

VOTO

PROCESSOS: 48500.006889/2022-48 e 48500.008875/2022-69 (DEC e FEC).

INTERESSADO: Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. (ESE).

RELATOR: Diretor Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva.

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

ASSUNTO: Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 22 de abril 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 001/2023 e na Audiência Pública nº 001/2023.

I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 7/1997¹, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. (ESE), estabelece a data de 22 de abril de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.
2. 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 de Regulação Tarifária – Proret², que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.
3. Na Sessão de Sorteio Público Ordinário nº 48/2022, o processo foi distribuído à minha relatoria.

¹ Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao> >> Contrato nº 007/1997.

² Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

4. A Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) apurou³ as perdas na distribuição da ESE e apresentou⁴ proposta para a fixação dos limites dos indicadores de continuidade coletivos DEC⁵ e FEC⁶ dos conjuntos de unidades consumidoras para o período de 2024 a 2028.
5. Em 18 de janeiro de 2023, a Superintendência de Gestão Tarifária (SGT) emitiu a Nota Técnica nº 7/2023–SGT/ANEEL⁷ com a proposta da Revisão Tarifária Periódica da ESE a ser submetida a Consulta Pública.
6. Em 24 de janeiro de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 001/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 25 de fevereiro de 2023 a 10 de março de 2023, com realização de Audiência Pública em 24 de fevereiro de 2023.
7. Em 27 de junho de 2022, a Lei 14.385 disciplinou a devolução dos valores relacionados à retirada do ICMS da base do PIS/COFINS.
8. Como o fechamento da CP nº 001/2023, a SRD consolidou⁸ a apuração das perdas na distribuição e recomendou⁹ os valores finais dos limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC.
9. Em 10 de abril de 2023, a SGT emitiu¹⁰ o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 001/2023.
10. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), por sua vez, consolidou¹¹ os valores necessários para a composição da Base de Remuneração, em 6 de abril de 2023.

³ Nota Técnica nº 84/2022-SRD/ANEEL, SicNet nº 48554.002903/2022-00.

⁴ Nota Técnica nº 83/2022-SRD/ANEEL, SicNet nº 48554.002897/2022-00.

⁵ Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

⁶ Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora.

⁷ Documento SicNet nº 48581.452023/2023-00.

⁸ Nota Técnica nº 20/2023-SRD/ANEEL, SicNet nº 48554.000727/2023-00.

⁹ Nota Técnica nº 33/2023-SRD/ANEEL, SicNet nº 48554.000854/2023-00.

¹⁰ Nota Técnica nº 64/2023-SGT/ANEEL, SicNet nº 48581.000580/2023-00.

¹¹ Memorando nº 77/2023-SFF/ANEEL, SicNet nº 48536.001209/2023-00.

11. Em 11 de abril de 2023, a Energisa Sergipe encaminhou complemento¹² às contribuições a CP 001/2023 informando os valores relativos ao impacto financeiro da Micro e Minigeração distribuída no equilíbrio econômico-financeiro da Distribuidora.

12. A SGT, mediante a Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL¹³, de 13 de abril de 2023, consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da ESE.

13. É o relatório.

II – FUNDAMENTAÇÃO

14. Trata-se da revisão das tarifas da ESE, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **1,17%**, sendo **-1,00%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **1,91%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

15. 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)	-1,00%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	1,91%
Efeito Médio AT+BT	1,17%

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

16. O efeito médio de **1,17%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **0,90%**; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **-4,25%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de **4,52%**.

17. 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.

¹² Carta ENERGISASE/DREG-ANEEL/Nº007/2023, SicNet nº 48536.001209/2023-00.

¹³ Documento SicNet nº 48581.000833/2023-00.

18. No Gráfico 1 constam os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

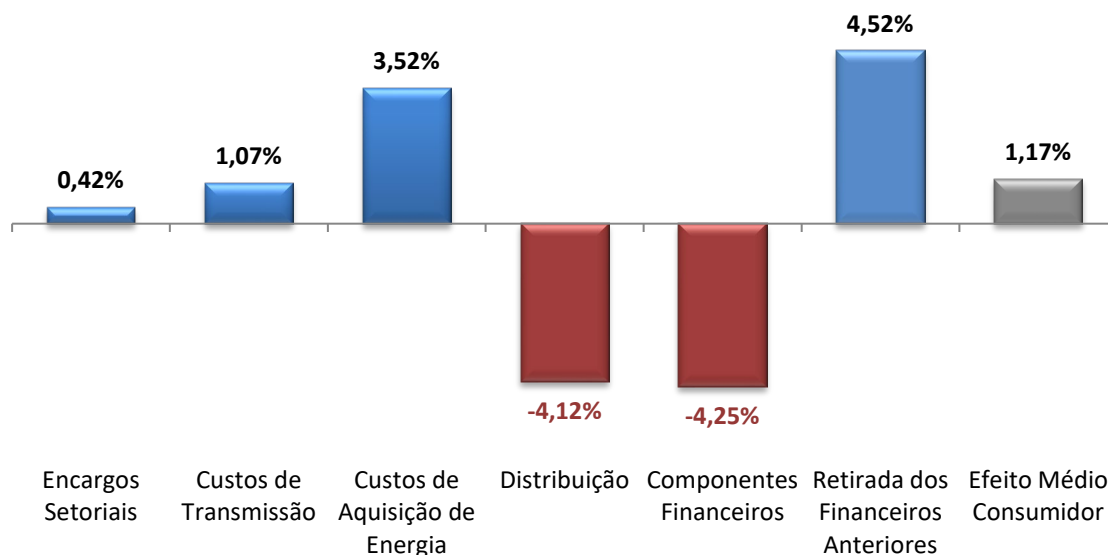


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/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. Na Tabela 2 constam 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.

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da ESE.

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	869.058.854	946.523.824	8,9%	5,01%	60,7%
Encargos Setoriais	184.909.963	191.404.876	3,5%	0,42%	12,3%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.800.980	2.399.627	-14,3%	-0,03%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	79.018.757	90.436.306	14,4%	0,74%	5,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	8.981.842	9.196.084	0,0%	0,01%	0,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	8.264.596	9.633.157	16,6%	0,09%	0,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás		(44.417.929)	0,0%	-2,87%	-2,8%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		3.614.479	0,0%	0,23%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		32.700.264	0,0%	2,12%	2,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		5.889.137	0,0%	0,38%	0,4%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	37.897.797	38.670.295	2,0%	0,05%	2,5%
PROINFA	34.306.580	29.575.162	-13,8%	-0,31%	1,9%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	13.568.736	13.631.521	0,5%	0,00%	0,9%
ONS	70.674	76.773	8,6%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	95.860.602	112.358.418	17,2%	1,07%	7,2%
Rede Básica	67.696.802	83.588.251	23,5%	1,03%	5,4%
Rede Básica Fronteira	14.375.824	19.265.589	34,0%	0,32%	1,2%
Conexão	13.787.977	9.504.578	-31,1%	-0,28%	0,6%
Custos de Aquisição de Energia	588.288.289	642.760.531	9,3%	3,52%	41,2%
PARCELA B	676.351.946	612.753.107	-9,4%	-4,12%	39,3%
Custos Operacionais	327.367.444	314.119.629	-4,0%	-0,86%	20,1%
Anuidades	54.386.384	42.815.740	-21,3%	-0,75%	2,7%
Remuneração	195.743.163	159.966.578	-18,3%	-2,32%	10,3%
Depreciação	91.402.103	80.715.093	-11,7%	-0,69%	5,2%
Receitas Irrecuperáveis	16.975.709	17.029.020	0,3%	0,00%	1,1%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(9.522.858)	(13.365.353)	40,4%	-0,25%	-0,9%
Ajuste de PB associado ao SCEE	0	11.472.399	0,0%	0,74%	0,7%
Reposicionamento Tarifário	1.545.410.799	1.559.276.931		0,90%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(65.741.774)		-4,25%	
CVA em processamento - Energia		(41.678.758)		-2,70%	
CVA em processamento -Transporte		17.392.796		1,13%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(63.458.269)		-4,11%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		23.688.073		1,53%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		1.385.509		0,09%	
Sobrecontratação/exposição de energia		21.873.092		1,42%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		724.812		0,05%	
Previsão de Risco Hidrológico		35.721.145		2,31%	
Reversão do Risco Hidrológico		(30.986.364)		-2,01%	
Reversão encargo de conexão (2020 a 2022)		(513.227)		-0,03%	
Neutralidade Crédito de Pis/Cofins		(19.126.635)		-1,24%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(82.519.584)		-5,34%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Of. Cir. 20/2021)		(749.963)		-0,05%	
Reversão de créditos com mais de 60 meses (REN 1.000/2021)		(742.584)		-0,05%	
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021		(1.652.992)		-0,11%	
Spread antecipação de UDER		1.287.982		0,08%	
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica		73.613.194		4,76%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				4,52%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				1,17%	

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

21. O reposicionamento econômico de **0,90%** é derivado das variações de custos da **Parcela A** e da **Parcela B**. Passo a descrever cada uma das parcelas.

Custos da Parcela A

22. A Parcela A compreende os custos não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, e às atividades de transmissão e de geração de energia elétrica. Essa Parcela representa 60,7% dos custos da concessionária. Variou **8,9%**, o que representa impacto tarifário **5,01%**.

23. Os custos com os **encargos setoriais** impactaram a revisão em **0,42%**. Destacam-se a redução da cota de CDE (Uso) de 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de **0,74%**, a CDE Eletrobrás, cujo impacto é de **-2,78%**, e o início do pagamento da Conta escassez hídrica pelas distribuidoras, provocando o aumento de **2,35%**.

24. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **1,07%**. Destaca-se a aprovação das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e das novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.066/2022 e nº 3.067/2022, ambas de julho de 2022.

25. Os custos com **compra de energia** impactaram a revisão em **3,52%**. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados às cotas de CCGF, que impactaram a revisão em **1,98%**.

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

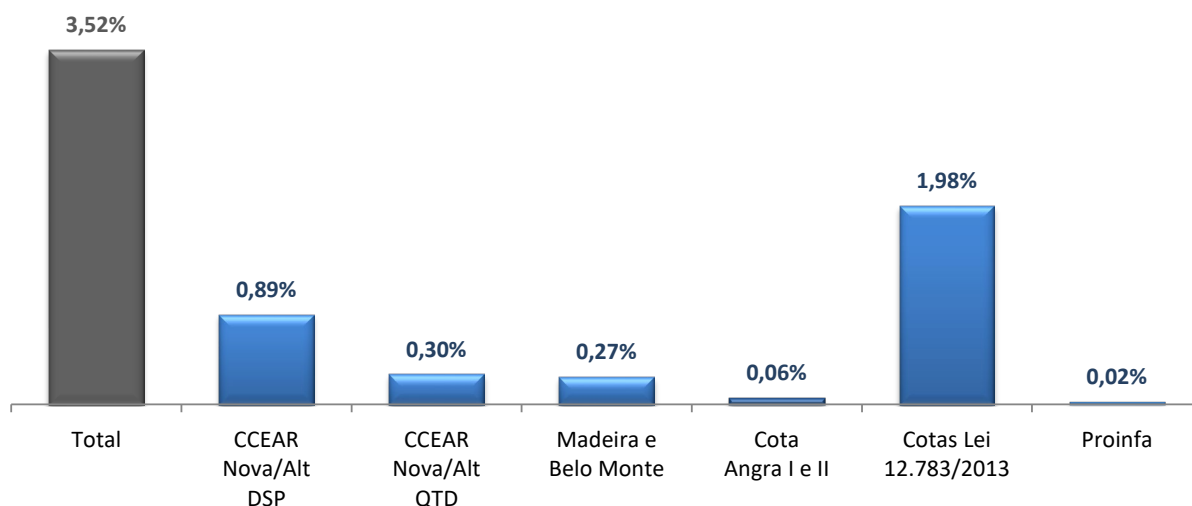


Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

Perdas Regulatórias

27. As **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de **8,2567%** em relação à energia injetada, conforme Nota Técnica nº 020/2023-SRD/ANEEL, que manteve os valores da Nota Técnica nº 084/2022-SRD/ANEEL¹⁴.

28. 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 3 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. No caso da ESE, conforme regra definida no Proret, o ponto de partida foi estabelecido em **4,6454%** sobre o mercado de baixa tensão faturado, com trajetória de redução.

29. A Energisa Sergipe solicitou que para cálculo dos montantes de perdas fosse acrescida a energia que circula na rede referente a Micro e MiniGeração Distribuída -MMGD que não está computada na energia faturada.

30. Conforme consta do Submódulo 7 do Prodist, o percentual de perdas técnicas é a razão entre a perda técnica estimada por simulação e energia injetada total injetada na rede de distribuição da concessionária. Na definição desse percentual, feita por parte da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, toda a energia injetada medida na rede da concessionária, incluindo aquela associada às unidades de MMGD, é considerada. Assim, no processo de reconstituição das perdas técnicas, feito pela SGT a partir do percentual informado por aquela superintendência, é adequado que a energia medida nas unidades de MMGD seja considerada, sendo, de fato, necessária a correção entre energia medida e faturada, nesse processo.

¹⁴ Documento SicNet nº 48554.002903/2022-00.

31. Com relação às perdas não-técnicas, o percentual é estimado a partir de procedimento metodológico comparativo entre concessionárias, no qual já estão contemplados ajustes com vistas à correção de diferenças entre os mercados medido e faturado. Estes ajustes estão adequados para a metodologia do Submódulo 2.6 e 2.6A do Proret, discutida pela CP 29/2020, porém, poderiam ser aperfeiçoados diante da grande variação do mercado de MMDG e seus impactos na base de dados de perdas. Esse trabalho de aperfeiçoamento dos dados, e, conseqüentemente, da metodologia de perdas decorrente dos impactos da GD já está em curso pela Aneel, por meio da Tomada de Subsídios 28/2022, ainda em fase de análise das contribuições.

32. Desse modo, o assunto está sendo avaliado pela Aneel e aperfeiçoamentos metodológicos devem ser discutidos com a sociedade e agentes do setor, possivelmente mediante Consulta Pública.

Custos da Parcela B

33. 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 39,3% dos custos da concessionária e variou em **-9,4%**, o que representa um impacto tarifário de **-4,12%**

34. 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.

35. Os **custos operacionais** variaram em **-4,0%** contribuindo para uma redução tarifária de **-0,86%**, 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.

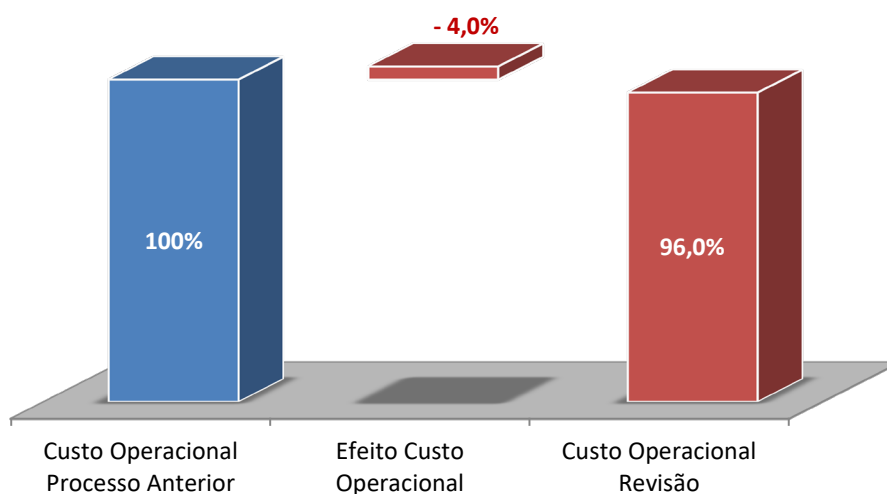


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração.

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

36. 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.

37. A **remuneração do capital** sofreu variação de **-18,3%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **-2,32%**. Ocorre que o aumento da base líquida, em decorrência dos investimentos realizados pela ESE desde sua última revisão tarifária, se mostrou inferior à variação da Parcela B presente nas tarifas, a qual, conforme previsto em contrato, tem sido atualizada pelo IGP-M, indicador inflacionário que apresentou forte variação nos últimos anos. Já as taxas de remuneração diminuíram quando comparadas com as taxas previstas na revisão tarifária de 2018 da distribuidora. O Gráfico 4 demonstra ambos os efeitos.

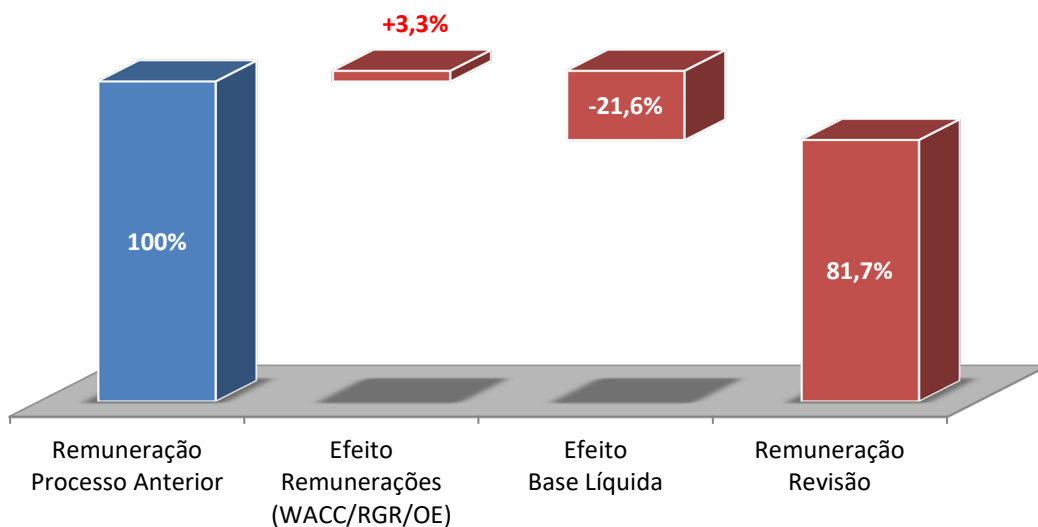


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre remuneração do capital.

Fonte: Nota Técnica nº 60/2023-SGT/ANEEL.

38. A **quota de reintegração regulatória** variou **-11,7%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **-0,69%**. Apesar dos investimentos incrementais realizados pela empresa ao longo do ciclo, a redução da remuneração de quota de reintegração regulatória se deve principalmente à diferença entre o índice utilizado na correção da Parcela B presente nas tarifas, IGP-M, que sofreu forte variação nos últimos anos.

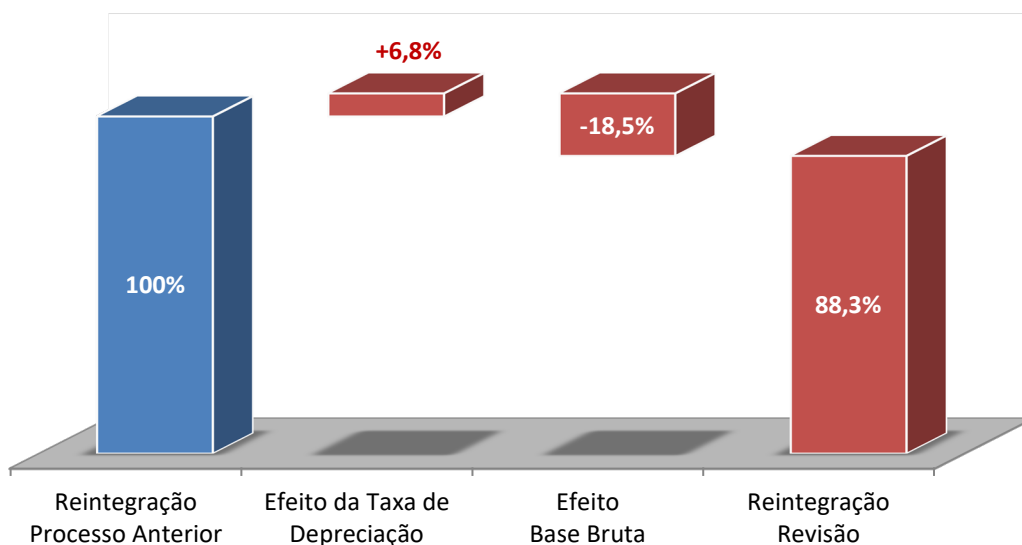


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

39. A cobertura para **anuidades** variou **-21,3%** em relação à cobertura para anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **-0,75%** no efeito médio.

Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

40. As **receitas irrecuperáveis** variaram **0,3%** em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **0,00%** nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a ESE e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

41. As **outras receitas (OR)** referem-se a receitas de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, mas não decorrentes da aplicação das tarifas. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis; e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

42. A Resolução Normativa nº 1.000, de 2021, estabelece a obrigatoriedade da cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “**Ultrapassagem de Demanda**” (UD), e de montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “**Excedente de Reativos**” (ER).

43. Os valores arrecadados de Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), são subtraídos da Parcela B, implicando em impacto nas tarifas de **-0,25%**.

Pleito ESE

44. Em aderência à decisão tomada pela Diretoria Colegiada da ANEEL no âmbito do processo tarifário da Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Enel Rio – Enel Rio, foi considerado item econômico de parcela B intitulado “Ajuste de Parcela B associado ao SCEE” no valor aproximado de R\$ 11,47 milhões. O ajuste em questão corresponde à compensação pelo grande crescimento de unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE durante o período de referência. Ocorre que as unidades participantes do

sistema de compensação instaladas em período inferior a 12 meses não produziram pleno efeito de redução do mercado faturado, de forma que, caso não houvesse o ajuste indicado, não haveria a adequada recuperação da receita de parcela B, prevista nesse processo tarifário.

Componentes Financeiros

45. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos nesta revisão da ESE.

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(41.678.758)	-2,70%
CVA em processamento -Transporte	17.392.796	1,13%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(63.458.269)	-4,11%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	23.688.073	1,53%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	1.385.509	0,09%
Sobrecontratação/exposição de energia	21.873.092	1,42%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	724.812	0,05%
Previsão de Risco Hidrológico	35.721.145	2,31%
Reversão do Risco Hidrológico	(30.986.364)	-2,01%
Reversão encargo de conexão (2020 a 2022)	(513.227)	-0,03%
Neutralidade Crédito de Pis/Cofins	(19.126.635)	-1,24%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(82.519.584)	-5,34%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Of. Cir. 20/2021)	(749.963)	-0,05%
Reversão de créditos com mais de 60 meses (REN 1.000/2021)	(742.584)	-0,05%
Custo distribuidora - Spread Conta Covid - Art 4º - REN 952/2021	(1.652.992)	-0,11%
Spread antecipação de UDER	1.287.982	0,08%
Reversão do Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica	73.613.194	4,76%
Total	(65.741.774)	-4,25%

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

46. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes contribuíram com o efeito de **-4,25%** na atual revisão da ESE.

47. Destacam-se positivamente a reversão da bandeira escassez hídrica, que se refere à reversão do financeiro negativo, considerando no processo tarifário de 2022, associado à arrecadação do acionamento da Bandeira Escassez Hídrica.

48. Quanto aos financeiros negativos, destacam-se: i) os CVA energia, ii) a CVA Encargos e iii) os créditos de PIS COFINS.

49. O efeito negativo da CVA Energia, de 2,7%, para o reajuste das tarifas decorreu, em especial, da cobertura tarifária superior ao custo dos CCEAR-D, dado o reduzido despacho do parque termelétrico no período apurado.

50. Em relação à CVA encargos, o efeito negativo de 4,11% decorre principalmente do efeito da CVA ESS/ERR, que em razão da alocação de receitas de bandeiras tarifárias sofre uma redução de 4,5%.

51. Em 27/06/2022, foi sancionada a **Lei n. 14.385/2022**, que disciplina devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais que versam sobre a **retirada do ICMS da base do PIS/COFINS**. A Lei, estabelece os critérios para devolução da integralidade dos valores requeridos a Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário.

52. No caso específico da ESE, a ação imposta está habilitada com trânsito em julgado; portanto, considerando o valor dos créditos já obtidos junto à Receita Federal até a data da revisão tarifária, assim como o aproveitamento mensal previsto pela distribuidora para os próximos 12 meses, foi incluído neste processo componente financeiro no valor atualizado de **R\$ 82,5 milhões**, e reduziram o efeito ao consumidor em **5,34%**.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

53. 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.

54. Esse índice é constituído por três componentes, sendo dois 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.

55. 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 **0,423%**.

56. 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. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da ESE é de **2,632%**.

57. 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 **-0,869%**. 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.

58. Assim, o valor do **Fator X** a ser considerado nos reajustes da ESE, até a próxima revisão tarifária, será de **3,055%**, acrescido do **Componente Q**, que deve ser atualizado em cada processo de reajuste.

59. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora é mostrado nos Gráfico 6.

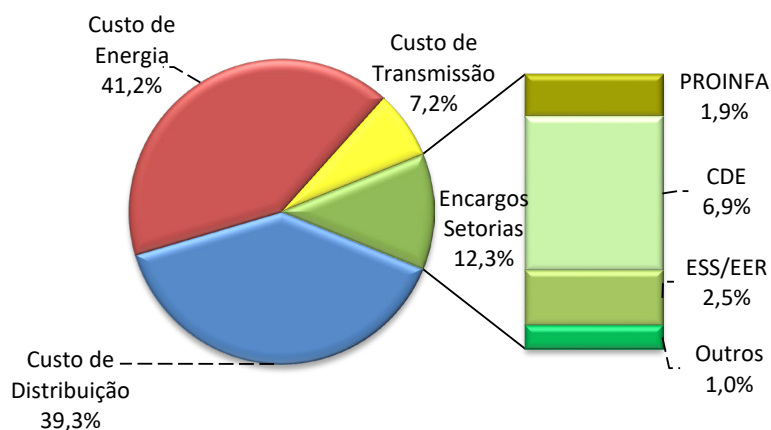


Gráfico 6. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

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

60. 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.

61. Em relação aos encargos setoriais, houve redução em relação à fase de consulta pública devido à inclusão da cota de CDE eletrobrás para 2022, que na fase de CP foi considerada como componente financeiro.
62. Os custos de energia variaram em razão da atualização de montantes e custos.
63. Já os custos de Parcela B variaram devido à inclusão da “Bolha Econômica” para considerar os impactos da Micro e Minigeração distribuída no mercado da distribuidora.
64. Quanto aos componentes financeiros, destaca-se a reclassificação do montante referente à CDE Eletrobrás para componente econômico, que foi responsável pela variação de 2,59%. Em contrapartida, a revisão dos valores de créditos de Pis/Confis provocou a redução do efeito em 0,72%.

Tabela 4. Comparação Consulta Pública e o Resultado da Revisão.

Descrição	CP 001/23 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	7,58%	5,01%	-2,57%
Encargos Setoriais	3,42%	0,42%	-3,00%
Custos de Transmissão	1,07%	1,07%	0,00%
Custo de Aquisição de Energia	3,09%	3,52%	0,43%
PARCELA B	-5,74%	-4,12%	1,62%
Reposicionamento Tarifário	1,84%	0,90%	-0,94%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-4,99%	-4,25%	0,74%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	4,69%	4,52%	-0,17%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	1,54%	1,17%	-0,38%

Fonte: Nota Técnica nº 71/2023-SGT/ANEEL.

Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

65. O cálculo dos limites para os indicadores de qualidade dos conjuntos da Concessionária foi obtido pela aplicação da 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.

¹⁵ “5.10 Limites de continuidade do serviço.

66. Nos Gráficos 9 e 10 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 **3,04%** no DEC e de **4,46%** no FEC.

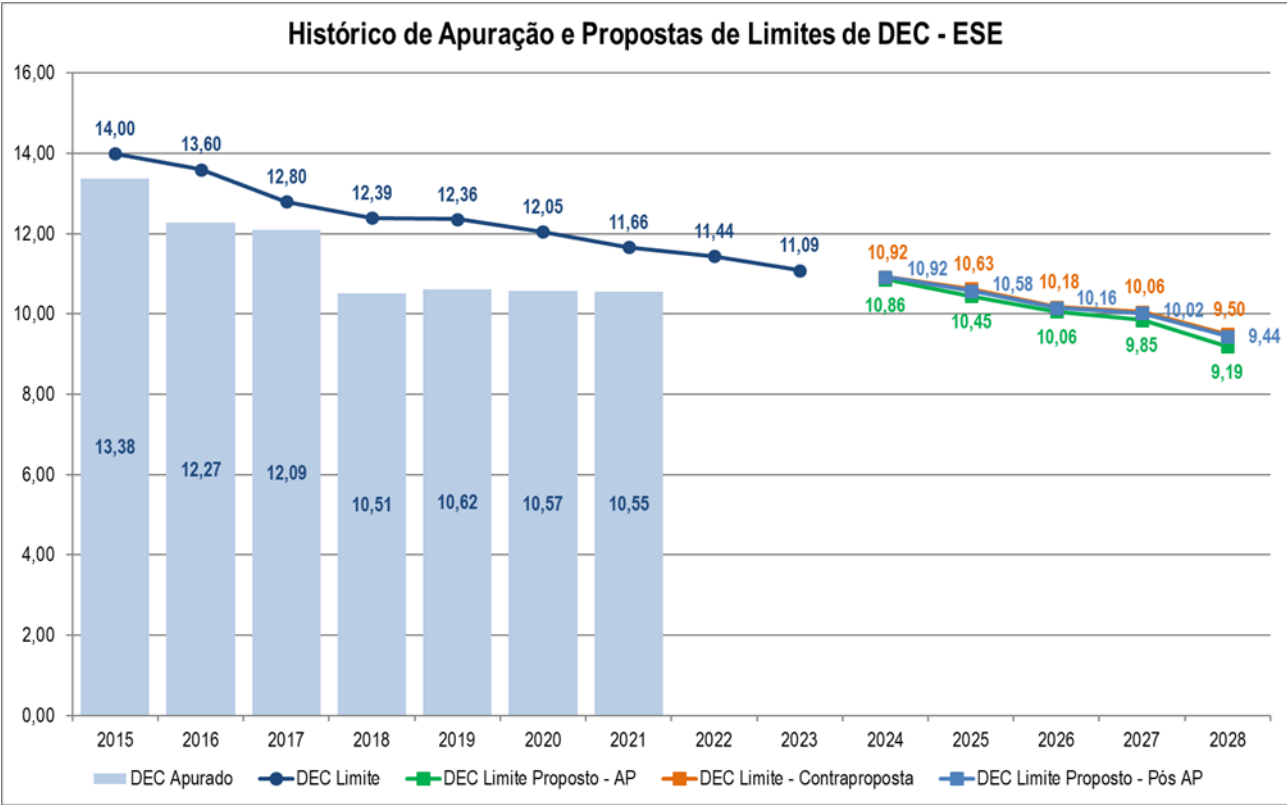


Gráfico 9. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da ESE.

Fonte: Nota Técnica nº 033/2023-SRD/ANEEL.

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

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

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

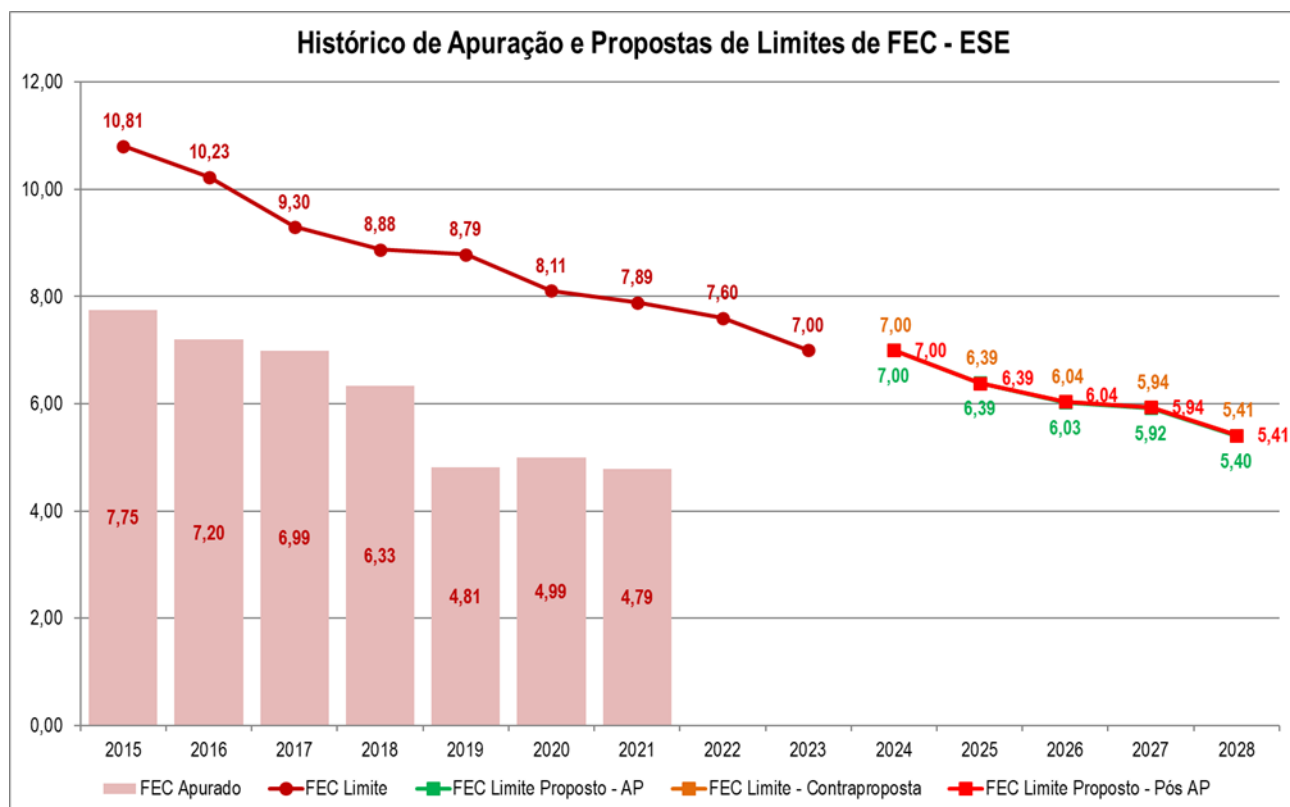


Gráfico 10. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da ESE.

Fonte: Nota Técnica nº 033/2023-SRD/ANEEL.

67. Para avaliar a consistência dos limites globais da ESE 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 ESE estão aderentes à realidade da região.

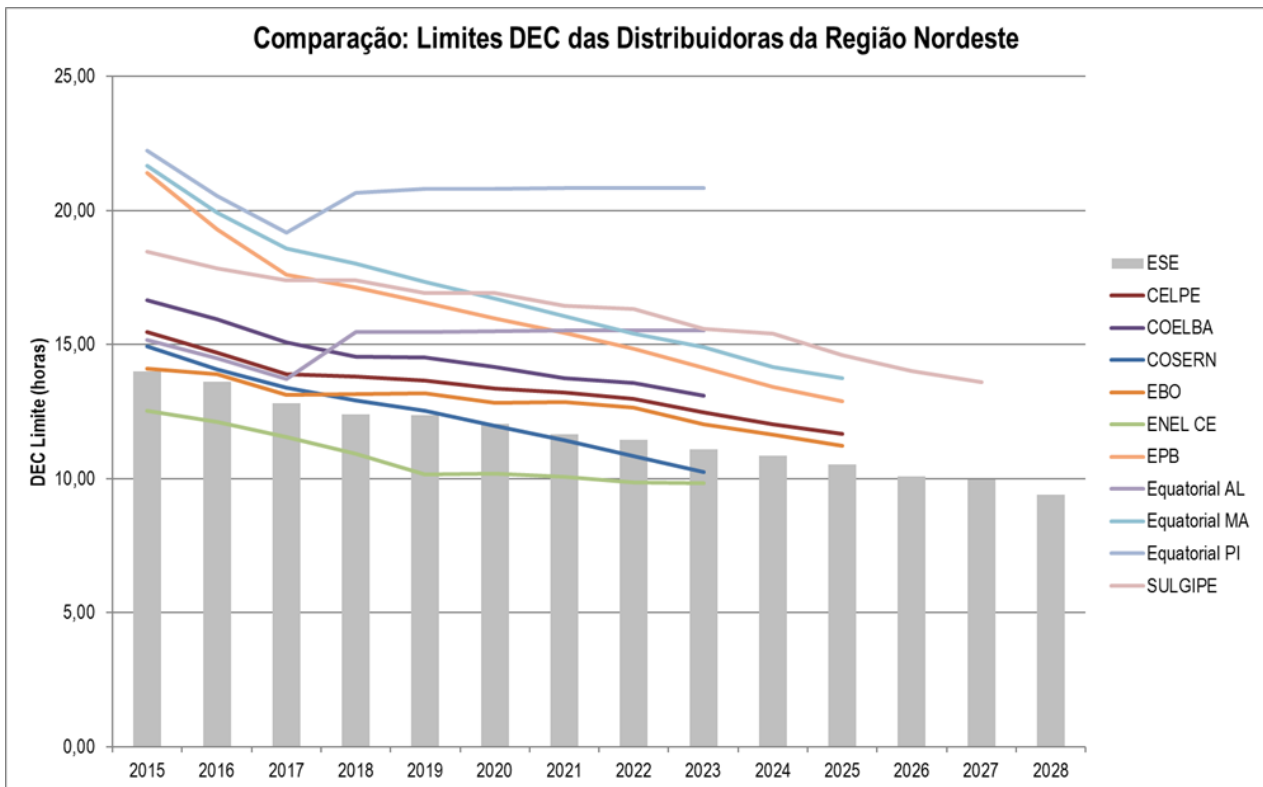


Gráfico 11. Limites de DEC de distribuidoras da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 033/2023-SRD/ANEEL.

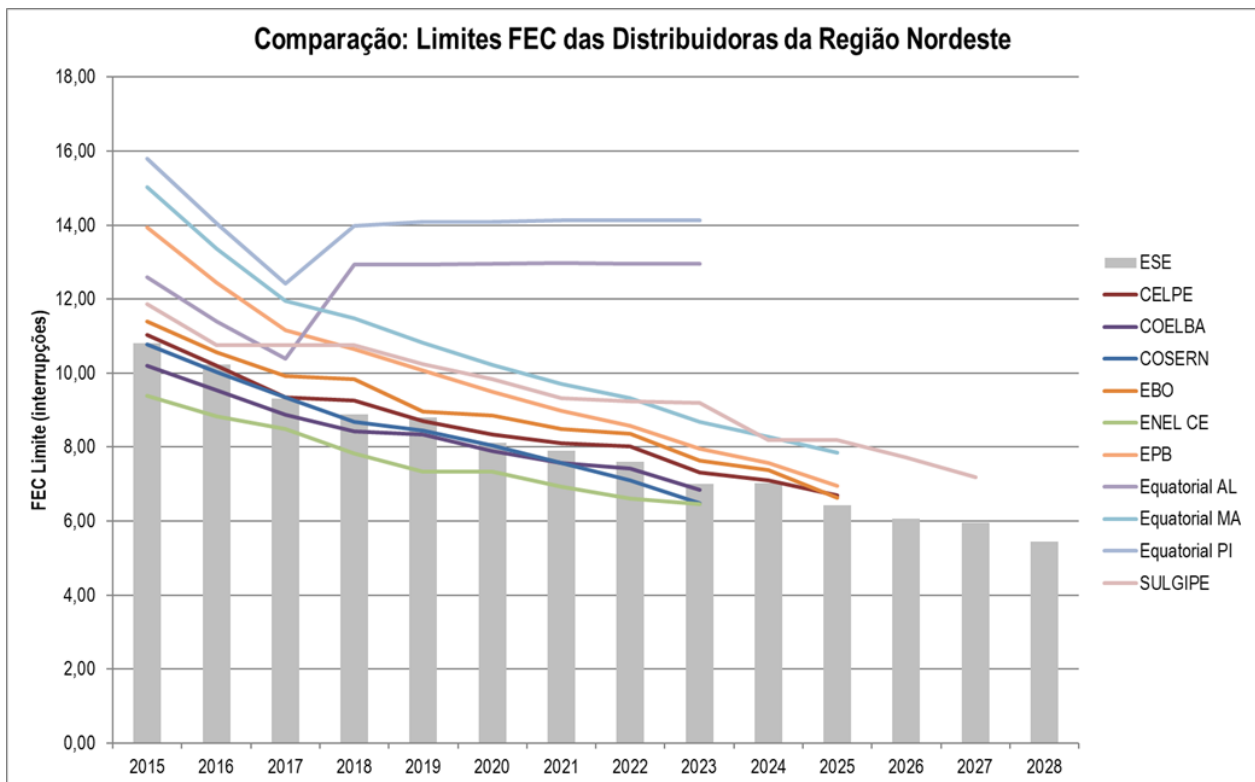


Gráfico 12. Limites de FEC de distribuidoras da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 033/2023-SRD/ANEEL.

68. 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 ESE entre 2017 e 2021:

Tabela 5. Compensações efetuadas pela ESE

Ano	Nº de	Compensação (R\$)
2017	686.181	1.820.183,37
2018	700.615	1.981.255,26
2019	664.493	2.360.588,53
2020	640.118	1.896.132,32
2021	648.945	2.058.449,25

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

III – DIREITO

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

IV – DISPOSITIVO

70. Diante do exposto e do que consta nos processos nº 48500.006889/2022-48 e nº 48500.008875/2022-69, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. (ESE), na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da quinta revisão tarifária periódica da ESE, a vigorar a partir de 22 de abril de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **1,17%**, sendo de **-1,00%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **1,91%**, 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 ESE, 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 2,632% e 0,423%, respectivamente;
- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2028 a serem observados pela ESE; e
- 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	8,2567%	8,2567%	8,2567%	8,2567%	8,2567%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	4,6454%	4,4580%	4,2923%	4,1457%	4,0160%

Brasília, 18 de abril de 2023.

(assinado digitalmente)

FERNANDO LUIZ MOSNA FERREIRA DA SILVA
Diretor