

VOTO

PROCESSOS: 48500.006877/2022-13 e 48500.003600/2023-10.

INTERESSADO: Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A.

RELATOR: Diretor Hélivio Neves Guerra.

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

ASSUNTO: Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 13 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 32/2023.

I – RELATÓRIO

1. Em 1º de setembro de 2017, foi publicada a Portaria MME nº 346, que alterou a Portaria MME nº 388/2016, e definiu que, nos processos tarifários do ano de 2017¹ das então Distribuidoras Designadas, a ANEEL deveria flexibilizar, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da Concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013.

2. Assim, em 28 de novembro de 2017, a Resolução Homologatória nº 2.348/2017 homologou o reajuste tarifário anual de 2017 da então Companhia de Eletricidade do Acre - Eletroacre, cujo cálculo considerou a totalidade das flexibilizações de perdas não técnicas e dos custos operacionais, nos termos da REH 2.349/2017.

3. Em 30 de agosto de 2018, foi realizado o Leilão nº 2/2018-PPI/PND referente à desestatização da Eletroacre, sendo que o grupo Energisa S.A. sagrou-se vencedor, mediante a apresentação da Proposta Econômica de “Índice Combinado de Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga”² de 31,00³. Conforme consta da Nota Técnica nº 265/2018-SGT/ANEEL⁴, de 4 de dezembro de 2018, foi computado o alívio tarifário correspondente ao deságio ofertado.

4. Em 7 de dezembro de 2018, foi assinado o Contrato de Concessão de Distribuição nº 3/2018, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de

¹ Em 28 de novembro de 2017, a Resolução Homologatória - REH nº 2.349/2017 homologou os parâmetros regulatórios a serem utilizados nos processos tarifários das Distribuidoras Designadas. Foram homologados, entre outros parâmetros, os níveis regulatórios de perdas técnicas e não técnicas, bem como o nível de flexibilização dos custos operacionais a serem utilizados nos respectivos processos tarifários.

² Anexo 13 do Edital do Leilão nº 2/2018 PPI/PND – Aplicação do índice Combinado de Deságio na Flexibilização e Outorga.

³ Diário Oficial da União publicado em 08/10/2018, Edição 194, Seção 3, página 128.

⁴ 48581.002685/2018-00.

concessão da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A., e estabelece a data de 13 de dezembro de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.

5. Em 5 de dezembro de 2022, na Sessão de Sorteio Público Ordinária nº 48/2022, o Processo 48500.006877/2022-13 foi distribuído a minha relatoria e, em 21 de agosto de 2023, na 32ª Sessão de Sorteio Público Ordinária, o Processo 48500.003600/2023-10 foi distribuído à minha relatoria, por conexão ao primeiro Processo.

6. Em 30 de agosto de 2023, recebi a empresa em reunião⁵, que apresentou, dentre outros, pleito quanto à retirada da flexibilização dos parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais, cuja formalização ocorreu em 31 de agosto de 2023⁶.

7. Como subsídio para abertura da CP foram emitidas as Notas Técnicas nº 67/2023-STD/ANEEL (DEC e FEC); nº 73/2023-STD/ANEEL (perdas); nº 97/2023-STR/ANEEL (proposta de cálculo da revisão) e nº 100/2023-STR/ANEEL (cálculo da TUSD e TE).

8. Em 5 de setembro de 2023, na 32ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 32/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 6 de setembro a 20 de outubro de 2023, e realização de Audiência Pública⁷ na cidade de Rio Branco/AC em 5 de outubro de 2023.

9. Em 21 de novembro de 2023, minha assessoria recebeu a empresa em reunião, que reiterou o pleito quanto a retirada das flexibilizações de perdas não técnicas e dos custos operacionais.

10. Na mesma data, recebemos representantes da Bancada do Acre (Senadores e Deputados Federais), que apresentaram grande preocupação com o valor do efeito médio apresentado na CP 32/2023, a ser percebido pelos consumidores do Acre.

11. Ainda em 21 de novembro de 2023 a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF informou, por meio do Memorando nº 295/2023-SFF/ANEEL⁸, sobre a validação dos Pagamentos de itens da Parcela A, Garantias Financeiras e Receitas de UDEROR da Energisa Acre.

12. Em 24 de novembro de 2023, a concessionária apresentou⁹ pleito para que fossem considerados os impactos da geração distribuída no cálculo da parcela B.

13. Em 24 de novembro de 2023, a STD encaminhou¹⁰ a Nota Técnica nº 120/2023-STD/ANEEL¹¹, que apresenta a análise das contribuições relativas ao cálculo das perdas na distribuição e define o valor regulatório de perdas.

⁵ 48575.005992/2023-00

⁶ 48513.020783/2023-00 - Carta ENERGISAAC/VPR-OFC/Nº020/2023.

⁷ 48542.005004/2023-00.

⁸ 48536.005208/2023-00.

⁹ 48513.027576/2023-00.

¹⁰ 48552.003102/2023-00 - Memorando nº 337/2023-STD/ANEEL

¹¹ 48552.003099/2023-00.

14. Em 28 de novembro de 2023 a SFF encaminhou, por meio do Memorando nº 301/2023-SFF/ANEEL, informações da Base de Remuneração Regulatória, conforme Nota Técnica nº 222/2023-SFF/ANEEL¹².
15. Em 29 de novembro de 2023, a STR emitiu a Nota Técnica 157/2023¹³, com o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 032/2023.
16. Em 30 de novembro de 2023 a STR realizou reunião virtual com Conselho de Consumidores da Energisa Acre¹⁴, sendo que, no mesmo dia, houve o encaminhamento das planilhas de cálculo.
17. Em 1º de dezembro de 2023, recebi a empresa em reunião, que mais uma vez detalhou o pleito quanto a retirada das flexibilizações de perdas não técnicas e dos custos operacionais.
18. Em 1º de dezembro de 2023, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e Contratações - SGA¹⁵, não constam inadimplências com obrigações intrassetoriais que impossibilitem o reposicionamento das tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.
19. Ainda em 1º de dezembro de 2023, a STR, mediante a Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL¹⁶, consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A.
20. Em 4 de dezembro de 2023, no âmbito do Processo 48500.003600/2023-10, a STD emitiu a Nota Técnica nº 125/2023-STD/ANEEL¹⁷ com a análise das contribuições da CP 032/2023, relativa ao estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A., para os anos de 2024 a 2028 e recomendou os valores finais.

II – FUNDAMENTAÇÃO

21. Trata-se do resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A. (daqui em diante Energisa Acre), a vigorar a partir de 13 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 – CP nº 032/2023.
22. Na referida CP 32/2023, em relação à revisão tarifária, houve contribuições¹⁸ de 5 participantes: Amazonas Distribuidora de Energia S.A, Grupo Equatorial Energia, Roraima Energia S/A,

¹² 48536.005252/2023-00.

¹³ 48580.002968/2023-00.

¹⁴ 48580.002991/2023-00.

¹⁵ 48580.002992/2023-00.

¹⁶ 48580.002995/2023-00.

¹⁷ 48552.003156/2023-00.

¹⁸ 48542.005142/2023-00.

Conselho de Consumidores de Energia Elétrica do Acre - CEAC e da própria distribuidora Energisa Acre, além de 13 manifestações de consumidores. Todas as contribuições, disponíveis no site da ANEEL¹⁹, foram analisadas e constam das Notas Técnicas nº 157 e 158/2023-STR/ANEEL, cuja análise adoto como fundamento neste voto.

23. Já em relação à definição dos indicadores de continuidade, foram recebidas contribuições apenas da própria distribuidora Energisa Acre. Tais contribuições foram analisadas e constam da Nota Técnica nº 125/2023-STD/ANEEL, cuja análise também adoto como fundamento desta decisão.

II.1. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

24. 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 – Proret²⁰, que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

25. 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 reajustes tarifários e as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

26. O presente processo trata da revisão das tarifas da Energisa Acre, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **14,52%**, sendo de **18,47%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **13,63%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão, conforme Tabela 1. Na Tabela 2 são apresentados os efeitos médios detalhados por subgrupo.

Tabela 1. Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	18,47%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	13,63%
Efeito Médio AT+BT	14,52%

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

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

SUBGRUPO	TENSÃO/CLASSE	VARIAÇÃO
A		18,47%
A3a	30kV a 44kV	18,71%
A4	2,3kV a 25kV	18,46%
B		13,63%
B1	Residencial	13,36%
B2	Rural	20,21%
B3	Demais classes	13,15%

¹⁹ Disponível em <https://contribuicoes>

²⁰ Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

B4	Iluminação pública	13,00%
A+B		14,52%

27. O efeito médio de **14,52%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, que contribui para o efeito médio em **7,24%** ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de **5,76%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de **1,53%**. No Gráfico 1 constam os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

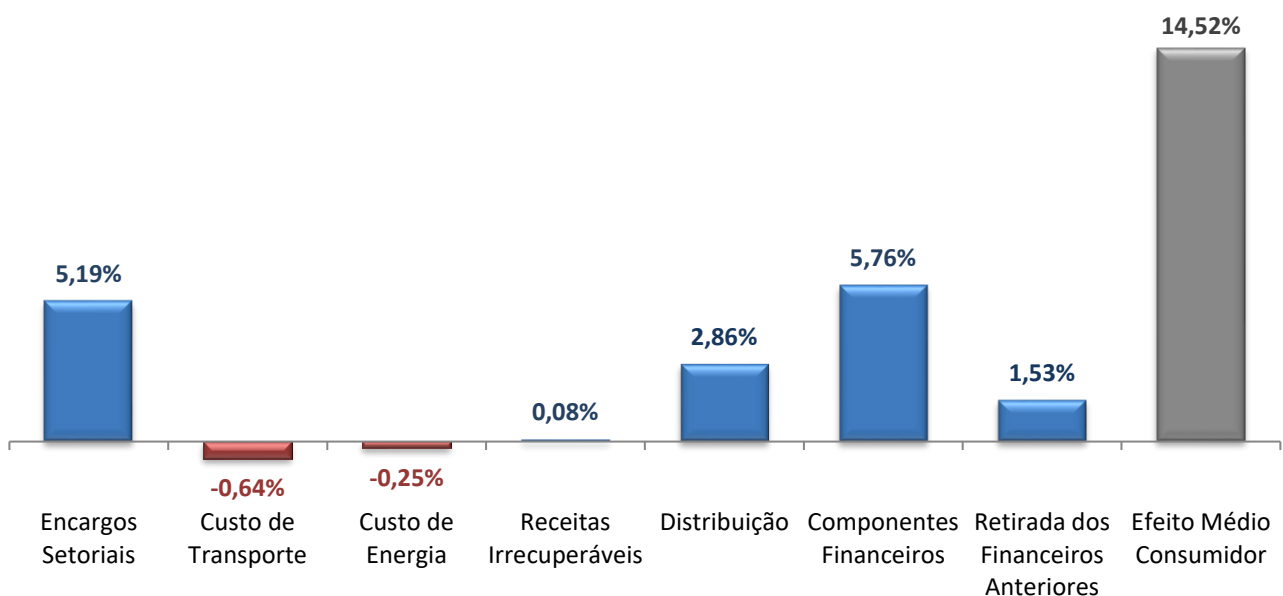


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL

28. Segundo a área técnica, a diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa e as novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões. No caso específico da Energisa Acre, tem-se que o aumento dos custos de distribuição, arrecadados via TUSD, produzem impacto tarifário mais significativo no Grupo A, e a estrutura tarifária observou uma maior variação nos custos médios dos ativos do subgrupo AT e MT em relação aos considerados na última revisão, implicando um maior impacto para este subgrupo.

29. 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.

30. Na Tabela 3 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 3. Itens de custo da revisão tarifária da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A.

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	445.399.855	481.324.202	8,1%	4,38%	54,7%
Encargos Setoriais	89.500.214	132.037.428	47,5%	5,19%	15,0%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.374.960	1.539.068	11,9%	0,02%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	36.615.502	39.071.060	6,7%	0,30%	4,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	22.110.097	21.196.045	-4,1%	-0,11%	2,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	5.747.268	5.377.710	-6,4%	-0,05%	0,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(18.325.222)	(2.067.096)	-88,7%	1,98%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	4.499.183	-	0,55%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	19.325.167	-	2,36%	2,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	2.853.360	-	0,35%	0,3%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	20.138.004	19.769.864	-1,8%	-0,04%	2,2%
PROINFA	14.333.183	12.197.276	-14,9%	-0,26%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	7.506.423	8.275.791	10,2%	0,09%	0,9%
Custos de Transmissão	40.032.190	34.814.360	-13,0%	-0,64%	4,0%
Rede Básica	18.112.434	20.949.618	15,7%	0,35%	2,4%
Rede Básica Fronteira	19.861.703	12.210.697	-38,5%	-0,93%	1,4%
Conexão	2.058.053	1.654.045	-19,6%	-0,05%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	302.311.120	300.258.451	-0,7%	-0,25%	34,1%
Receitas Irrecuperáveis	13.556.330	14.213.963	4,9%	0,08%	1,6%
PARCELA B	374.637.324	398.051.751	6,2%	2,86%	45,3%
Custos Operacionais	213.472.256	168.329.743	-21,1%	-5,50%	19,1%
Anuidades	28.877.801	36.159.943	25,2%	0,89%	4,1%
Remuneração	94.157.335	131.830.842	40,0%	4,59%	15,0%
Depreciação	44.737.633	57.526.258	28,6%	1,56%	6,5%
UD+ER+OR	(6.607.701)	(6.347.275)	-3,9%	0,03%	-0,7%
Ajuste de PB associado ao SCEE		10.552.240	-	1,29%	1,2%
RT considerando a variação tarifária da RTE	820.037.179	879.375.953		7,24%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		47.203.871		5,76%	
CVA em processamento - Energia		2.755.032		0,34%	
CVA em processamento - Transporte		5.225.239		0,64%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		4.401.307		0,54%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(1.031.343)		-0,13%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(4.306.279)		-0,53%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(452.861)		-0,06%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(5.241.111)		-0,64%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		(906.925)		-0,11%	
Sobrecontratação/exposição de energia		49.226.951		6,00%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		105.437		0,01%	
Previsão do Risco Hidrológico		19.142.967		2,33%	
Reversão do Risco Hidrológico		(18.197.531)		-2,22%	
Excedente de custeio do Conselho de Consumidores		(381.478)		-0,05%	
Reversão de Créditos REN 1.000		(920.240)		-0,11%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)		(48.826)		-0,01%	
Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás		(691.185)		-0,08%	
Créditos de Pis/Cofins		(2.139.224)		-0,26%	
Neutralidade de Créditos de Pis/Cofins		6.027.804		0,74%	
Spread da Conta Escassez Hídrica - Art 12 - REH 1008/2022		(5.363.866)		-0,65%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				1,53%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				14,52%	

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL

31. O reposicionamento econômico de **7,24%** é derivado das variações de custos da **Parcela A** e da **Parcela B**.

II.1.1. PARCELA A

32. 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 54,7% dos custos da concessionária, com variação de 8,1%, o que representa um impacto tarifário **4,38%**.

33. Desse efeito da **Parcela A**, os custos com os **encargos setoriais** impactaram a revisão em **5,19%**. Destacam-se, especialmente, o início do recolhimento das novas cotas de CDE Conta-Escassez Hídrica (**2,91%**); a variação da cota associada à CDE Modicidade Eletrobrás (**1,98%**)²¹; e CDE GD (**0,35%**).

34. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **-0,64%**. Essa redução decorre da utilização dos novos valores das Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2023-2024, que foram aprovadas por meio das REHs 3.216 e 3.217/2023.

35. Os custos com **compra de energia** impactaram a revisão em **-0,25%**. A principal contribuição para esse resultado foi a redução do custo da energia para atendimento aos sistemas isolados em função da redução do ACR médio de R\$ 348,72/MWh para R\$ 300,18/MWh²², com impacto no efeito médio de **-1,75%**. Por outro lado, contribuíram para o aumento do efeito médio: (i) a atualização dos custos de energia proveniente das usinas do rio Madeira e da usina de Belo Monte, com impacto de **0,63%**; (ii) o aumento do custo relacionado aos Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF (Lei nº 12.783/2013), em vista da variação do montante decorrente da descotização das usinas controladas pela Eletrobrás, com impacto de **0,56%** no efeito médio; e (iii) a variação do montante e do custo associado aos CCEAR-Quantidade, que contribuiu para o aumento de **0,41%** no efeito médio.

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

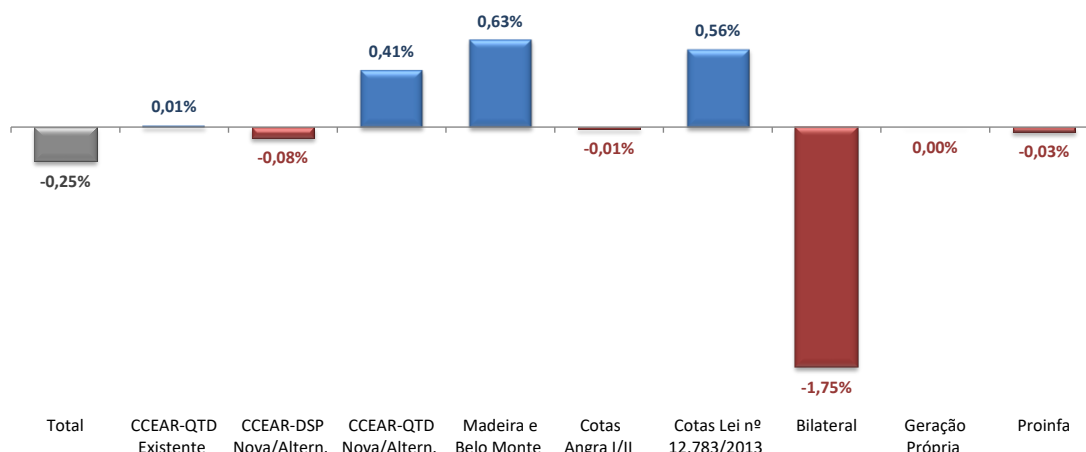


Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia

²¹ Apesar de o encargo apresentar valor negativo e contribuir para a modicidade tarifária, tem-se que a cota de 2023, cujo valor consta do Despacho nº 1.120/2023, é significativamente menor que a cota considerada no ano de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022. Assim, o alívio tarifário da nova cota para o ano de 2023 foi reduzido em relação àquele considerado no processo anterior, justificando o impacto positivo apresentado.

²² Despacho nº 4.109/2023.

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

37. 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.

38. Assim, 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 **8,88%** em relação à energia injetada, conforme Nota Técnica nº 120/2023-STD/ANEEL²³.

39. 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).

40. Já para as **perdas não técnicas**, o referencial regulatório é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário subsequente, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

41. A abordagem adotada se baseia na comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. 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 os furtos de energia em sua área de concessão.

42. Especificamente nesse processo tarifário, foi desconsiderado do histórico dos parâmetros usados para a definição das perdas não técnicas a flexibilização introduzida pela Portaria MME nº 346, de 1º de setembro de 2017²⁴. O procedimento se faz necessário para atendimento ao disposto na Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima do contrato de concessão, que indica que quaisquer efeitos da flexibilização transitória de custos operacionais e perdas não técnicas devem ser excluídos na atual revisão tarifária ordinária.

[...]

Subcláusula Terceira - No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira

²³ 48552.003099/2023-00.

²⁴ Conforme previsto na Portaria MME nº 346, de 1º de setembro de 2017, que alterou a Portaria MME nº 388/2016, no processo tarifário do ano de 2017, a ANEEL flexibilizou, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013

revisão tarifária ordinária subsequente serão utilizados valores e fórmula de cálculo para Fator X, Custos Operacionais e Perdas Regulatórias distintos dos previstos na Cláusula Sexta, observando os seguintes critérios:

I- O valor do componente Pd do Fator X será definido como 0 (zero).

II - Os Custos Operacionais regulatórios no primeiro processo tarifário posterior à assinatura do contrato de concessão serão definidos como um percentual de 91,94% sobre o valor dos custos operacionais do processo tarifário anterior, atualizados conforme regra de reajuste da Parcela B. Entre o segundo processo tarifário e o processo tarifário imediatamente anterior à primeira revisão tarifária ordinária, os custos operacionais serão definidos aplicando-se a regra de reajuste da Parcela B.

III - As Perdas não técnicas regulatórias serão definidas no percentual de 16,46% sobre o mercado faturado de baixa tensão. Parágrafo Primeiro - Os efeitos tarifários decorrentes do tratamento descrito nesta Subcláusula serão percebidos a partir do primeiro cálculo tarifário subsequente à assinatura do contrato, sempre com efeitos prospectivos.

Parágrafo Segundo - Os percentuais transitórios dos incisos II e III são aqueles resultantes do processo licitatório da concessão de distribuição de energia elétrica associada à transferência de controle da pessoa jurídica prestadora do serviço, realizada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013 e seus regulamentos.

Parágrafo Terceiro - Na primeira revisão tarifária ordinária, deverão ser aplicadas as regras previstas na Cláusula Sexta, **desconsiderando quaisquer efeitos decorrentes dos percentuais transitórios dos incisos II e III.** (grifos nossos)
[...]

43. Assim, no caso da Energisa Acre, aplicando a metodologia do Submódulo 2.6 do Proret, foi estabelecido o percentual regulatório de 13,9762%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que equivale a 12,4035% sobre o mercado de baixa tensão faturado, sem trajetória de redução ao longo do ciclo, de forma que, em 2027 o percentual de perdas regulatórias reconhecidas permanece em 12,4035%.

44. Para o cálculo das perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses.

45. A Tabela 4 apresenta o cálculo da energia requerida.

Tabela 4. Energia Requerida

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total (cativo + livres)	1.160.847	1.160.847
Fornecimento	1.149.622	1.149.622
Suprimento	11.225	11.225
Perdas Totais	336.648	281.434
Perdas Rede Básica	30.657	29.526
Perdas na Distribuição	305.991	251.907
Perda Não Técnica	154.445	116.383
Perda Técnica	151.546	135.524
Energia Requerida	1.497.495	1.442.280

46. Já as **receitas irrecuperáveis** variaram 4,9%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **0,08%** neste processo.

II.1.2. PARCELA B

47. 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.

48. A **Parcela B** representa 45,3% dos custos da concessionária e variou em 6,2%, o que representa um impacto tarifário de **2,86%**.

49. 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. O custo operacional apresentou variação de -21,1%, impactando o efeito médio em **-5,50%**.

50. Conforme mencionado anteriormente, no caso da Energisa Acre, o reajuste tarifário de 2017 considerou a totalidade das flexibilizações de perdas não técnicas e custos operacionais, nos termos da Portaria MME nº 346, de 1º de setembro de 2017²⁵. De acordo com a Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima, quaisquer efeitos da flexibilização transitória de custos operacionais e perdas não técnicas devem ser excluídos na atual revisão tarifária ordinária.

51. Em observância ao referido comando contratual, a proposta submetida à CP 32/2023 visou a retirada da cobertura tarifária referente à flexibilização já no ano inicial da presente revisão. Reiterando os argumentos apresentados antes da Consulta, a Energisa Acre manifestou que o procedimento é contrário ao que determina o Proret, requerendo que a retirada da flexibilização fosse feita de forma gradual mediante trajetória de custos operacionais, via componente T do Fator X.

52. Adicionalmente, em reuniões comigo e minha assessoria, a distribuidora relatou que a retirada imediata das flexibilizações seria desarrazoada, e provocaria desequilíbrios na capacidade operacional da empresa, uma vez que não haveria tempo hábil para adaptação. Cita, ainda, que a cobertura tarifária proposta estaria abaixo do ponto de equilíbrio que se busca alcançar com o processo de revisão tarifária, pondo em risco a saúde operacional da concessão.

53. Por outro lado, a STR destaca que a retirada imediata da flexibilização decorre da regra estabelecida em edital de licitação e contrato, de hierarquia superior ao Proret. Ademais, observa que tanto a inclusão da flexibilização dos custos operacionais, ocorrida no processo tarifário de 2017, quanto a adequação da flexibilização decorrente do deságio resultante do leilão em 2018, se deram de forma imediata, não sendo coerente a argumentação apresentada pela empresa de que a sua retirada deveria ser de forma gradual, mediante trajetória.

²⁵ Conforme previsto na Portaria MME nº 346, de 1º de setembro de 2017, que alterou a Portaria MME nº 388/2016, no processo tarifário do ano de 2017, a ANEEL flexibilizou, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013

54. Sobre o tema, entendo que a leitura do contrato de concessão não permite extrair conclusão diferente da imediata retirada das flexibilizações, visto estar evidenciado que, na primeira revisão tarifária, aplicam-se as tarifas “*desconsiderando quaisquer efeitos decorrentes dos percentuais transitórios*”. Não se trata, portanto, de transição gradual ao longo do ciclo tarifário, como sugere a Energisa Acre, mas da imediata desconsideração de todos os efeitos da transição a partir da vigência das tarifas definidas no primeiro ciclo ordinário.

55. Destaco também que não há de se falar em desequilíbrio, tampouco em riscos à manutenção do serviço adequado pela Energisa Acre. No momento da assinatura do contrato de concessão, a empresa se comprometeu em estar equilibrada quando do estabelecimento de custos operacionais “*desconsiderando quaisquer efeitos*” da transição a partir da primeira revisão ordinária, não podendo agora, decorridos cinco anos e chegado o momento de cumprir o pactuado, alegar riscos, discordâncias metodológicas, ou sugerir regra diversa por meio de uma transição gradual.

56. Portanto, corroborando com o entendimento da STR, opino pela manutenção da forma de retirada das flexibilizações proposta na CP 32/2023.

57. Assim, definida a retirada da flexibilização dos custos operacionais, a STR procedeu à determinação do nível eficiente para esses custos, o que, conforme previsto no Proret, é realizado a partir da comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária (extensão de redes, número de consumidores e mercado, entre outras).

58. No caso da Energisa Acre, a retirada da flexibilização dos custos operacionais, individualmente, contribuiu para redução desses custos em 21,5%. Mesmo com a retirada da flexibilização, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está acima do intervalo de eficiência definido pelo método de *benchmarking*. Assim, a metodologia indicou trajetória de redução destes custos ao longo do ciclo, com impacto de -0,3% no presente processo, conforme mostra o gráfico abaixo.

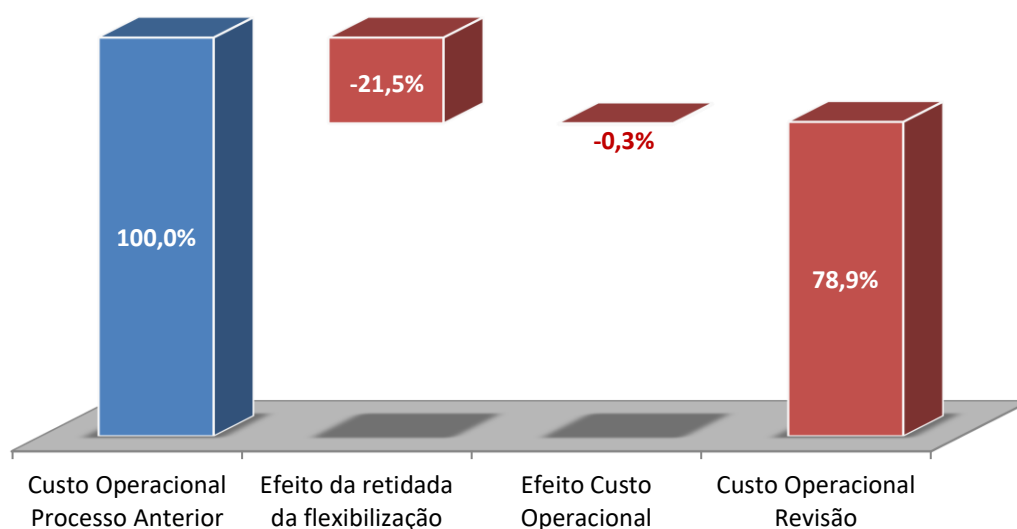


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre o custo operacional.

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

59. O **custo anual dos ativos** é formado pela Remuneração do Capital (RC), pela Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e pelas Anuidades (Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI). 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.

60. A **Remuneração do Capital (RC)** sofreu variação de 40% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **4,59%**. A variação se deve principalmente ao incremento da Base de Remuneração Líquida identificado, em vista dos investimentos realizados pela Energisa Acre nesse mesmo período. O gráfico abaixo demonstra o efeito.

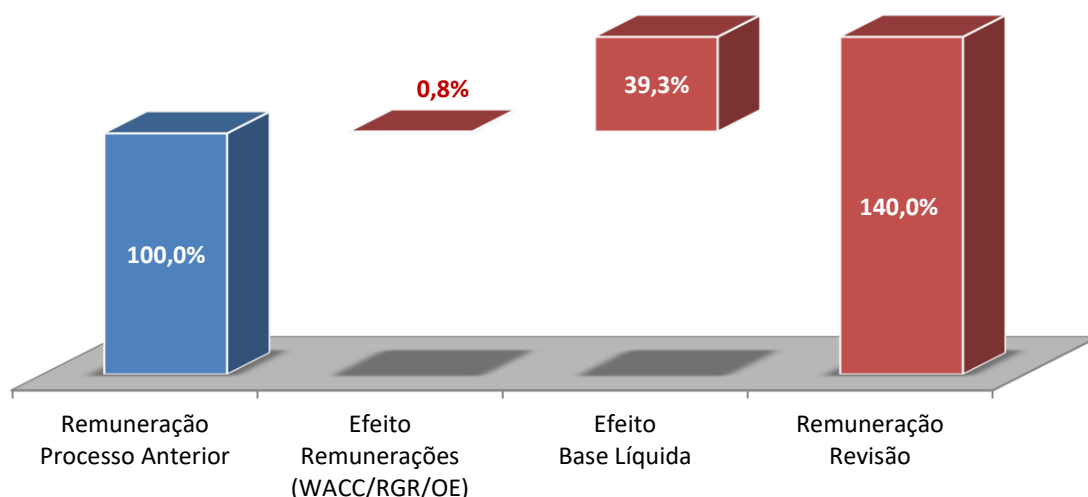


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre remuneração do capital.

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

61. A **quota de reintegração regulatória** variou 28,6% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **1,56%**. Esse resultado decorre, principalmente, da nova base de remuneração bruta, conforme indica o gráfico a seguir.

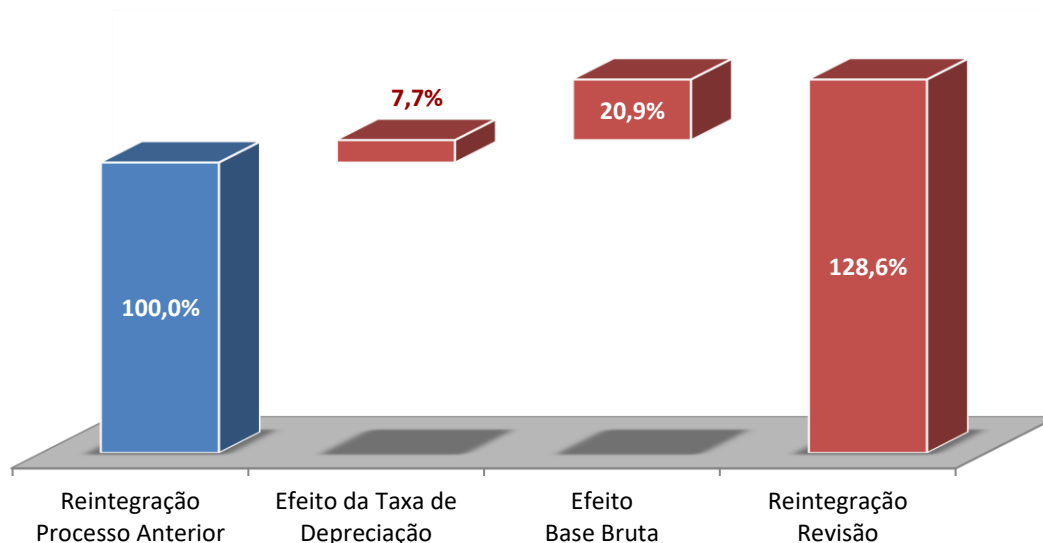


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

62. A cobertura para **anuidades** variou 25,2%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **0,89%** no efeito médio. Esse resultado proveio da atualização do Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) e da redução da taxa de remuneração regulatória (WACC), variáveis das quais o cálculo das anuidades depende.

63. Quanto às **outras receitas (OR)**, estas se referem 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. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”, calculada nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET.

Tabela 5. Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	642.996
Compartilhamento de infraestrutura	60%	2.169.171
Total		2.812.167

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL

64. A Resolução Normativa nº 1.000, de 2021, estabelece a obrigatoriedade da cobrança de demandas que excederem 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, chamado “**Excedente de Reativos**” (ER). Os valores em questão foram computados juntamente com Outras Receitas (OR), o que justifica o impacto nas tarifas de **0,03%**.

65. Destaca-se ainda o impacto resultante do ajuste na Parcela B associado ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, conforme pleito da Distribuidora, relativo à perda de receita associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMDG) do SCEE, que ainda não produziram pleno efeito no período de referência. Em vista desse fato, e em conformidade com a decisão da diretoria ocorrida na 7ª Reunião Pública Ordinária de 2023²⁶, em que houve análise e deliberação de pleito semelhante, e visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita da distribuidora a perda, por ela estimada, o que resultou no montante de R\$ 10,55 milhões, com impacto de **1,29%** no efeito médio.

II.1.3. COMPONENTES FINANCEIROS

66. 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 6 resume os incluídos nesta revisão da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A..

Tabela 6. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	2.755.032	0,34%
CVA em processamento - Transporte	5.225.239	0,64%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	4.401.307	0,54%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(1.031.343)	-0,13%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(4.306.279)	-0,53%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(452.861)	-0,06%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(5.241.111)	-0,64%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(906.925)	-0,11%
Sobrecontratação/exposição de energia	49.226.951	6,00%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	105.437	0,01%
Previsão do Risco Hidrológico	19.142.967	2,33%
Reversão do Risco Hidrológico	(18.197.531)	-2,22%
Excedente de custeio do Conselho de Consumidores	(381.478)	-0,05%
Reversão de Créditos REN 1.000	(920.240)	-0,11%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício)	(48.826)	-0,01%
Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás	(691.185)	-0,08%
Créditos de Pis/Cofins	(2.139.224)	-0,26%
Neutralidade de Créditos de Pis/Cofins	6.027.804	0,74%
Spread da Conta Escassez Hídrica - Art 12 - REH 1008/2022	(5.363.866)	-0,65%
Total	47.203.871	5,76%

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

67. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **5,76%** na atual revisão da Energisa Acre.

²⁶ Revisão Tarifária Periódica da ENEL Rio – Processo 48500.006884/2022-15.

68. Dentre os fatores financeiros que impactaram positivamente na tarifa, destacam-se os resultados financeiros de CVA Energia, Transporte e Encargos, com impacto total no efeito médio de **1,51%**, além do impacto financeiro relacionado à sobrecontratação de energia, que contribuiu com **6,00%**.

69. Conforme lembrado pela STR em sua Nota Técnica nº 117/2023, pela regulamentação vigente, a hipótese de variação de carga devido à migração dos consumidores configura, a princípio, reconhecimento de involuntariedade por parte da concessionária, o que implica em repasse do resultado aos consumidores.

70. Não obstante, cabe observar que, após uma análise técnica específica a ser realizada pela STR em conjunto com a SGM, caso seja identificado que a concessionária deu causa à sobrecontratação, ou seja, não tenha realizado máximo esforço de redução da contratação excedente, parte desse resultado financeiro²⁷ pode ser revertido à modicidade tarifária em processo tarifário futuro.

71. Entre os valores negativos, destaca-se o resultado financeiro do *Spread* da Conta Escassez Hídrica - REN 1.008/2022, calculado conforme estipulado no Art. 12 da Resolução Normativa nº 1.008/2022-ANEEL. O cálculo resultou em um valor de R\$ 5,36 milhões, resultando em uma redução do efeito de **0,65%**.

72. Além disso, merece destaque a apuração do resultado financeiro de ajuste CDE Modicidade Eletrobrás, correspondente ao valor presente líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre o valor repassado à Energisa Acre antes de 29 de julho de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022, e os valores faturados no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de R\$ 691 mil negativos, com um efeito médio de **-0,08%**.

II.1.4. DEFINIÇÃO DO FATOR X PARA OS PRÓXIMOS REAJUSTES TARIFÁRIOS

73. O **Fator X** é índice fixado pela ANEEL e utilizado nos reajustes subsequentes, quando o valor da Parcela B é corrigido e subtraído pelo Fator X. 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.

74. Esse índice é constituído por 3 componentes, sendo um deles definidos na revisão tarifária, o que trata da Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

75. 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 Energisa Acre é de **0,733%** da Parcela B.

76. 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 **1,230%**.

²⁷ Correspondente à parcela de subcontratação que excede 105% do mercado regulatório.

77. O outro integrante do **Fator X** é o **Componente Q**, fixado anualmente em cada reajuste tarifário, posterior a atual revisão tarifária. O Componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q, denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade, foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em - **0,788%**. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investirem na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas.

78. Assim, o valor do **Fator X** a ser considerado nos reajustes da Energisa Acre, até a próxima revisão tarifária, será de **1,175%**, atualizado o **Componente Pd e Q** em cada processo de reajuste.

79. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos, são mostrados nos Gráfico 6 e 7.

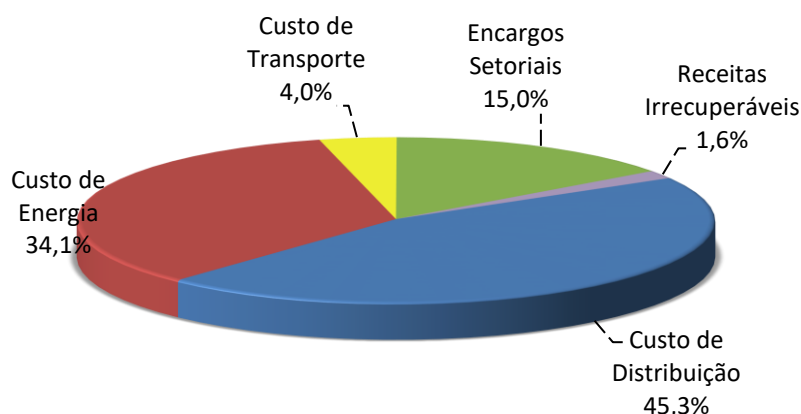


Gráfico 6. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

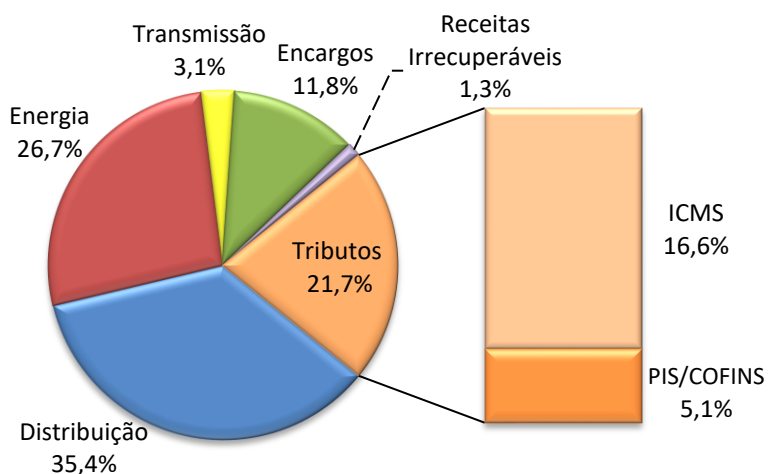


Gráfico 7. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

II.1.5. COMPARAÇÃO ENTRE A PROPOSTA DA CONSULTA PÚBLICA E O RESULTADO DA REVISÃO

80. A Tabela 7 ilustra a diferença ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da CP e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 7. Comparação da Proposta da CP 032/2023 e o resultado da revisão.

PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	4,75%	4,38%	-0,37%
Encargos Setoriais	5,87%	5,19%	-0,68%
Custos de Transmissão	-0,57%	-0,64%	-0,06%
Custo de Aquisição de Energia	-0,70%	-0,25%	0,45%
Receitas Irrecuperáveis	0,15%	0,08%	-0,07%
PARCELA B	6,26%	2,86%	-3,41%
Reposicionamento Tarifário	11,01%	7,24%	-3,78%
Componentes Financeiros do Processo Atual	9,48%	5,76%	-3,73%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	1,57%	1,53%	-0,04%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	22,07%	14,52%	-7,54%

Fonte: Nota Técnica nº 158/2023-STR/ANEEL.

81. Os itens relacionados à **Parcela A** apresentaram diferença de -0,37%. A diferença de -0,68% reativa aos **encargos setoriais** ocorreu devido variação verificada de mercado. Em relação aos gastos com **aquisição de energia** (0,45%), a variação é decorrente da atualização dos custos dos contratos.

82. A diferença de -3,41% referente à **Parcela B** decorreu, principalmente, pela atualização dos custos de ativos reconhecidos no cálculo, após resultado da fiscalização da base de remuneração regulatória pela SFF. Contribuiu ainda com esse efeito a variação verificada de mercado, quando comparado ao projetado na fase de Consulta Pública.

83. Quanto aos componentes financeiros, cuja diferença foi de -3,73%, destacam-se o resultado dos cálculos da CVA e sobrecontratação de energia, cujos impactos foram reduzidos respectivamente em **1,08%** e **1,75%**. Além disso, na fase final foi possível considerar o financeiro de *Spread* da conta escassez hídrica, que contribuiu para redução de -0,65%.

84. Assim, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores, originalmente previsto na CP 32/2023, de 22,07%, passou para 14,52%, em virtude dessas alterações nos cálculos.

II.2. DEFINIÇÃO DOS LIMITES PARA OS INDICADORES DEC E FEC

85. 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 PRODIST²⁸.

²⁸ "Limites dos indicadores de continuidade do serviço

209. Para o estabelecimento dos limites anuais dos indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC, 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.

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

86. Na CP 32/2023, a Energisa Acre trouxe as complexidades de atendimento em sua área de concessão, ressaltando dificuldades decorrentes de não conexão de algumas áreas ao Sistema Interligado Nacional – SIN e grandes áreas sem comunicação de telefonia móvel, apresentando contraposição aos limites de DEC e FEC propostos na CP. A distribuidora alega que a metodologia não abrange totalmente os desafios encontrados em sua área de concessão.

87. Em avaliação, a STD destacou que a alguns atributos da metodologia tratam dos desafios trazidos pela empresa, inclusive quanto aos conjuntos isolados do SIN. Ademais, destaca que *“os dados dos atributos da Metodologia já são amplamente utilizados pela agência há vários ciclos de revisões dos limites de continuidade coletivos, estando fortemente consolidados.”*

88. A área técnica também destaca que, em que pese as características apontadas pela Energisa Acre estarem abordadas pela metodologia, algumas alegações da distribuidora merecem aprofundamento. Quanto à proposta de reconfiguração dos conjuntos elétricos, decorrentes de alterações em seu sistema, a STD entendeu estarem de acordo com a regulamentação vigente. Nessa linha, propõe-se que a distribuidora passe dos atuais 12 para 15 conjuntos, conforme tabela a seguir, com limites fixados pela média dos valores limites dos respectivos conjuntos cedentes.

Tabela 8. Reconfiguração de conjuntos da Energisa Acre

Código do Conjunto	Nome do Conjunto	Nome do Conjunto
Antecessor	Antecessor	Sucessor
12597	TANGARÁ	TAQUARI
12590	TAQUARI	
12597	TANGARÁ	TANGARÁ
12596	SÃO FRANCISCO	SÃO FRANCISCO
12590	TAQUARI	FLORESTA
12597	TANGARÁ	
12596	SÃO FRANCISCO	ALTO ALEGRE
12597	TANGARÁ	
12590	TAQUARI	ACRELÂNDIA

Fonte: Nota Técnica nº 125/2023-STD/ANEEL.

89. Após avaliação das manifestações da Energisa Acre, quanto à revisão dos limites e reconfiguração dos conjuntos, a tabela seguinte demonstra os valores de DEC e FEC propostos.

Tabela 9. Limites propostos para os conjuntos da Energisa Acre

Código	Conjunto de Unidades	DEC (horas)					FEC (interrupções)					Nº de UC's
		2024	2025	2026	2027	2028	2024	2025	2026	2027	2028	

a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;

b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;

c) cálculo dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras, de acordo com o desempenho dos conjuntos semelhantes; e

d) análise dos resultados e eventuais ajustes por parte da ANEEL, para a definição dos limites para os indicadores DEC e FEC.”

	Consumidoras											
	Acrelândia	44	40	37	34	30	31	27	24	21	17	7.624
	Alto Alegre	27	26	24	22	20	21	19	17	15	13	20.058
12595	Cruzeiro Do Sul	54	54	53	53	52	46	42	38	34	29	38.779
12594	Epitaciolândia	64	59	54	49	44	42	38	33	29	24	24.789
12591	Feijó	56	56	56	55	53	54	50	45	40	35	7.529
	Floresta	43	39	36	33	30	30	26	23	21	17	6.793
12600	Jordão	44	44	44	44	44	36	35	35	33	31	1.183
12598	Marechal Thaumaturgo	79	78	75	72	68	109	104	99	94	89	2.635
12599	Porto Walter	60	60	60	60	60	43	42	40	38	36	1.968
12589	Santa Rosa	39	39	39	39	38	31	30	28	26	24	667
	São Francisco	19	17	16	14	13	17	15	13	12	10	39.282
12593	Sena Madureira	57	54	51	49	45	37	33	30	26	22	15.264
	Tangará	34	33	31	29	27	25	22	20	18	15	51.524
	Taquari	44	40	37	34	30	31	27	24	21	17	34.368
12592	Tarauacá	58	58	57	56	54	43	40	36	33	29	8.630

90. Nos Gráficos 8 e 9 são apresentados o histórico de apuração e os limites globais de **DEC** e **FEC** propostos.

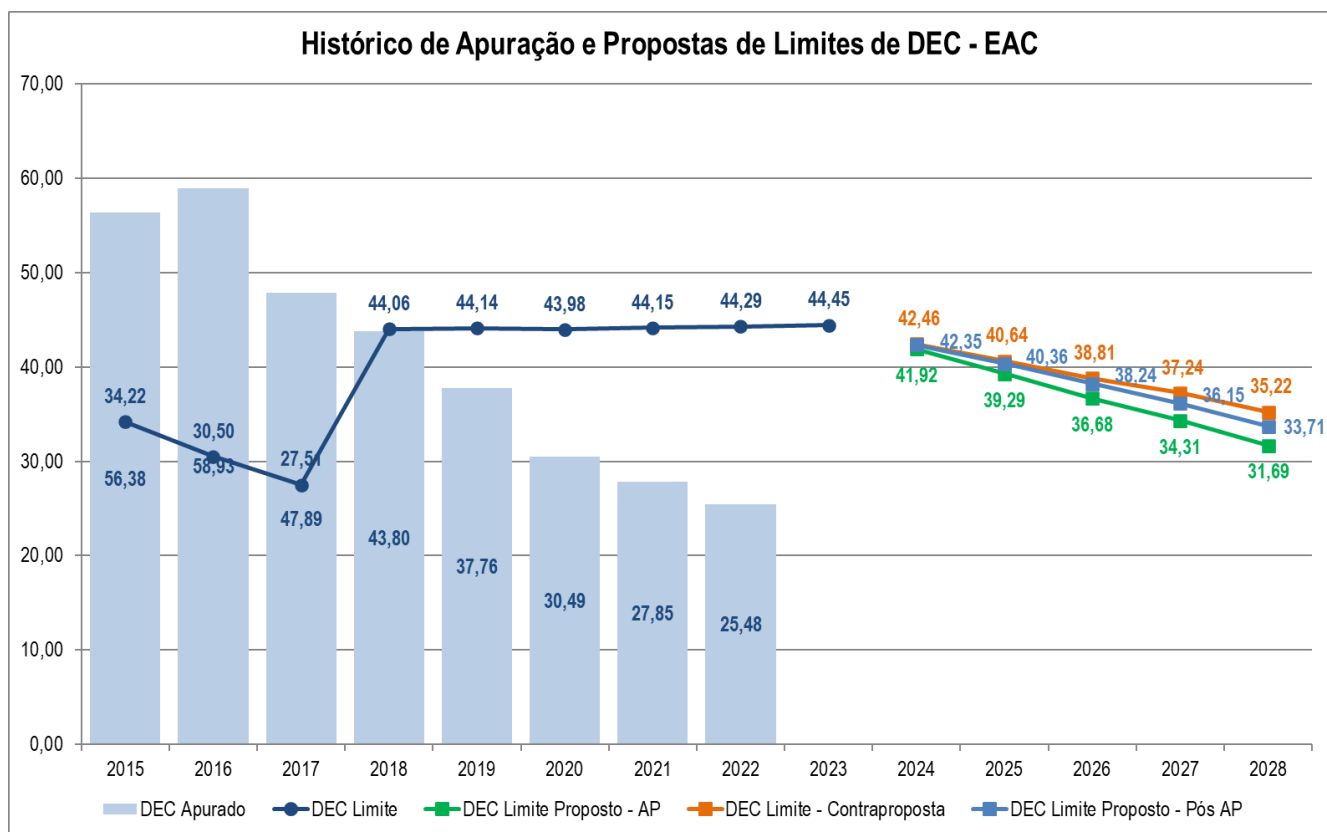


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A.

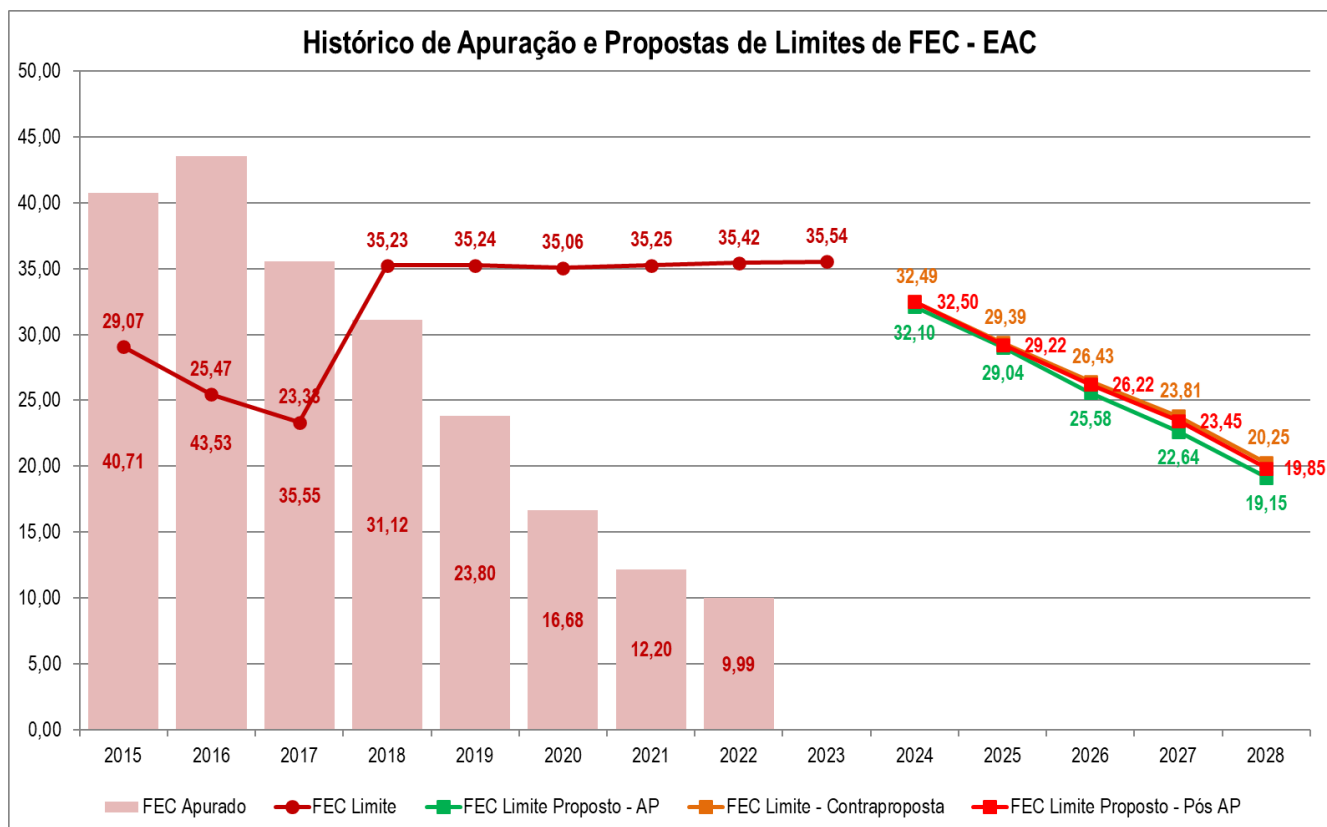


Gráfico 9. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A.

91. Cabe ressaltar que, após a instrução técnica, a Energisa Acre indicou a necessidade de correções formais nas tabelas V e X de DEC e FEC, constantes na Nota Técnica nº 125/2023-STD/ANEEL, que deixaram de considerar pontos acatados na própria instrução técnica. Assim, neste voto estão sendo corrigidos os limites incorretos destes conjuntos de unidades consumidoras constantes da referida Nota Técnica, refletidos nos Gráficos 8 e 9 deste voto e na minuta de resolução autorizativa.

92. Para avaliar a consistência dos limites globais da Energisa Acre, apresenta-se, nos Gráficos 10 e 11 (já atualizados neste Voto em relação à Nota Técnica nº 125/2023-STD/ANEEL), uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região Norte. Observa-se que os **limites de DEC e FEC** da Energisa Acre estão aderentes à realidade da região.

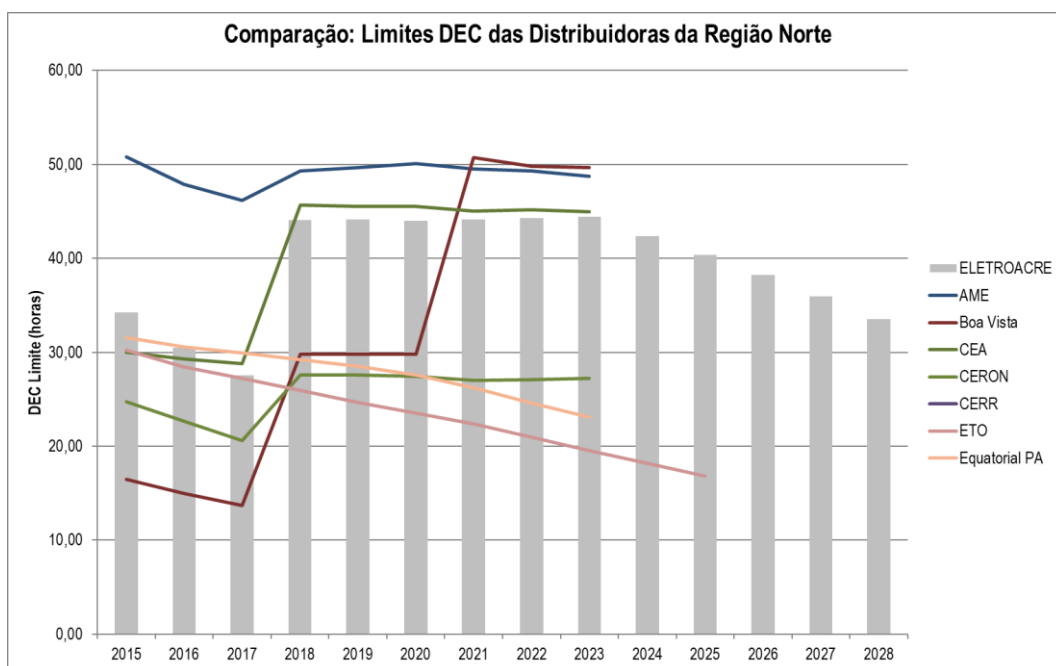


Gráfico 10. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Norte.

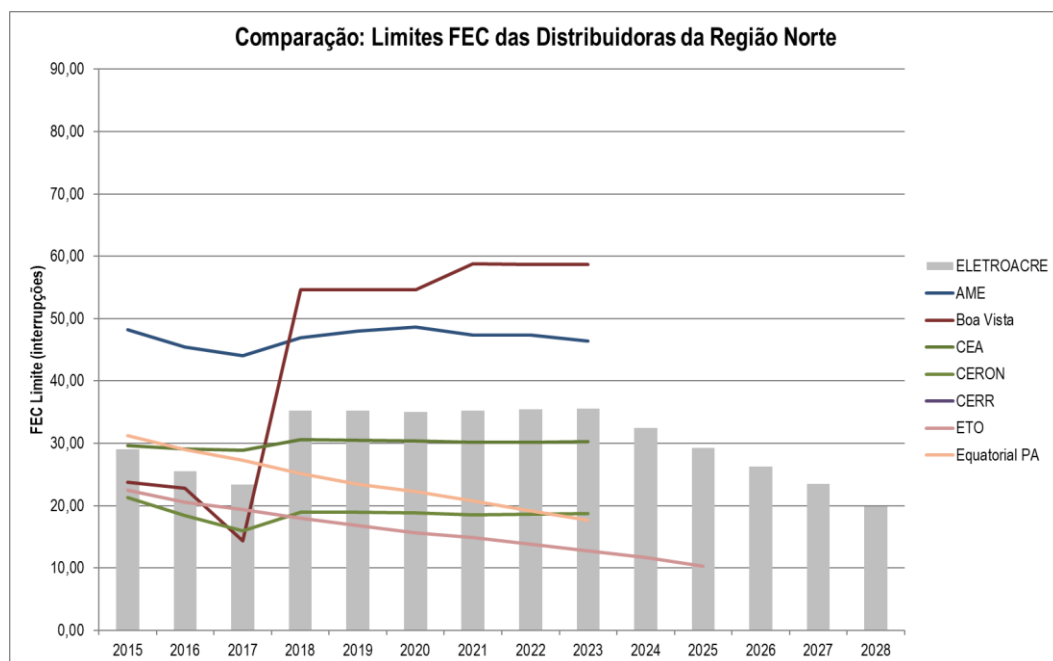


Gráfico 11. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Norte.

III – DIREITO

93. 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.; Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; 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; Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição 3/2018.

IV – DISPOSITIVO

94. Diante do exposto e do que consta nos Processos nº 48500.006877/2022-13 e nº 48500.003600/2023-10, voto por:

- a) **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de **13 de dezembro de 2023**, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **14,52%**, sendo de **18,47%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **13,63%**, 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 Energisa Acre – Distribuidora de Energia S.A., 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	87.780	745.436	833.215
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(258)	-	(258)
Subsídio Rural	(5.871)	-	(5.871)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(727)	2.574	1.848
Subsídio SCEE	59.554	69.477	129.031
Total	140.478	817.487	957.965

- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** o componente T do Fator X em 0,733%;
- g) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2024 a 2028, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Não Técnicas sobre BT Faturado	12,4035%	12,4035%	12,4035%	12,4035%	12,4035%
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	8,8794%	8,8794%	8,8794%	8,8794%	8,8794%

- 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.

Brasília, 5 de dezembro de 2023.

(Assinado digitalmente)
HÉLVIO NEVES GUERRA
Diretor