

VOTO

PROCESSOS: 48500.006888/2022-01 e 48500.003296/2023-19 (DEC e FEC)

INTERESSADO: Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. - ERO

RELATOR: Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva

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

ASSUNTO: Resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. – ERO, a vigorar a partir de 13/12/2023, e definição dos correspondentes limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC, para o período de 2024 a 2028, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 033/2023.

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 2017 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. Em 28 de novembro de 2017, foi publicada a Resolução Homologatória - REH nº 2.349/2017, a qual 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.
3. Na mesma data, foi publicada a REH 2.350/2017, que homologou o reajuste tarifário anual de 2017 da Centrais Elétricas de Rondônia S/A. – CERON, cujo cálculo considerou a totalidade das flexibilizações de perdas não técnicas e dos custos operacionais, nos termos da REH 2.349/2017.

4. Em 30 de agosto de 2018, foi realizado o Leilão nº 2/2018-PPI/PND referente à desestatização das Centrais Elétricas de Rondônia - CERON, 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” ¹ de 21,00². Conforme consta da Nota Técnica nº 266/2018-SGT/ANEEL³, de 4 de dezembro de 2018, no primeiro processo tarifário subsequente à realização do Leilão, foi computado o alívio tarifário correspondente ao deságio ofertado, aplicado no reconhecimento tarifário das perdas não técnicas e dos custos operacionais.
5. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 2/2018, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. – ERO, estabelece a data de 13 de dezembro de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.
6. Em 5 de dezembro de 2022, na Sessão de Sorteio Público Ordinária nº 48/2022, o presente processo foi distribuído a minha relatoria.
7. Em 5 de setembro de 2023, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 033/2023, com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de Revisão Tarifária Periódica de 2023 da ERO 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.
8. Em 11 de outubro de 2023, no âmbito da referida Consulta Pública, foi realizada Audiência Pública nº 18/2023 na cidade de Porto Velho/RO.
9. Em 31 de outubro de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição – STD enviou a apuração das perdas na distribuição da ERO, consolidada pela Nota Técnica nº 111/2023-STD/ANEEL⁴.

¹ Anexo 13 do Edital do Leilão nº 2/2018 PPI/PND – Aplicação do Índice Combinado de Deságio na Flexibilização e Outorga.

² Diário Oficial da União publicado em 08/10/2018, Edição 194, Seção 3, página 128.

³ 48581.002689/2018-00.

⁴ Documento SIC nº 48552.002800/2023-00.

10. Em 24 de novembro de 2023, a STR emitiu⁵ o Relatório de Análise de Contribuições – RAC referente à CP nº 033/2023.
11. Em 30 de novembro de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF enviou, por meio do Memorando nº 302/2023-SFF/ANEEL⁶, os valores apurados da Base de Remuneração Regulatória da ERO.
12. Em 30 de novembro de 2023, no âmbito do Processo 48500.003296/2023-19, a STD apresentou⁷ proposta para a fixação dos limites para os indicadores DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da ERO, para o período de 2024 a 2028.
13. Em 27 novembro de 2023, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a STR verificou que a ERO se encontra adimplente com suas obrigações intrasetoriais⁸.
14. Em 29 de novembro de 2023, a STR realizou⁹ reunião com o Conselho de Consumidores da distribuidora e, em 4 de dezembro de 2023, a planilha contendo proposta final da revisão tarifária da ERO foi-lhe encaminhada¹⁰.
15. Em 30 de novembro de 2023, o processo foi incluído no bloco da Pauta da 46ª Reunião Pública Ordinária – RPO da Diretoria da ANEEL.
16. Em 4 de dezembro de 2023, mediante a Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL¹¹, a STR consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da ERO.
17. Também em 4 de dezembro de 2023, solicitei a retirada do processo da pauta da 46ª RPO da Diretoria da ANEEL.

⁵ Nota Técnica nº 153/2023-STR/ ANEEL – Documento SIC nº 48580.002947/2023-00

⁶ Documento SIC nº 48536.005253/2023-00.

⁷ Nota Técnica nº 124/2023-STD/ANEEL – Documento SIC nº 48552.003141/2023-00

⁸ SIC 48580.002042/2023-00.

⁹ Documento SIC nº 48580.002982/2023-00.

¹⁰ Documento SIC nº 48580.003000/2023-00.

¹¹ Documento SIC nº 48580.002999/2023-00.

18. Em 11 de dezembro de 2023, por intermédio da Carta ENERGISARO/VP-ANEEL/Nº055/2023¹², a ERO apresentou proposta de diferimento, no valor de R\$ 57.800.000,00, a ser alocado como componente financeiro de parcela A, com intuito de contribuir para a mitigação dos impactos tarifários neste ano.

19. Relatado no que interessa, passo a decidir.

II – FUNDAMENTAÇÃO

20. Trata-se do resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. - ERO, a vigorar a partir de 12 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 033/2023.

II.1 Revisão Tarifária Periódica

21. De acordo com a proposta encaminhada pela STR por meio da Nota Técnica nº 160/223-STR/ANEEL, o resultado da revisão das tarifas da ERO conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **11,74%**, sendo de **14,97%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **10,88%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

22. 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)	14,97%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	10,88%
Efeito Médio AT+BT	11,74%

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

23. O efeito médio de 11,74% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de 8,32%; (si) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de 0,14%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros

¹² Documento SIC nº 48513.028840/2023-00.

estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, representando 3,28% de efeito.

24. No caso específico da ERO, o aumento dos custos de distribuição, arrecadados via TUSD, produziram impacto tarifário mais significativo nos Grupos A3a e A4. Para esses grupos, dos quais fazem parte os consumidores livres, a estrutura tarifária observou um aumento nos custos médios dos ativos correspondentes, o que explica o maior impacto para esses consumidores.

25. Assim, ao avaliar o impacto da nova Estrutura Vertical¹³ e os efeitos adicionais da variação dos custos regulatórios que impactaram de forma mais expressiva os consumidores conectados em MT, subgrupos A3a e A4, a área técnica julgou adequado adotar o coeficiente de transição de 0,90 e 0,70 para os grupos A3a e A4 para as tarifas de referência aplicadas as modalidades tarifárias de carga e de geração, respectivamente, para os referidos subgrupos.

26. O Gráfico 1 apresenta os principais itens de custo que contribuíram para o efeito médio, de acordo com a proposta encaminhada pela área técnica.

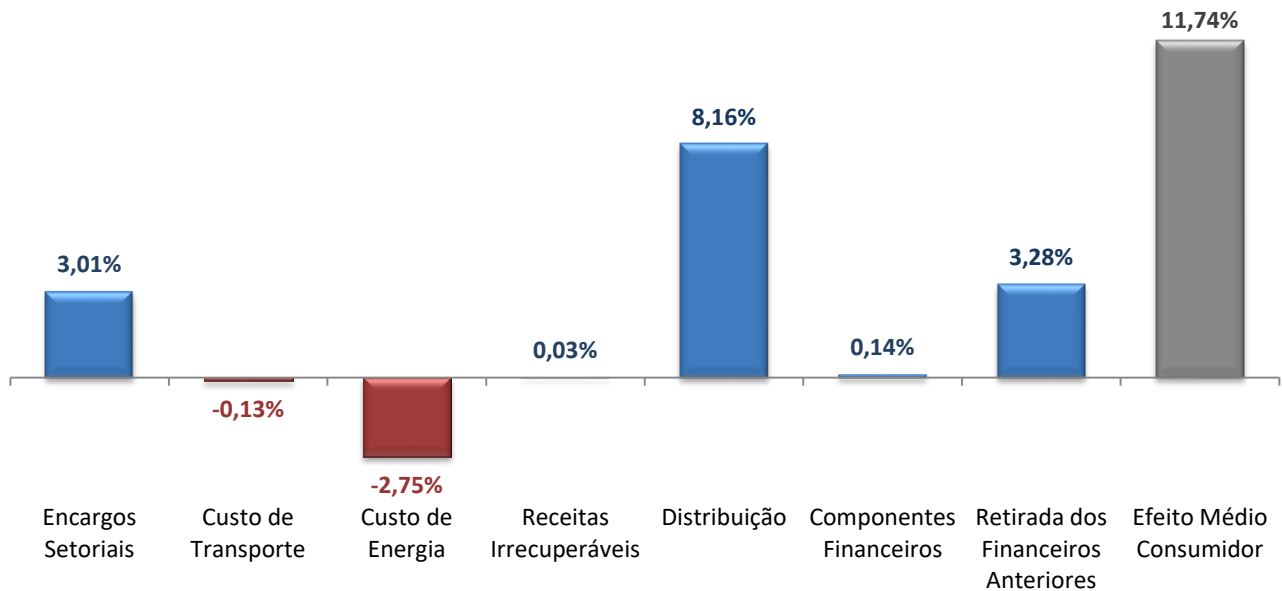


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente
Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

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

27. A seguir apresento 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, nos termos da Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL.

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da ERO

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	1.445.936.029	1.449.548.731	0,2%	0,16%	58,7%
Encargos Setoriais	328.936.710	397.636.311	20,9%	3,01%	16,1%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.901.122	3.737.008	28,8%	0,04%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	117.953.238	123.642.864	4,8%	0,25%	5,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	59.909.599	57.284.733	-4,4%	-0,12%	2,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	57.874.874	55.120.807	-4,8%	-0,12%	2,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(53.368.445)	(6.064.311)	-88,6%	2,08%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	1.165.201	0,0%	0,05%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	12.450.151	0,0%	0,55%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	8.890.298	0,0%	0,39%	0,4%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	76.866.031	80.472.912	4,7%	0,16%	3,3%
PROINFA	46.784.304	38.930.749	-16,8%	-0,34%	1,6%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	20.015.987	22.005.898	9,9%	0,09%	0,9%
Custos de Transmissão	138.677.364	135.751.810	-2,1%	-0,13%	5,5%
Rede Básica	77.183.200	94.655.001	22,6%	0,77%	3,8%
Rede Básica Fronteira	45.864.556	32.401.346	-29,4%	-0,59%	1,3%
Rede Básica ONS (A2)	258.986	226.783	-12,4%	-0,00%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	10.176.038	4.845.918	-52,4%	-0,23%	0,2%
Conexão	5.194.583	3.622.761	-30,3%	-0,07%	0,1%
Custos de Aquisição de Energia	942.618.726	879.863.405	-6,7%	-2,75%	35,6%
Receitas Irrecuperáveis	35.703.230	36.297.205	1,7%	0,03%	1,5%
PARCELA B	833.378.083	1.019.456.650	22,3%	8,16%	41,3%
Custos Operacionais	478.042.029	417.818.687	-12,6%	-2,64%	16,9%
Anuidades	60.099.963	79.812.621	32,8%	0,86%	3,2%
Remuneração	213.780.023	369.248.251	72,7%	6,82%	15,0%
Depreciação	104.987.093	155.256.781	47,9%	2,21%	6,3%
UD+ER+OR	(23.531.025)	(28.095.726)	19,4%	-0,20%	-1,1%
Ajuste de PB associado ao SCEE		25.416.036	0,0%	1,12%	1,0%
RT considerando a variação tarifária da RTE	2.279.314.112	2.469.005.382		8,32%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		3.143.949		0,14%	
CVA em processamento - Energia		8.024.408		0,35%	
CVA em processamento - Transporte		17.168.128		0,75%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		32.675.487		1,43%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(3.540.399)		-0,16%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(4.551.435)		-0,20%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		8.619.470		0,38%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(16.813.373)		-0,74%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		(2.660.853)		-0,12%	
Sobrecontratação/exposição de energia		(39.690.227)		-1,74%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		242.368		0,01%	
Previsão do Risco Hidrológico		74.739.084		3,28%	
Reversão do Risco Hidrológico		(60.696.901)		-2,66%	
Crédito de PIS/COFINS		(13.345.760)		-0,59%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		8.790.662		0,39%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)		(2.007.889)		-0,09%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)		(783.434)		-0,03%	
Financeiro CDE Eletrobras		(3.025.387)		-0,13%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				3,28%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				11,74%	

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

28. 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.

29. O reposicionamento econômico de 8,32% é derivado das variações de custos das Parcelas A e B.

II.1.1 Parcela A

30. A **Parcela A** compreende os custos não gerenciáveis, relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. A Parcela A, que representa 58,7% dos custos da concessionária, teve variação de 0,2%, o que representa um impacto tarifário **0,16%**.

31. Desse total, os custos com os **encargos setoriais** tiveram uma participação de **3,01%**. Ressalta-se que a partir deste processo tarifário, iniciou-se o recolhimento das novas cotas de CDE Conta Escassez Hídrica e Geração Distribuída, cujos efeitos foram de **0,60%** e **0,39%**, respectivamente. Ainda, a variação da cota associada à CDE Modicidade Eletrobrás contribuiu com um efeito de **2,08%**¹⁴.

32. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **-0,13%**. Esse efeito decorre das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), homologadas em julho de 2023, conforme Resolução Homologatória nº 3.217/2023.

33. Por sua vez, os custos com **compra de energia** impactaram a revisão em **-2,75%**. Contribuiu especialmente para essa redução, o efeito dos custos relacionados aos CCEAR-Quantidade¹⁵, com impacto de -3,09%, e os Contratos Bilaterais, com impacto de -0,51%. Por outro lado, os custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física -CCGFs impactaram a revisão em 0,37%, devido ao processo de desotização das usinas controladas pela Eletrobras.

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

¹⁴ 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

¹⁵ A variação decorre do início de suprimento da energia contratada no 28º Leilão de Energia Nova, com montante contratado no ano que se inicia de aproximadamente 859MWh (19,3% da energia requerida) e cujo preço médio (132,9 R\$/MWh) é significativa inferior à média dos demais contratos.

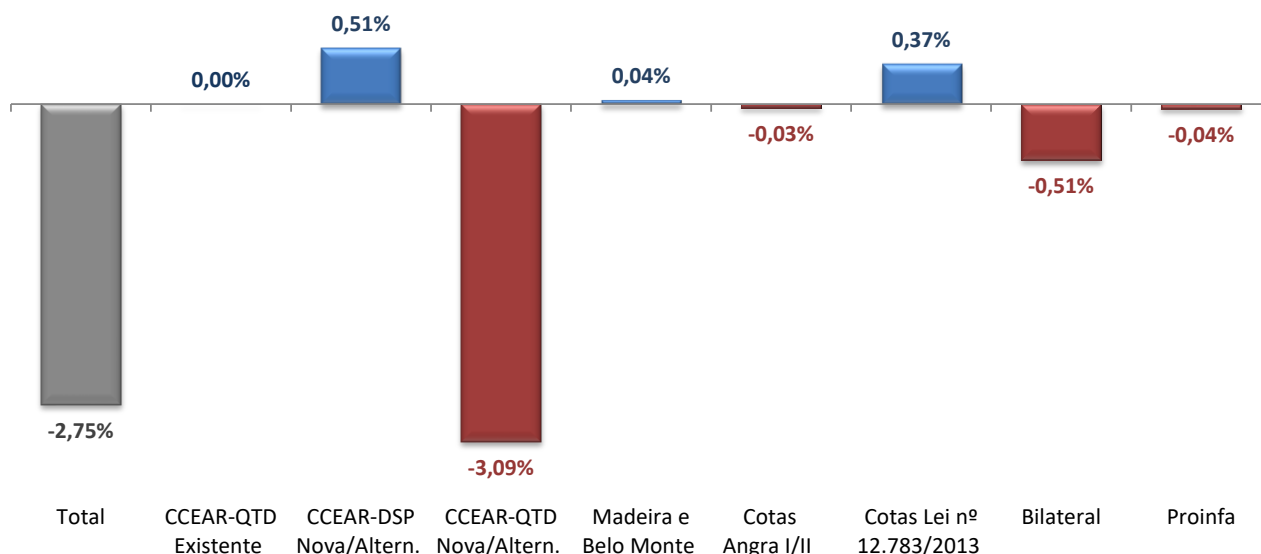


Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL.

35. Por fim, ainda em relação à Parcela A, as **Receitas Irrecuperáveis** sofreram variação de 1,7% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **0,03%** nas tarifas.

Perdas Regulatórias

36. 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.

37. 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 **10,13%** em relação à energia injetada, conforme informado pela STD/ANEEL.

38. Já para as **perdas não técnicas**, a abordagem adotada se baseia na comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. O ponto de partida da trajetória de perdas é estabelecido a partir de uma média ponderada entre a meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da concessionária e a média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela distribuidora nos últimos 3 (três) anos civis. Já 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.

39. Cabe destacar que, na proposta apresentada pela área técnica, 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 2017. Na avaliação da Superintendência, o procedimento em tela 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.

40. Assim, de acordo com o procedimento descrito acima e a aplicação da metodologia de PRORET 2.6 A, foi estabelecido o percentual regulatório de 16,25%, sobre o mercado de baixa tensão medido, para o ano de 2023, o que equivale a 14,91% sobre o mercado de baixa tensão faturado, e meta de 14,91% ao final do ciclo, em 2027, após o ajuste do mercado medido e faturado (1,34%).

41. Cabe destacar que a ERO solicitou que fossem consideradas para a empresa Benchmark, Energisa AC, o percentual de perdas técnicas informado por meio da Nota Técnica nº 120/2023-STD/ANEEL¹⁶, 8,88%, em substituição ao percentual usado em consulta pública, 9,85%, cuja origem remonta à Revisão Tarifária Periódica de 2013. Esse pleito foi acolhido pela STR, tendo em vista que o parâmetro indicado pela STD em sua nota técnica é, de fato, a informação mais atual para estimativa de perdas técnicas da empresa Benchmark.

42. A Tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnicas para a concessionária, segundo a proposta apresentada na Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL:

¹⁶ Documento SIC nº 48552.003099/2023-00.

Tabela 3. Trajetória de Perdas Não Técnicas Regulatórias

Cálculo do Ponto de Partida						
Descrição	PNT					
a. Meta Ciclo Anterior Fatura da	8,33%					
b. Diferença entre Medido e Faturado	1,34%					
c. Meta Ciclo Anterior Medida [a + b]	9,67%					
d. Média Histórico Medida	30,10%					
e. Ponto de Partida Medido	12,22%					
f. Ponto de Partida Faturado [e - b]	10,88%					
Cálculo do Ponto de Chegada						
Descrição	Benchmark					
g. Empresa Benchmark	Energisa AC					
h. Perda Benchmark (PNT/BT)	14,74%					
i. Perda ERO (PNT/BT)	30,10%					
j. Probabilidade de de Comparação	90,18%					
k. Meta	16,25%					
l. Meta Benchmarks	16,25%					
m. Meta utilizada Medida	16,25%					
n. Ponto de Partida (PNT/BT)	16,25%					
o. Meta Ciclo Atual Faturada	14,91%					
Trajetória						
Descrição	Ponto Partida	2023	2024	2025	2026	2027
Trajetória PNT/BT	16,25%	16,25%	16,25%	16,25%	16,25%	16,25%
Velocidade de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Limite de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PNT/BT Medido Regulatório	16,25%	16,25%	16,25%	16,25%	16,25%	16,25%
Diferença entre Medido e Faturado	1,34%	1,34%	1,34%	1,34%	1,34%	1,34%
PNT/BT Faturado Regulatório	14,91%	14,91%	14,91%	14,91%	14,91%	14,91%
PT/ Einjetada Regulatório	10,13%	10,13%	10,13%	10,13%	10,13%	10,13%

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

43. Quanto ao referencial regulatório de perdas não técnicas, apresentarei, em seção específica deste Voto, uma análise complementar à proposta apresentada pela área técnica.

II.1.2 Parcela B

44. A **Parcela B**, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa parcela trata dos custos com a atividade de distribuição e compreende os custos eficientes de administração, operação e manutenção, e o custo anual dos ativos, que reflete os investimentos prudentes realizados pela distribuidora.

45. A **Parcela B** da ERRO representa 41,3% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de 22,3%, o que produziu um impacto tarifário de **8,16%**.

46. 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 calculado um intervalo de custos eficientes que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

Custos Operacionais

47. Quanto aos custos operacionais, estes apresentaram uma variação de -12,6%, impactando o efeito médio em -2,64%. Conforme mencionado anteriormente, a área técnica considerou a retirada da flexibilização dos custos operacionais, conforme previsto na Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima do Contrato de Concessão nº 2/2018. Assim, a flexibilização remanescente atualmente presente no PMSO, calculada pela STR no valor total de R\$ 62,89 milhões, está sendo excluída da cobertura tarifária, conforme tabela apresentada abaixo.

Tabela 4. Retirada da flexibilização dos custos operacionais

Descrição	Valor
Receita de Parcela B no Ano Teste (Receita Verificada)	856.909.108
Custos Operacionais da Última Revisão com Ajustes	360.817.652
VPB da Última Revisão com Ajustes	646.779.810
Componente T da Última Revisão (TRev)	0,00%
Fator $(1-TRev)N-1$	100,00%
Receita de Custos Operacionais no Ano Teste - com flexibilização	478.042.029
Flexibilização do PMSO nas tarifas vigentes (13,16%)	62.887.234
Receita de Custos Operacionais no Ano Teste- sem flexibilização)	415.154.795

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

48. Esse movimento contribuiu individualmente para a redução do custo operacional em 13,2%. A partir do valor resultante da retirada da flexibilização, a aplicação da metodologia indicou que a parcela de custos operacionais remanescentes e atualmente presentes nas tarifas, no valor de R\$ 415.154.795 está abaixo do limite inferior definido pelo método de benchmarking, de R\$ 423.239.223, o que indicou uma trajetória de aumento de custos desses custos ao longo do ciclo, a uma razão de 0,39% ao ano, o que indicou, por sua vez, uma componente T do Fator X, incidente sobre o total da Parcela B, de -0,162%.

49. O gráfico abaixo indica esses efeitos:

Gráfico 2. Efeito da Retirada da flexibilização dos custos operacionais



Gráfico 3. Efeito da Retirada da flexibilização dos custos operacionais

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

50. No que diz respeito à definição do novo referencial de custos operacionais regulatórios, apresentarei, em seção específica deste Voto, tal qual no caso das perdas não técnicas, uma análise complementar à proposta apresentada pela área técnica.

Custo Anual dos Ativos

51. 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.

52. No que diz respeito à **remuneração do capital**, houve variação de 72,7% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 6,82%. A variação se deve principalmente ao incremento da Base de Remuneração Líquida identificado, em vista dos investimentos realizados pela ERO nesse mesmo período, conforme gráfico abaixo.

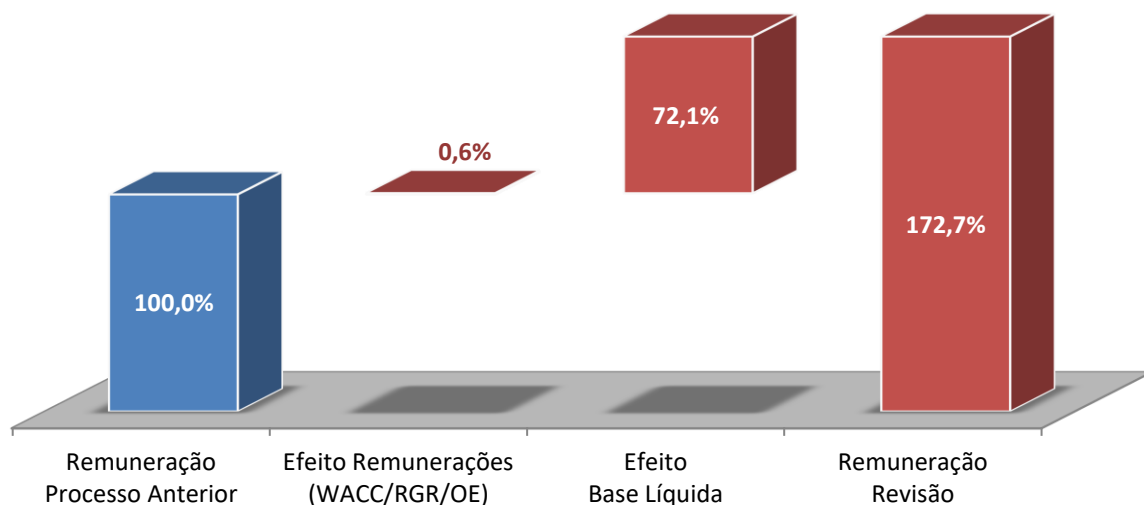


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

53. A **quota de reintegração regulatória** variou em 47,9% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 2,21% nas tarifas. Esse resultado decorre, especialmente, da nova taxa base de remuneração bruta. O Gráfico abaixo demonstra o efeito informado.

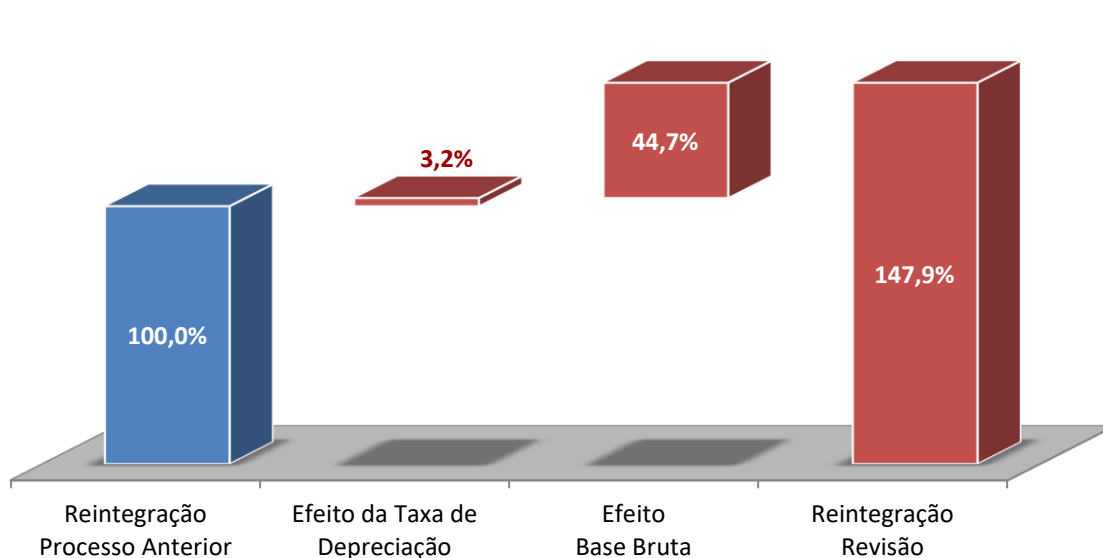


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre a quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

54. A cobertura para **anuidades** variou 32,8% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,86% na revisão. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração

regulatória e da redução da taxa de remuneração regulatória (WACC), variáveis das quais o cálculo das anuidades depende.

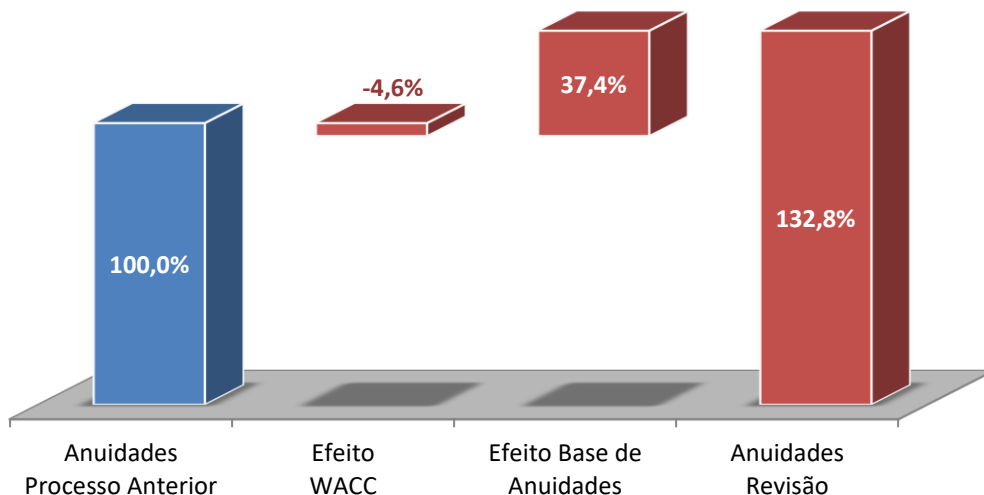


Gráfico 6. Efeito da revisão sobre as anuidades

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

55. Os valores arrecadados de **Ultrapassagem de Demanda (UD)** e **Excedente de Reativos (ER)**, são subtraídos da Parcela B. Os valores em questão foram computados juntamente com **Outras Receitas (OR)**, o que justifica o impacto nas tarifas de **-0,20%**.

II.1.3 Componentes Financeiros

56. Quanto aos **componentes financeiros**, estes não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras. A Tabela 4 resume os componentes financeiros incluídos nesta revisão da ERO, os quais contribuíram com o efeito de **0,14%** na atual revisão da ERO

Tabela 5. Componentes Financeiros na RTP da ERO

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	8.024.408	0,35%
CVA em processamento - Transporte	17.168.128	0,75%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	32.675.487	1,43%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(3.540.399)	-0,16%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(4.551.435)	-0,20%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	8.619.470	0,38%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(16.813.373)	-0,74%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(2.660.853)	-0,12%
Sobrecontratação/exposição de energia	(39.690.227)	-1,74%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	242.368	0,01%
Previsão do Risco Hidrológico	74.739.084	3,28%
Reversão do Risco Hidrológico	(60.696.901)	-2,66%
Crédito de PIS/COFINS	(13.345.760)	-0,59%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	8.790.662	0,39%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores	(2.007.889)	-0,09%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício C	(783.434)	-0,03%
Financeiro CDE Eletrobras	(3.025.387)	-0,13%
Total	3.143.949	0,14%

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

57. Dos componentes financeiros relacionados, destacam-se os valores da CVA e do resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo, que totalizam impacto de 2,54% e - 1,74%, respectivamente.

58. A respeito dos créditos de PIS e COFINS, decorrentes da Lei nº 14.385/2022, no caso específico da Energisa Rondônia, está sendo considerado o valor de R\$ 13,35 milhões, cujo impacto no efeito médio é de -0,59%. Esse cálculo considera os créditos já revertidos no processo tarifário de 2022, bem como o valor remanescente, já em fase final de compensação junto à Receita Federal.

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

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

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

61. O **Componente Pd** procura refletir os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta fase da Revisão foi de **1,262%**.

62. 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. De acordo com a proposta da área técnica, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está abaixo do limite inferior do intervalo de eficiência definido pelo método de benchmarking, fato que enseja o estabelecimento de uma trajetória crescente até que a cobertura atinja a meta definida. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da ERO foi de **-0,162%**.

63. 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 **-1,513%**. 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.

64. Assim, o valor do **Fator X** a ser utilizado nos reajustes da ERO, até a próxima revisão tarifária, considerará o componente T de -0,162%, sendo que os componentes Q e Pd serão calculados em cada processo de reajuste.

65. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 7 e 8¹⁷.

¹⁷ No Gráfico 7, 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 8, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias do ICMS, do PIS e da COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

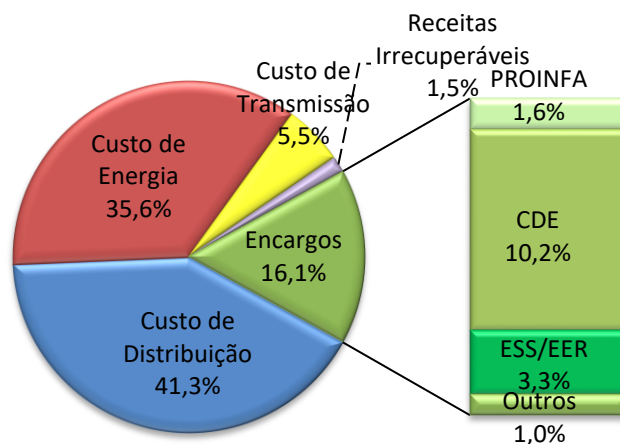


Gráfico 7. Composição da receita sem tributos

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

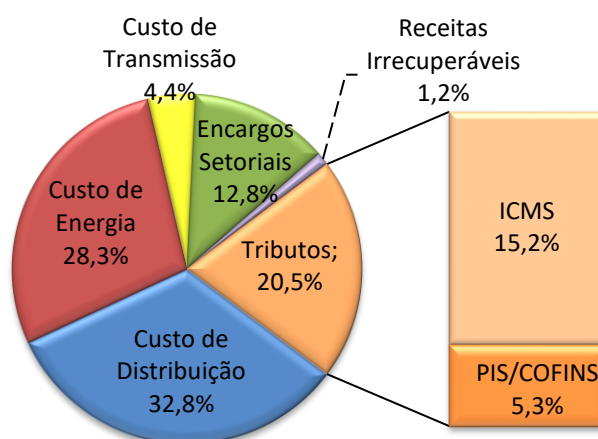


Gráfico 8. Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

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

66. A Tabela abaixo ilustra a diferença no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da CP e o resultado da revisão tarifária, nos termos da NT nº 160/2023-STR/ANEEL.

Tabela 6. Comparação da Proposta da CP 033/2023 e o resultado da revisão, conforme NT 160/2023-

STR/ANEEL.

Descrição	CP 033 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Diferença
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1,11%	0,16%	-0,95%
Encargos Setoriais	3,51%	3,01%	-0,49%
Custos de Transmissão	-0,05%	-0,13%	-0,08%
Custo de Aquisição de Energia	-2,38%	-2,75%	-0,37%
Receitas Irrecuperáveis	0,03%	0,03%	0,00%
PARCELA B	9,74%	8,16%	-1,57%
Reposicionamento Tarifário	10,84%	8,32%	-2,52%
Componentes Financeiros do Processo Atual	2,88%	0,31%	-2,57%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	2,46%	3,12%	0,66%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	16,18%	11,74%	-4,44%

Fonte: Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL

67. A diferença de -1,57% referente à **Parcela B** decorreu, principalmente, da atualização dos custos de ativos reconhecidos no cálculo, após resultado da fiscalização da base de remuneração regulatória pela SFF, e da variação verificada de mercado, quando comparado ao projetado para a fase de CP.

68. Quanto aos componentes financeiros, a diferença foi de -2,57%, especialmente afetados pelo resultado dos cálculos da CVA em processamento, pela Neutralidade dos Itens da Parcela A e pela sobrecontratação/exposição de energia.

II.1.6 Análise complementar da definição dos referenciais regulatórios de perdas não-técnicas e custos operacionais

69. Durante a Consulta Pública nº 33/2023, a Energisa Rondônia apresentou contribuições a respeito dos novos referenciais regulatórios de perdas não técnicas e PMSO que serão definidos na revisão em curso, tendo em vista a retirada dos percentuais transitórios flexibilizados, prevista em seu Contrato de Concessão.

70. 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.

71. De antemão, destaco que não concordo com o pleito de transição gradual da retirada das flexibilizações ao longo do ciclo tarifário, como sugere a Energisa Rondônia, entretanto realizei uma

análise complementar dos resultados decorrentes da imediata desconsideração de todos os efeitos da transição, a qual apresento a seguir.

Contextualização das flexibilizações dos parâmetros regulatórios das distribuidoras Designadas, autorizadas pela Portaria MME nº 346/2017

72. Inicialmente, cabe resgatar o contexto em que ocorreu a flexibilização dos parâmetros regulatórios no período de designação. A motivação para a concessão dessa flexibilização, em 2017, para as distribuidoras então designadas¹⁸, surgiu a partir da constatação do grave desequilíbrio das distribuidoras da Eletrobras e dos desafios ao atendimento de parâmetros regulatórios nessas áreas de concessão. O objetivo primordial dessa média foi permitir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão a ser licitada, visando, assim, viabilizar o processo licitatório de maneira eficaz.

73. A premissa foi de que qualquer novo concessionário, por mais eficiente que fosse, precisaria de algum tempo para ajustar o nível de perdas e custos operacionais aos referenciais regulatórios da ANEEL.

74. Assim, em janeiro de 2017, a Portaria nº 23 revogou a realização das Revisões Tarifárias das Distribuidoras Designadas, previstas para 2017, e motivou a necessidade de discussão do procedimento a ser adotado com relação aos parâmetros que seriam definidos nessas revisões.

75. Por sua vez, a Portaria 346/2017, estabeleceu que no processo tarifário do ano de 2017, 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 das Concessões a serem licitadas nos termos do art. 8º da Lei n. 12.783/2013.

76. Após a realização da Audiência Pública nº 32/2017, que resultou na REH 2.349/2017, foram homologados os parâmetros regulatórios flexibilizados a serem utilizados nos processos tarifários das Distribuidoras Designadas, definidas nos termos da Resolução Normativa nº 748/2016. Abaixo transcrevo o art. 5º da citada REH:

*“Art. 5º Os valores das Tabelas 1, 2, 3 e 4 **vigorarão** até a 1ª Revisão Tarifária ordinária das concessionárias, **quando serão reavaliados.**” (h.n.)*

¹⁸ Instituídas pelas Portarias do Governo

77. Importa ressaltar que o valor flexibilizado de perdas não técnicas foi definido a partir do ponto médio entre a perda real e a perda regulatória observada para o ano de 2016, conforme proposto na Nota Técnica nº 175/2017-SRM/SGT/SRD/SFF/ANEEL. A mesma lógica foi empregada para a flexibilização dos custos operacionais.

78. A CLÁUSULA VIGÉSIMA dos Contratos de Concessão oriundos dos processos de licitação das distribuidoras designadas estabeleceu as diretrizes do regime tarifário diferenciado e transitório, que refletia os condicionantes conjunturais aos quais estavam submetidas as empresas, decorrentes dos seus históricos de gestão. No caso da Energisa Rondônia, o Contrato de Concessão nº 02/2018 assim estabeleceu:

“CLÁUSULA VIGÉSIMA – DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

[...]

Subcláusula Terceira - *No período entre a data de assinatura do contrato e a primeira 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 96,62% 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 19,99% 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)*

[...].”

79. O entendimento estabelecido no voto de fechamento da AP 94/2016, que aprovou as minutas dos referidos Contratos, foi de que “uma vez superado esse período inicial, essas concessionárias

deverão estar submetidas ao mesmo modelo de contrato das demais concessionárias que optaram pela prorrogação dos seus contratos”.

80. Portanto, após esse período, na primeira Revisão Tarifária Ordinária após a assinatura do contrato, as diretrizes da Cláusula Sexta (que trata das tarifas aplicáveis na prestação do serviço) devem ser aplicadas, o que resulta na aplicação do regime convencional, qual seja, aquele regido pelos procedimentos descritos no PRORET.

81. Assim, o objetivo da expressão “desconsiderando quaisquer efeitos”, presente no Parágrafo Terceiro da Cláusula Vigésima visa garantir a não perpetuidade dos efeitos da flexibilização tarifária, sem a possibilidade de extensão dos seus efeitos para além da Primeira Revisão Tarifária Ordinária.

82. A implementação da retirada dos efeitos decorrentes dos percentuais transitórios resulta, tanto no caso dos custos operacionais como das perdas não técnicas, resulta no estabelecimento de um ponto de partida, de uma nova meta e, possivelmente, de uma trajetória de ajuste (via componente T do fator X para os custos operacionais e mediante uma variação decrescente linear para as perdas).

83. Nesse contexto, apesar da flexibilização temporária dos custos operacionais e das perdas não técnicas compor parte integrante da tarifa durante o período de transição, com o fim desse regime tarifário diferenciado, o retorno à aplicação do regime disposto na Cláusula Sexta pressupõe a exclusão integral da parcela flexibilizada, tratando-a como se fosse um componente tarifário independente.

84. Essa maneira de retirada conduz a parcela remanescente de custos operacionais para o valor regulatório definido na última revisão tarifária ordinária dessas concessionárias, realizada em 2013, e faz com que a meta regulatória de perdas não técnicas estabelecida também nessa revisão de 2013 se torne a meta vigente, para fins de determinação do novo ponto de partida.

85. No caso específico da Energisa Rondônia, a aplicação desse procedimento de retirada das flexibilizações conduz a movimentos e valores dos novos pontos de partida regulatórios de PMSO e perdas não técnicas que, no meu entendimento, necessitam de uma reavaliação mais aprofundada e crítica.

86. Compreendo que a possibilidade de reavaliação desses parâmetros iniciais não contaria a diretriz da retirada integral da flexibilização previsto no Contrato, a qual defendo, e coaduna com o disposto no art. 5º da REH 2.349/2017, transcrito anteriormente.

87. Diante dessas considerações, proponho uma reavaliação do ponto de partida resultante da aplicação da Cláusula Sexta e do PRORET no cálculo das perdas não técnicas e custos operacionais regulatórios, após a retirada integral das flexibilizações transitórias.

Análise Complementar das Perdas Não Técnicas e Proposta de Encaminhamento

88. Com a retirada dos percentuais transitórios flexibilizados de perdas não-técnicas, passa-se a se aplicar as regras previstas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão nº 2/2018, a qual prevê a consideração do nível de perdas de energia elétrica do sistema de distribuição a partir de uma análise de eficiência, considerando o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis e as características da área de concessão da distribuidora, conforme Subcláusula Sétima reproduzida abaixo.

Subcláusula Sétima – A forma de cálculo dos níveis regulatórios ou os níveis regulatórios das perdas de energia elétrica do sistema de distribuição serão estabelecidos nas revisões tarifárias ordinárias a partir de análise de eficiência, que deverá levar em consideração, quando cabível, o desempenho das concessionárias de distribuição de energia elétrica comparáveis e as características da área de concessão da DISTRIBUIDORA. Os níveis regulatórios de perdas de energia elétrica na Rede Básica serão definidos a cada reposicionamento tarifário a partir dos níveis observados nos últimos doze meses com informações disponíveis.

Fonte: Cláusula Sexta do Contrato de Concessão nº 02/2018

89. A metodologia aplicável, constante no Submódulo 2.6 A, define que o potencial de redução (meta) de perdas não técnicas de uma determinada concessionária é estabelecido pelos seus benchmarks – concessionárias que possuem menor índice de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.

90. Essa meta corresponderá ao valor regulatório de perdas não-técnicas ao final do ciclo da revisão em curso, podendo ser alcançada por meio de uma trajetória linear decrescente a partir do ponto de partida, aplicada a cada reajuste subsequente, ou tratada como uma meta fixa até a próxima revisão tarifária.

91. O cálculo da meta envolve uma média entre a perda recente praticada pelo benchmark e a perda recente praticada pela própria concessionária. Essa ponderação leva em consideração a probabilidade de comparação entre elas: Quanto maior a probabilidade de comparação, maior o peso atribuído a perda praticada pelo benchmark, reduzindo a influência da perda praticada pela própria concessionária.

92. Com o término da vigência dos percentuais transitórios flexibilizados de perdas não-técnicas, a aplicação dessa metodologia para a definição da meta na presente revisão da ERO indica que o benchmark com a maior probabilidade de comparação, de 90,18%, é a Energia Acre. Isso resultou em uma meta de perdas não técnicas para a ERO de 14,91% sobre o mercado faturado.

93. Por sua vez, o ponto de partida corresponde ao valor referencial de perdas não técnicas para o ano tarifário imediatamente anterior ao da revisão e depende, fundamentalmente, **da meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da empresa**, conforme equação abaixo:

$$P.P.(i) = 87,5\% * P_{CicloAnterior}(i) + 12,5\% P(i) \quad (7)$$

onde:

P.P(i): Ponto de Partida de perdas não técnicas da empresa i [%];

P_CicloAnterior(i): Meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifária anterior da empresa i; e

P(i): média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

Fonte: Submódulo 2.6 A do PRORET

94. No caso da ERO, a aplicação da fórmula acima para o estabelecimento do ponto de partida das perdas não-técnicas da presente revisão **utiliza a meta estabelecida em sua última revisão tarifária, realizada em 2013**, a partir de uma metodologia concebida em 2011, na vigência do terceiro ciclo de revisões, e que fez uso de dados de 2006 a 2010. A meta estabelecida nessa revisão de 2013 apontava que o benchmark para a ERO (então CERON) seria a COELCE (atual Enel CE), o que originou uma meta de 8,33% sobre o mercado faturado de baixa tensão.

95. Portanto, esse percentual de 8,33% é o valor que a metodologia atual indica que deve ser aplicado à fórmula acima, com peso de 87,5%, para a obtenção do ponto de partida das perdas da ERO na presente revisão. O ponto de partida resultante, que também considera a média das perdas da ERO nos últimos 3 anos, com peso de apenas 12,5%, ficou em 10,88%

96. Chega-se então uma situação em que o ponto de partida apontado pela metodologia, de 10,88%, é bastante inferior à meta estabelecida a partir do benchmark, de 14,91%. Para esses casos, a metodologia propõe um ajuste padrão, de modo que se passa a adotar a meta já como ponto de partida, sem qualquer trajetória.

97. Assim, considerando esse ajuste padrão, o valor proposto pela área técnica é uma perda fixa, de 14,91%, durante todo o ciclo.

98. Partindo de uma reflexão crítica em relação a esse resultado, poder-se-ia imaginar que uma meta muito acima do valor do ponto de partida corresponderia a uma situação de um benchmark não tão eficiente no combate as perdas, ou de uma baixa probabilidade de comparação, caso em que a própria perda recente praticada pela concessionária se tornaria determinante no estabelecimento da meta.

99. Vejamos se essas hipóteses em relação ao benchmark se configuram no presente caso: Conforme mencionado anteriormente, a probabilidade de comparação com a Energisa Acre - EAC, resultante da metodologia, foi de 90,18%, de modo que a contribuição do valor da perda da EAC tem um peso de 90% na definição do valor da meta de perda da ERO. Portanto, descarta-se a hipótese da baixa probabilidade de comparação.

100. Em relação à eficiência do benchmark no combate às perdas, reproduzo no gráfico abaixo, retirado da planilha de cálculo de perdas não-técnicas disponibilizada na Consulta Pública nº 32/2023¹⁹, a evolução das perdas não técnicas reais e regulatórias da EAC desde 2010.

¹⁹ Referente ao processo de Revisão Tarifária da Energisa Acre

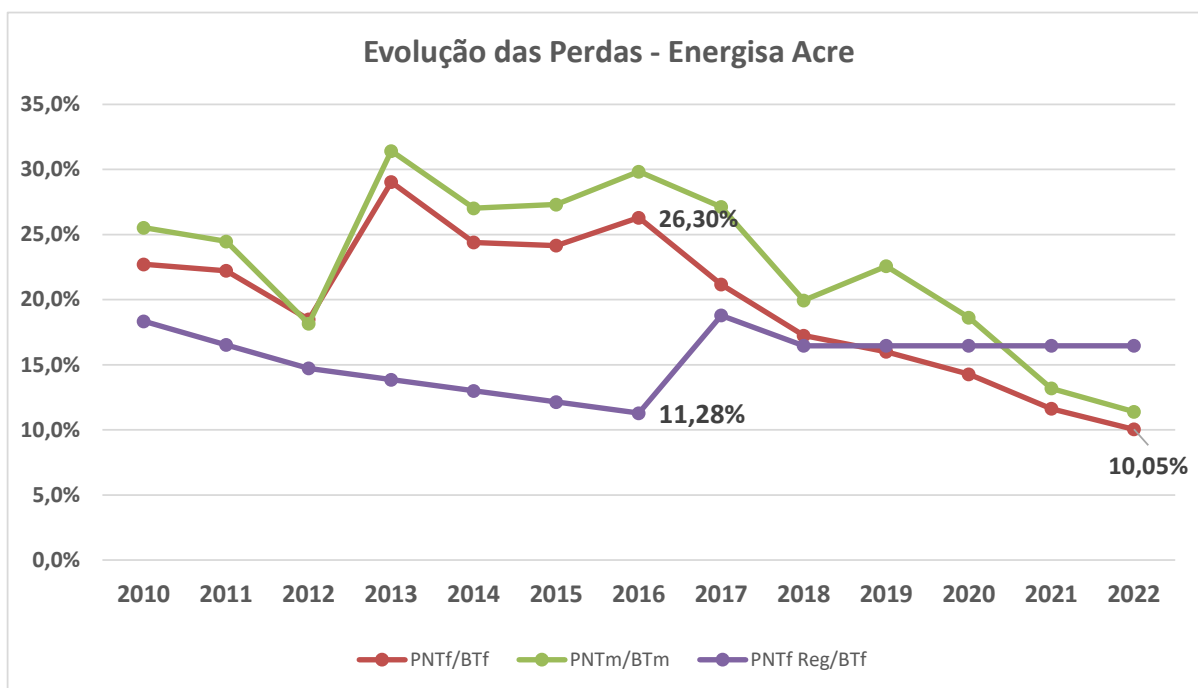


Gráfico 9. Evolução das perdas não técnicas da Energisa Acre

Fonte: Planilha de cálculo de perdas não técnicas disponibilizada na CP 32/2023

101. A partir dos dados apresentados, evidencia-se que a Energisa Acre teve uma performance excepcional no combate às perdas nos últimos anos, passando de um percentual real de 26,29% em 2016, ano de designação, para 10,05% em 2022, valor este inferior, inclusive, ao percentual regulatório anterior à flexibilização, que era de 11,28%.

102. Portanto, verifica-se que o benchmark utilizado para o estabelecimento das perdas não técnicas da Energisa Rondônia possui uma alta probabilidade de comparação e foi altamente eficiente no combate às perdas nos últimos anos.

103. Tal constatação, levaria naturalmente a crer, que a meta estabelecida para a Energisa Rondônia por si só representaria um desafio significativo, correspondendo a uma forte sinalização regulatória no sentido do aumento da eficiência. E é exatamente isso que se observa: apesar da trajetória decrescente de perdas não técnicas praticadas pela ERO desde assunção do grupo Energisa, a perda mais recente registrada pela empresa em 2022 foi de 23,79%, valor este distante do seu benchmark.

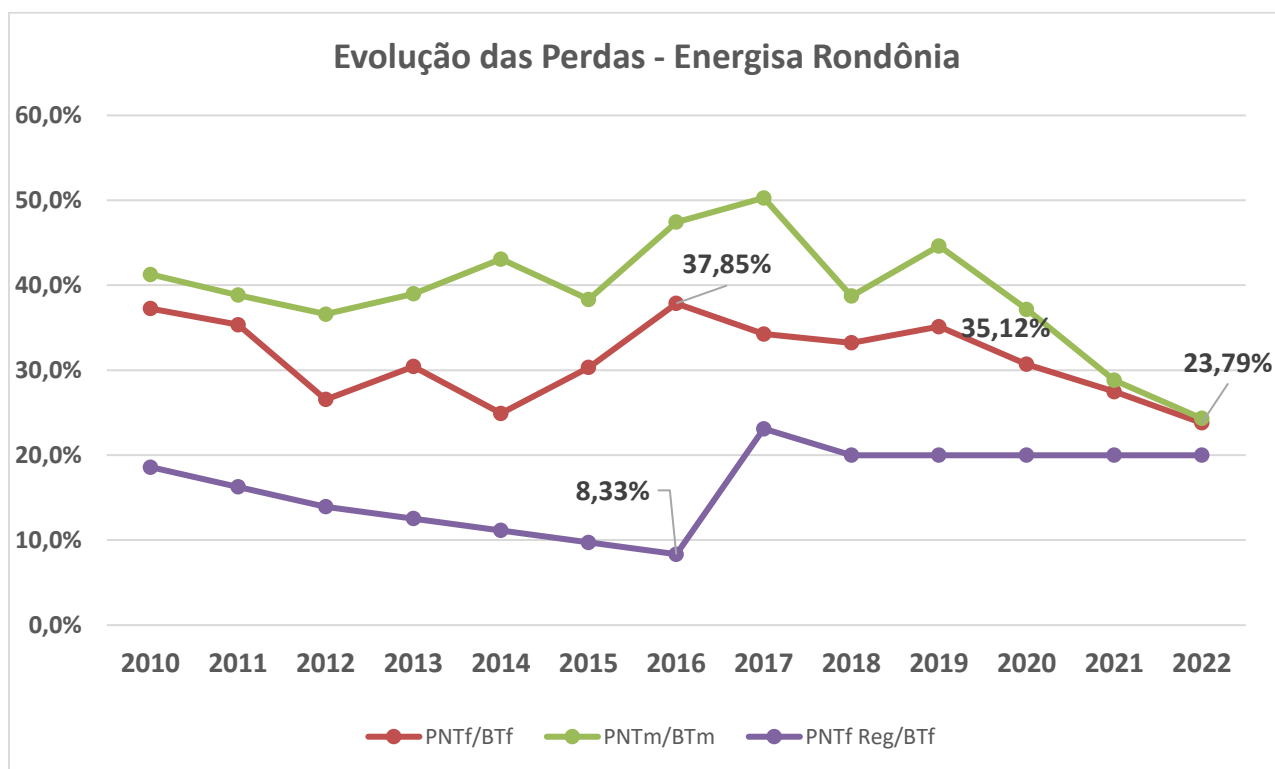


Gráfico 10. Evolução das perdas não técnicas da Energisa Rondônia
Fonte: Planilha de cálculo de perdas não técnicas da Energisa Rondônia

104. Todavia, o valor indicado pela metodologia como adequado para o ponto de partida das perdas da ERO, 10,88%, é bastante inferior a um valor de meta que, como já dito, provém de uma área de concessão que se mostrou extremamente eficiente no combate às perdas nos últimos anos.

105. Assim, em minha avaliação, o ponto de partida sinalizado pela metodologia corresponde a um valor não factível para a realidade da concessão, de modo que me aprofundi no tema para melhor investigar esse resultado.

106. Como já abordado, o valor flexibilizado de perdas não técnicas foi definido a partir do ponto médio entre a perda real observada e a perda regulatória definida para o ano de 2016. Diante disso, procedi a uma análise comparativa da situação das distribuidoras no ano de designação.

107. A seguir reproduzo os valores das perdas reais em 2016, e das metas regulatórias correspondentes para o mesmo ano, conforme estabelecidas nas revisões de 2013, para aquelas concessionárias designadas em 2016 que não tiveram, posteriormente, referenciais regulatórios de perdas não técnicas estabelecidos por Lei.

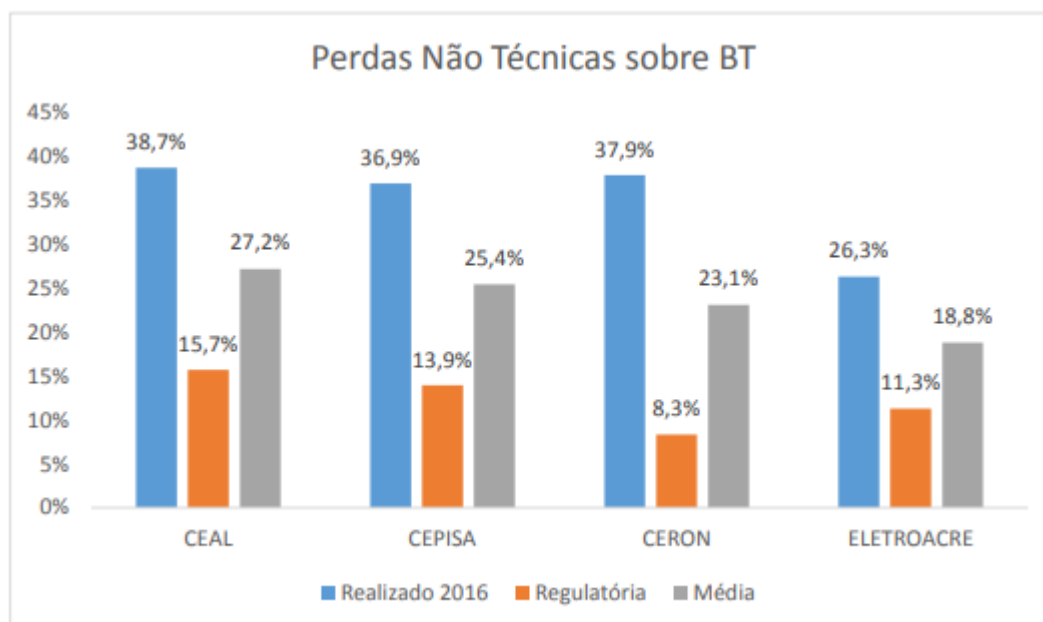


Gráfico 11. Perdas não técnicas reais e regulatórias sobre BT quando da designação

Fonte: Nota Técnica nº 175/2017-SRM/SGT/SRD/SFF/ANEEL

108. A partir desse gráfico, percebe-se que a metodologia à época da revisão tarifária de 2013, imputou um sinal regulatório notadamente mais expressivo à ERO em comparação às demais concessionárias. Nesse contexto, relação entre a perda real e a perda regulatória para essas concessionárias, à época da designação, era a seguinte:

Tabela 7. Relação entre a perda real e a perda regulatória no ano da designação

Empresa	Perdas Reais 2016	Meta regulatória 2016	Relação Real/Regulatório
CEAL	38,69%	15,67%	246,90%
CEPISA	36,89%	13,93%	264,82%
CERON	37,85%	8,33%	454,38%
ELETROACRE	26,30%	11,28%	233,16%

109. Constata-se que, com exceção da CERON, as demais concessionárias apresentavam, no momento da designação, uma relação entre Perda Real e a Regulatória bastante similar. No entanto, para a CERON, essa relação correspondia praticamente ao dobro das demais. Essa disparidade é explicada tão somente pelo seu referencial regulatório à época, de 8,33%, demasiado baixo em comparação com as demais.

110. Tal referencial, como já mencionado, foi obtido a partir da aplicação da metodologia em vigor durante a Revisão Tarifária de 2013, que indicou que o benchmark para a CERON era a COELCE, uma

concessionária que, comprovadamente, praticava níveis baixos de perdas naquele momento, mesmo estando situada em uma área considerada mais complexa segundo a metodologia.

111. Já na presente revisão, a metodologia indica que o benchmark atual da ERO é a Energisa Acre. Partindo do pressuposto de que a metodologia atual de perdas utiliza de dados atualizados, mais aderentes à realidade, e proporciona uma segurança satisfatória na identificação da Energisa Acre como benchmark atual para a Energisa Rondônia, realizei simulações para determinar qual deveria ser a perda regulatória da Energisa Rondônia, no ano de designação, para que fosse obtida a mesma relação Real/Regulatório da Energisa Acre.

112. O resultado obtido foi de 16,23%, conforme demonstrado abaixo:

Tabela 8. Meta regulatória para a ERO que em 2016 igualaria a relação entre as Perdas reais e Perdas regulatórias da ERO e da EAC

Empresa	Perdas reais 2016	Meta regulatória 2016	Relação Real/Regulatório original	Meta regulatória 2016 ajustada	Nova Relação Real/Regulatório
CERON	37,85%	8,33%	454,38%	16,234%	233,16%
ELETROACRE	26,30%	11,28%	233,16%	N/A	233,16%

113. De maneira complementar, a título de exercício, reproduzi, para o momento atual, utilizando os dados mais recentes de perdas, a métrica utilizada na ocasião da flexibilização, em 2016, de maneira a encontrar o ponto médio entre a perda real de 2022 e meta regulatória de 8,33%. O resultado obtido foi de 16,15%, muito próximo ao resultado encontrado na simulação anterior.

Tabela 9. Ponto médio entre perdas reais atuais e meta estabelecida na última revisão

Empresa	Perdas Reais 2022	Meta regulatória 2016	Ponto médio
CERON	23,97%	8,33%	16,15%

114. A partir desses estudos, concluí que a meta de perdas não técnicas estabelecida para a ERO em 2013, notadamente mais severa do que a de seus pares à época, quando aplicada à revisão em curso para a determinação do ponto de partida dos novos referenciais regulatórios, penaliza demasiadamente a concessionária.

115. Assim, proponho uma reavaliação do ponto de partida de perdas não técnicas, a partir de um ajuste na meta de perdas oriunda da revisão tarifária de 2013 utilizada na fórmula. Essa meta seria elevada de 8,33% para 16,23%, um valor que refletiria uma situação de igualdade na relação entre Perda

Real/Regulatória entre a Energisa Rondônia e a Energisa Acre (seu atual benchmark), no momento da designação. Assim, quando esse referencial ajustado é aplicado na fórmula, o resultado é um ponto de partida de 17,80%.

116. Tal proposta eleva o valor do ponto de partida das perdas não técnicas e introduz uma trajetória linear decrescente no valor regulatório, culminando na obtenção da meta de 14,91% ao final do ciclo. No meu entendimento, essa proposta representa uma compatibilização entre a manutenção do sinal regulatório de meta, conforme indicada na metodologia atual, e uma reavaliação do ponto de partida, a partir particularidades identificadas para a área de concessão.

117. A seguir, apresento a diferença entre os referenciais propostos pela área técnica e aqueles por mim propostos, bem como a perspectiva de impacto tarifário ao longo do ciclo.

Tabela 10. Comparação das propostas de perdas não técnicas e estimativa de impacto tarifário

Propostas de PNT - Energisa RO	Ponto Partida	2023	2024	2025	2026	2027
Proposta Original da Área Técnica	14,91%	14,91%	14,91%	14,91%	14,91%	14,91%
Proposta da Relatoria	17,80%	17,22%	16,64%	16,06%	15,49%	14,91%
Efeitos tarifários no ciclo	Ponto Partida	2023	2024	2025	2026	2027
Percentual de PNT flexibilizado	N/A	2,31%	1,73%	1,15%	0,58%	0,00%
Efeito em R\$	N/A	14.138.030	10.602.292	7.067.368	3.533.267	0,00
Variação no efeito médio	N/A	0,62%	0,47%	0,31%	0,16%	0,00

118. Verifica-se, portanto, que a alteração proposta no ponto de partida resulta em um impacto tarifário de 0,62% nesta revisão, ao elevar os em 2,31% os referenciais regulatórios de perdas não técnicas para o primeiro ano tarifário. O impacto econômico estimado ao longo do ciclo 2023-2027 é de 35 milhões de reais, o que corresponde a 1,55% da receita anual da concessionária.

Análise Complementar dos Custos Operacionais Regulatórios e Proposta de Encaminhamento

119. A metodologia de custos operacionais, consubstanciada no Submódulo 2.2 A do PRORET, estabelece que a meta de custos operacionais deve alcançada por meio de um ajuste progressivo do componente tarifário dos custos operacionais na Parcela B. Esse ajuste implementado a partir do componente T do Fator X, **partindo dos valores de custos operacionais cobertos pela tarifa vigente.**

120. A interpretação do comando de desconsideração dos efeitos da flexibilização enseja a exclusão integral da parcela flexibilizada como se componente tarifário independente fosse, o que leva a parcela remanescente de custos operacionais para a meta regulatória definida em 2013.

121. Assim, a partir da aplicação desse procedimento, essa parcela remanescente dos custos operacionais passa a ser considerado, para fins metodológicos, o valor de PMSO da tarifa vigente. Isso resulta em uma situação, a meu ver, irrazoável no caso particular da Energisa Rondônia: a nova meta de custos operacionais (R\$ 423,24 milhões), que corresponde ao limite inferior do intervalo de eficiência dos custos operacionais apontado pela metodologia, está acima da parcela remanescente dos custos operacionais sem flexibilizações (416,77 milhões), que será utilizada novo ponto de partida desses custos, conforme a figura abaixo:

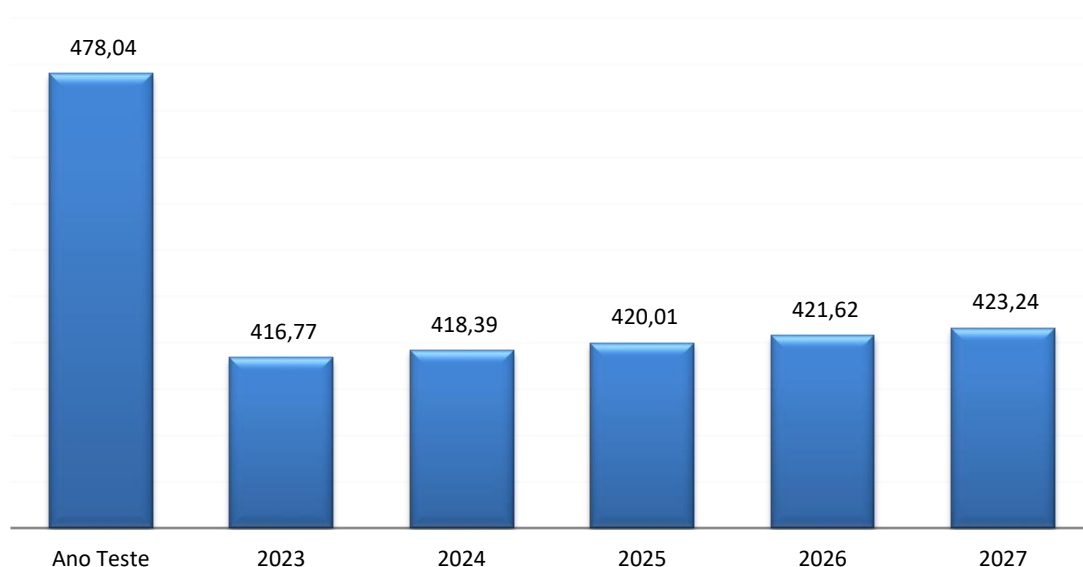


Gráfico 12. Trajetória de custos operacionais proposta para a Energisa Rondônia segundo a NT 160/2023-STR/ANEEL

122. Dessa forma, a metodologia indica uma grande redução na cobertura tarifária de custos operacionais no primeiro ano, como se esperava, mas seguida de uma trajetória gradual ascendente nos anos seguintes, **até que o limite mínimo do intervalo de eficiência seja alcançado**. Ou seja, a proposta reduz a receita para abaixo do limite inferior do intervalo de eficiência, para, em seguida a recompô-la de forma gradual até que esse limite mínimo seja atingido ao final do ciclo.

123. Com base no exposto, vejo que essa redução inicial para o novo ponto de partida é maior do que a razoável, sendo obtida a partir da premissa de que o valor de R\$ 416,77 milhões necessariamente deveria ser adotado para o ponto de partida da nova cobertura tarifária, valor este que corresponde a um patamar regulatório oriundo da revisão tarifária da Energisa Rondônia realizada em 2013.

124. Convém lembrar a defasagem da modelagem regulatória a que está sujeita essa parcela residual dos custos operacionais regulatórios, quando expurgadas as flexibilizações. Esses valores foram obtidos a partir da utilização de metodologia do 3CRTP, a qual se encontra significativamente desatualizada em comparação com a metodologia vigente.

125. A metodologia aplicada em 2013 representou uma transição entre o modelo de Empresa de Referência e os modelos de benchmarking que passaram a ser usados a partir do 4CRTP, sendo mais simples do que a que se adota atualmente. Dessa forma, pode-se inferir que existam limitações quanto, por exemplo, à sua capacidade de refletir adequadamente as condições de operação atuais da região amazônica.

126. Ademais, cabe mencionar que, dentro dos tratamentos excepcionais previstos no contrato das distribuidoras licitadas, estava a realização de uma RTE, que garantia a revisão dos valores de BRR nos primeiros anos da concessão após a privatização. Tal prerrogativa foi inserida contratualmente para possibilitar a captura de eventuais correções nos laudos que precederam o processo de privatização, em função da incerteza com relação aos controles internos do prestador anterior, que poderiam conduzir a uma ausência no cômputo de investimentos e subestimação da tarifa. Tal hipótese foi confirmada na prática, com a constatação de um expressivo volume de ativos caracterizados como sobras físicas.

127. Nesse contexto, é plausível imaginar que a atestada má qualidade da informação nos processos de valoração da BRR possa ter igualmente influenciado os dados fornecidos pelas concessionárias para o cálculo dos custos operacionais regulatórios. Essa constatação sugere a possibilidade de que os custos operacionais estabelecidos em 2013 também estejam subestimados, devido à qualidade insuficiente das informações fornecidas.

128. Dito isso, há indícios de que a parcela correspondente à flexibilização dos custos operacionais, quando da designação, não se prestou apenas ao reconhecimento de ineficiências gerenciais e operacionais das distribuidoras designadas, mas representou uma medida de reequilíbrio em virtude de uma mescla de fatores: a necessidade de atendimento temporário nessas concessões, erros e omissões metodológicas e erros nos dados do passado.

129. Ademais, cabe ressaltar que um dos pressupostos da metodologia dos custos operacionais é o princípio de continuidade. Esse princípio é alcançado por meio da variação gradual da cobertura

regulatória dos custos operacionais, e objetiva a mitigação do impacto das imprecisões inerentes ao método escolhido e às variáveis sob análise, o que permite um período de ajuste para as concessionárias e consumidores. Essas premissas estão estabelecidas na Nota Técnica nº 407/2014-SRE/ANEEL, que deu origem à metodologia atualmente em vigor.

130. A mencionada Nota Técnica ressalta que, apesar da existência de diversas alternativas para o estabelecimento do ponto de partida, a solução representada pela *“cobertura tarifária que a concessionária de fato possui é mais realista e coerente no contexto de definição de uma trajetória”*. Essa abordagem *“contribui para uma transição gradual das tarifas ao longo do ciclo tarifário sem variações bruscas de parcela B”*.

131. Portanto, em minha avaliação, a retirada da totalidade da flexibilização, e o seu simples reposicionamento em um novo ponto de partida oriundo do patamar regulatório estabelecido na Revisão de 2013, envolve também uma avaliação de adequabilidade dos novos valores ao caso concreto.

132. No caso específico da Energisa Rondônia, sob uma perspectiva conservadora, considerando a possibilidade da presença de erros nos dados do passado, bem como em respeito à premissa da continuidade dos custos operacionais previsto na metodologia, avalio que a consideração de um ponto de partida abaixo do limite inferior do intervalo de eficiência indicado pela metodologia vigente necessita de uma adequação.

133. Assim, proponho que, em respeito ao comando contratual que determina a retirada flexibilizações, ao princípio da continuidade dos custos operacionais inerente à metodologia e à possibilidade de reavaliação desse custo prevista no art. 5º da REH 2.349/2017, seja adotada, desde o primeiro ano e para todo o ciclo tarifário, a meta de custos operacionais estabelecida pela metodologia, no valor de R\$ 423,39 milhões. Isso implica em um patamar fixo de custo operacional ao longo do ciclo tarifário, com o correspondente valor do componente T do Fator X sendo igual a zero.

134. A seguir, apresento a diferença entre os referenciais propostos pela área técnica e aqueles por mim propostos, bem como a respectiva previsão de impacto tarifário ao longo do ciclo.

Tabela 9. Comparação das propostas de PMSO e estimativa de impacto tarifário

Propostas de PMSO - Energisa RO	Ano Teste	2023	2024	2025	2026	2027
Proposta da Área Técnica	478.042.029	416.771.680	418.388.566	420.005.452	421.622.338	423.239.223
Proposta da Relatoria	478.042.029	423.239.223	423.239.223	423.239.223	423.239.223	423.239.223
Efeitos tarifários no ciclo	Ano Teste	2023	2024	2025	2026	2027
PMSO flexibilizado (R\$)	N/A	6.467.543,11	4.850.657,33	3.233.771,55	1.616.885,78	-
Aumento do efeito médio	N/A	0,28%	0,21%	0,14%	0,07%	-

135. Verifica-se, portanto, que a alteração proposta resulta em um impacto tarifário de 0,28% nesta revisão, ao elevar os em 6,46 milhões o valor do custo operacional regulatório para o primeiro ano tarifário. O impacto econômico estimado ao longo do ciclo 2023-2027 é de 16,1 milhões de reais, o que corresponde a 0,71% da receita anual da concessionária.

II.1.7 Pedido de Diferimento solicitado pela Energisa Rondônia

136. Conforme já abordado no Relatório do presente Voto, a Energisa RO encaminhou solicitação de diferimento no valor de R\$ 57.800.000,00, com o intuito de contribuir para a mitigação dos impactos tarifários neste ano. Esse diferimento, isoladamente, traz um benefício de redução tarifária de 2,54%.

137. Em que pese a recomendação contida no Acórdão TCU nº 1.376/2022, de que a ANEEL, ao efetivar medidas de diferimento de custos para próximos reajustes tarifários, também realize análises de impactos futuros e de custo-benefício se realizar tais medidas, entendo que, no presente caso, a proposta apresentada pela distribuidora traz consigo o foco no interesse público.

138. Dessa maneira, vejo que a proposta em questão tem o condão de reduzir a pressão tarifária para os consumidores da Região Norte, em uma área de concessão marcada por complexidades socioeconômicas singulares. Além disso, os benefícios decorrentes de uma atenuação tarifária reverberam positivamente em diversas esferas, incluindo a redução da propensão ao furto de energia e a mitigação do impacto de custos na cadeia produtiva local.

139. Importa resgatar a discussão ocorrida na 29ª RPO da Diretoria, realizada em 15 de agosto de 2023, por ocasião da aprovação do diferimento para a Equatorial Pará, na qual os diretores destacaram a importância do interesse público da medida e a discricionariedade da empresa em aceitar uma menor cobertura tarifária em troca de benefícios futuros.

140. Nesse sentido, me rendo ao colegiado e entendo que esses mesmos argumentos, delineados durante a aprovação do diferimento para a Equatorial Pará, podem ser aplicados com igual pertinência para justificar a inclusão do diferimento proposto nas tarifas da Energisa Rondônia

141. Além disso, quanto à preocupação suscitada em relação ao Acórdão TCU nº 1.376/2022, destaco que, na mesma RPO em que ocorreu a aprovação da Revisão Tarifária da Equatorial Pará, a área técnica, na etapa de discussão, esclareceu em manifestação oral, que interpreta os termos do Acórdão como uma recomendação para a realização de análises dos impactos do diferimento, e não como uma determinação de que tal medida deva ser evitada.

II.1.8 Proposta da Relatoria

142. Dessa maneira, solicitei à área técnica que incorporasse aos cálculos apresentados na Nota Técnica nº 160/2023-STR/ANEEL tanto o diferimento solicitado pela distribuidora, como também a alteração do percentual de perdas não técnicas e o valor do custo operacional, conforme propostas apresentadas neste Voto.

143. A tabela abaixo resume o efeito tarifário médio obtido a partir dessas incorporações ao cálculo efetuado pela área técnica:

Tabela 10. Efeito tarifário considerando inclusão do diferimento e alterações nos percentuais de perdas não técnicas e valor do PMSO

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	13,15%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	9,13%
Efeito Médio AT+BT	9,98%

144. A Tabela abaixo ilustra a comparação, por componente de custo, entre o efeito médio a ser percebido pelos consumidores decorrente da proposta apresentada pela área técnica, nos termos da NT nº 160/2023-STR/ANEEL, e aquele da proposta da Relatoria:

Tabela 11. Comparação do resultado da revisão, conforme NT 160/2023-STR/ANEEL, e a proposta da

Relatoria

Descrição	Proposta da NT 160/2023-STR/ANEEL	Proposta da Relatoria	Diferença
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	0,16%	0,74%	0,58%
Encargos Setoriais	3,01%	3,00%	-0,02%
Custos de Transmissão	-0,13%	-0,13%	0,00%
Custo de Aquisição de Energia	-2,75%	-2,13%	0,62%
Receitas Irrecuperáveis	0,03%	0,00%	-0,02%
PARCELA B	8,16%	8,46%	0,30%
Reposicionamento Tarifário	8,32%	9,20%	0,88%
Componentes Financeiros do Processo Atual	0,14%	-2,41%	-2,55%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	3,28%	3,20%	-0,09%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	11,74%	9,98%	-1,76%

145. Além desses movimentos tarifários distintos, a proposta apresentada por esta Relatoria, caso acatada, enseja a aplicação dos percentuais de perdas não técnicas no ciclo tarifário, conforme tabela abaixo:

Tabela 12. Referencial Regulatório para perdas não técnicas para os reajustes de 2023 a 2027, conforme proposta da Relatoria

PNT/BT Faturado Regulatório					
Propostas de PNT - Energisa RO	2023	2024	2025	2026	2027
Proposta da Relatoria	17,22%	16,64%	16,06%	15,49%	14,91%

146. Por fim, o componente T do fator X deve ser estabelecido com valor igual a 0, uma vez que nos custos operacionais sugeridos pela Relatoria não há estabelecimento de trajetória.

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

147. 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 PRODIST²⁰.

²⁰ “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”;

148. A Nota Técnica nº 124/2023-STD/ANEEL apresentou a análise das contribuições encaminhadas à Consulta Pública nº 033/2023 e encaminhou a proposta de limites dos indicadores de continuidade coletivos Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. – Energisa RO, para os anos de 2024 a 2028.

149. Em sua contribuição, a Energisa RO discorre sobre as características da área de concessão, localizada na Amazônia Legal e solicitou flexibilização de limites em 13 dos seus atuais 26 conjuntos.

150. A STD procedeu com uma análise baseada na comparação entre os atributos desses conjuntos e os atributos dos conjuntos dos respectivos clusters e acatou parcialmente as contribuições apresentadas pela distribuidora.

151. Nos Gráficos 13 e 14 são apresentados o histórico de apuração de DEC e FEC, os limites globais propostos pela ANEEL na CP nº 33/2023, a contraproposta da Distribuidora e os limites propostos após a análise das contribuições enviadas. Em relação aos limites globais propostos para os anos de 2024 a 2028, a redução média anual é de 4,75% no DEC e de 7,73% no FEC.

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.”

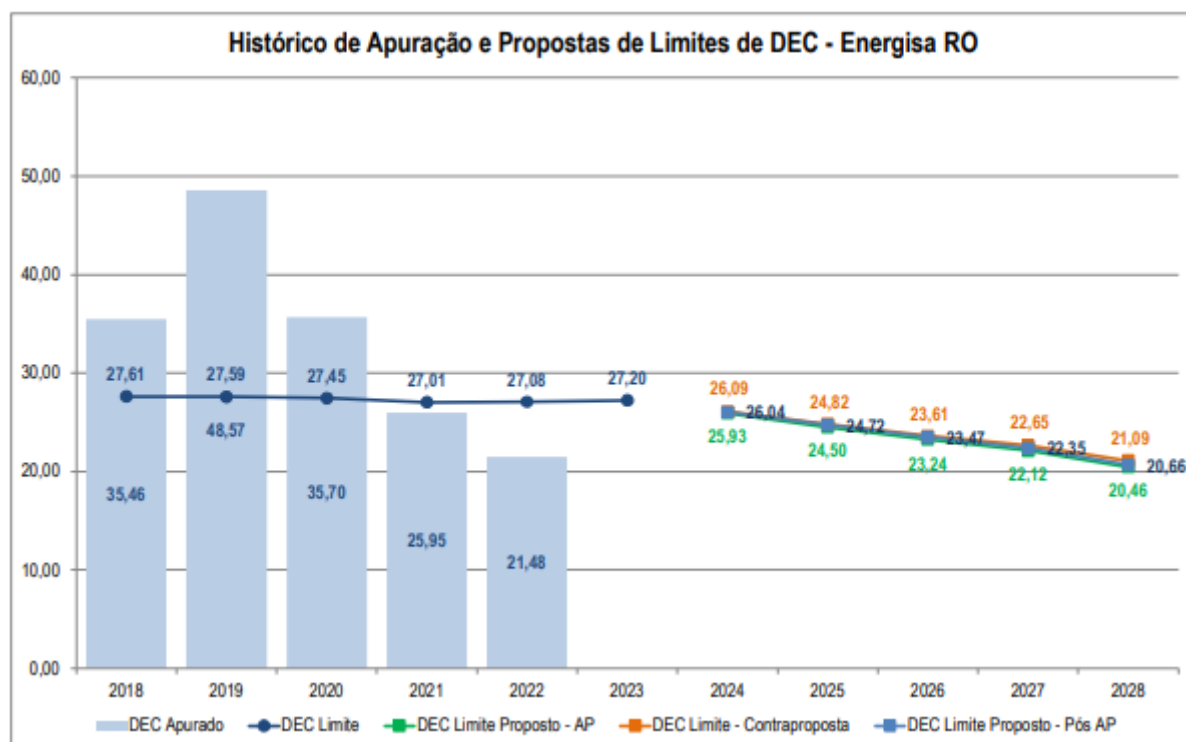


Gráfico 13. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da Energisa RO.
Fonte: Nota Técnica nº 124/2023-STD/ANEEL.

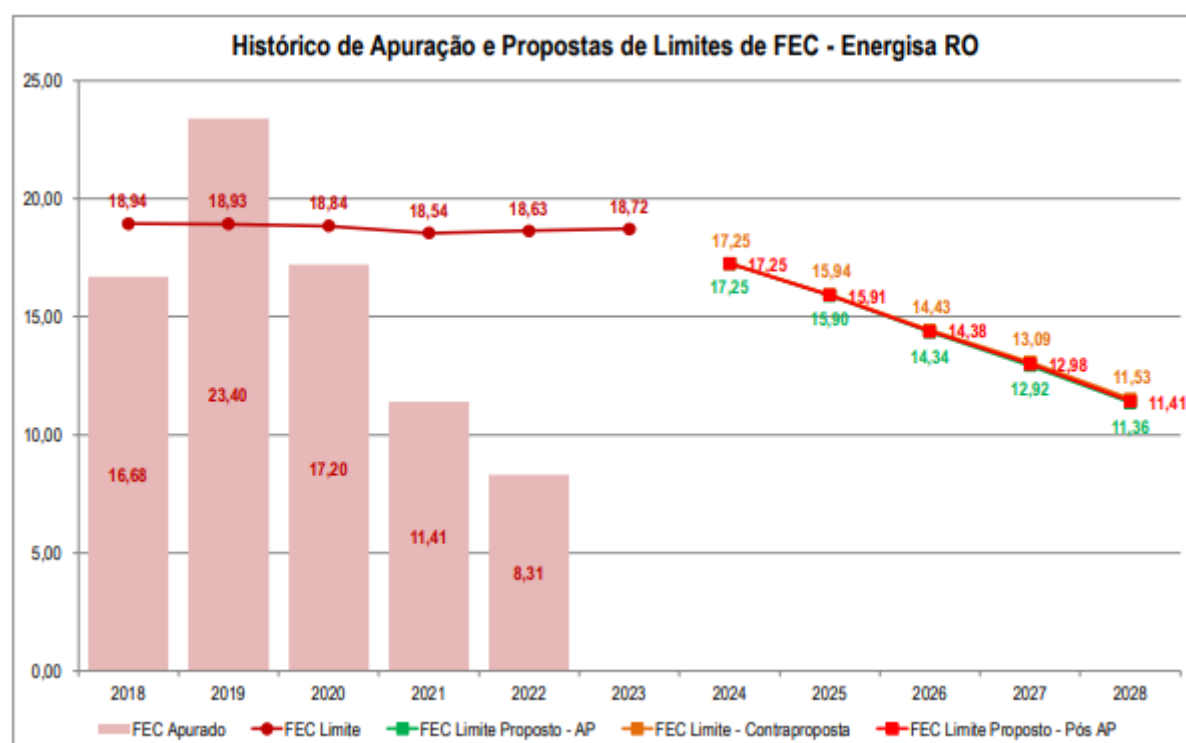


Gráfico 14. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da Energisa RO.
Fonte: Nota Técnica nº 124/2023-STD/ANEEL.

152. Para avaliar a consistência dos limites globais da ERO, apresenta-se, nos Gráficos 15 e 16, uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região Norte. Observa-se que os limites de DEC e FEC da ERO estão entre os menores da região.

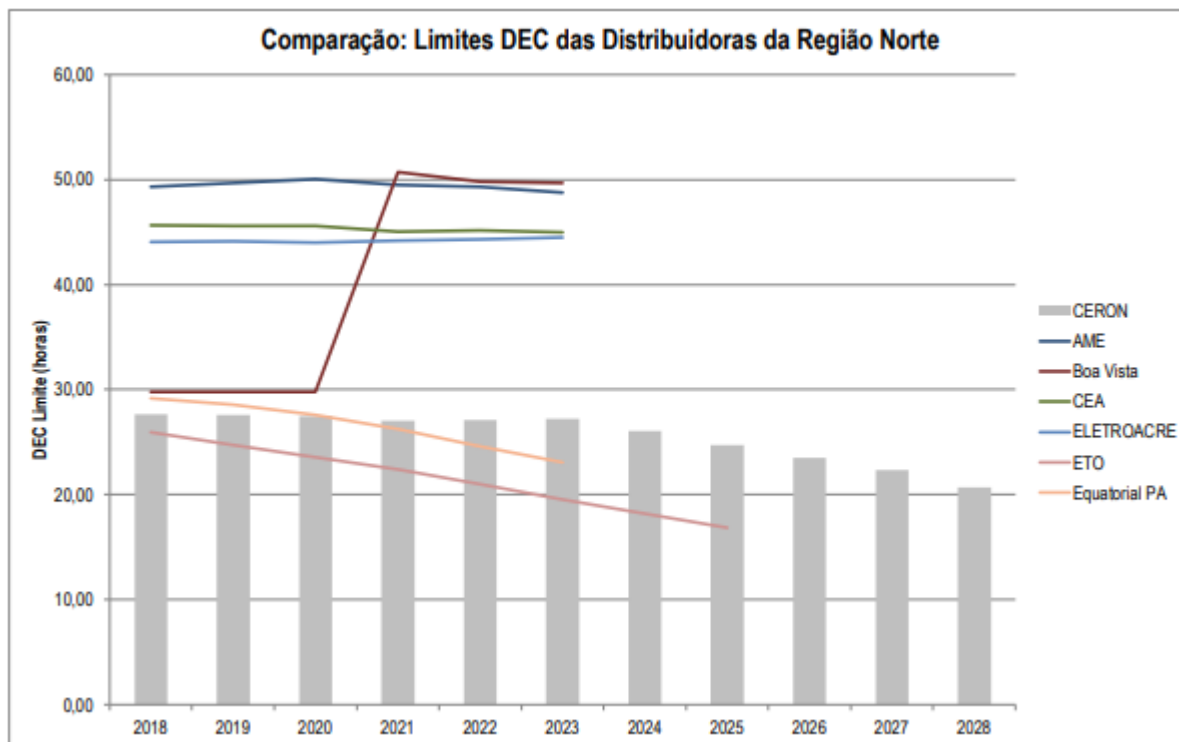


Gráfico 15. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Nordeste.

Fonte: Nota Técnica nº 124/2023-STD/ANEEL.

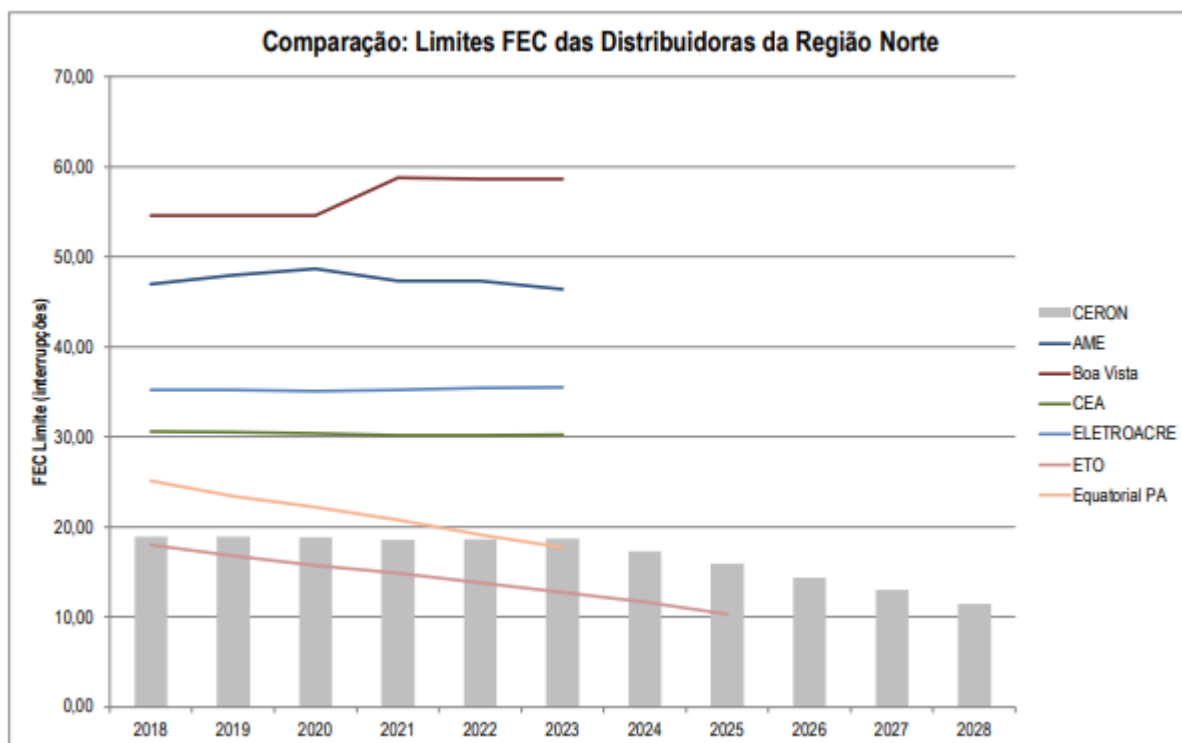


Gráfico 16. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Norte.

Fonte: Nota Técnica nº 124/2023-STD/ANEEL.

III – DIREITO

153. 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 2/2018.

IV – DISPOSITIVO

154. Diante do exposto e do que consta nos Processos nº 48500.006888/2022-01 e 48500.003296/2023-19, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A. – ERO, na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da ERO, a vigorar a partir de 13 de dezembro de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **9,98%**, sendo de **13,31%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **9,09%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as de Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) **estabelecer** o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo;
- d) **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à ERO, 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	246.824	2.682.912	2.929.736
Subsídio Geração Fonte Incentivada	51.634	1.001.686	1.053.320
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	543	-	543
Subsídio Rural	(145)	-	(145)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	14.096	204.703	218.799
Subsídio SCEE	423.898	493.627	917.525
Total	736.851	4.382.927	5.119.778

- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** o componente T do Fator X em 0,00%;
- g) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2027, conforme tabela abaixo:

		2023	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada		10,1338%	10,1338%	10,1338%	10,1338%	10,1338%
Perdas Técnicas Mercado Faturado	Não sobre BT	17,2191%	16,6420%	16,0648%	15,4876%	14,9105%

- h) **fixar** os limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2024 a 2028, conforme minuta de Resolução Autorizativa, anexa à Nota Técnica nº 124/2023-STD/ANEEL; e
- i) **reconhecer** a formação de um ativo regulatório no processo tarifário de 2024, decorrente do diferimento de componente financeiro associado à previsão de Risco Hidrológico, no total de R\$ 57.800.000,00 (cinquenta e sete milhões e oitocentos mil reais), a ser revertido no processo tarifário subsequente e atualizado pela SELIC.

Brasília, 12 de dezembro de 2023

(assinado digitalmente)

Fernando Luiz Mosna Ferreira da Silva
Diretor