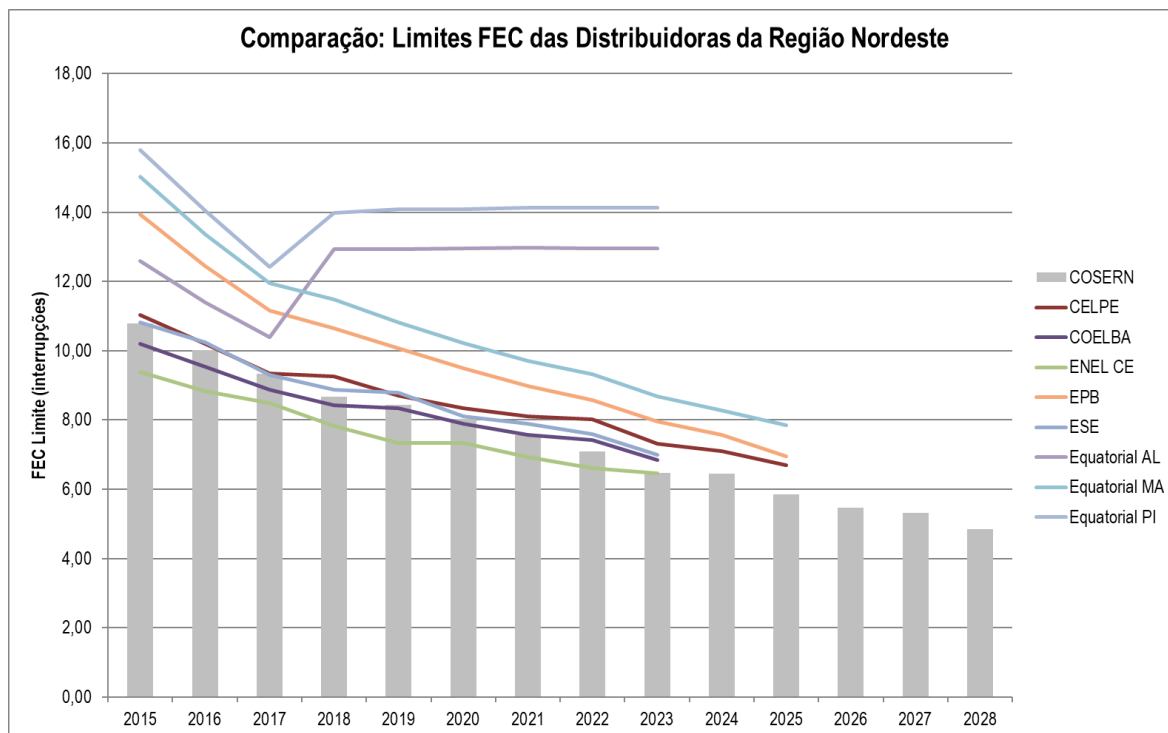


Gráfico 10. Limites de FEC de distribuidoras da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 037/2023-SRD/ANEEL.

65. A violação aos limites dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 5 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela COSERN entre 2019 e 2021:

Tabela 5. Compensações efetuadas pela COSERN

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2019	1.065.069	3.408.727,76
2020	1.025.570	4.728.569,07
2021	755.854	3.140.847,99

Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

III. DIREITO

66. 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 nº 8/1997.

IV. DISPOSITIVO

67. A partir de tais argumentos, considerando o que consta dos Processos nº 48500.006891/2022-17 e 48500.008252/2022-96, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energetica do Rio Grande do Rio Grande do Norte - Neenergia Cosern, na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da revisão tarifária periódica da Neoenergia Cosern, a vigorar a partir de 22 de abril de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **4,26%**, sendo de **3,65%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **4,45%**, 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 Neoenergia Cosern, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** os componentes T e Pd do Fator X em 1,545% e 0,388%, respectivamente;
- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela Neoenergia Cosern;
- h) **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	9,164%	9,164%	9,164%	9,164%	9,164%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	2,132%	2,132%	2,132%	2,132%	2,132%

Brasília, 18 de abril de 2023

(Assinado digitalmente)
RICARDO LOVORATO TILLI
Diretor