

VOTO

PROCESSOS: 48500.006884/2022-15 e 48500.007896/2022-67

INTERESSADA: Enel Distribuição Rio – Enel Rio

RELATOR: Diretor Ricardo Lavorato Tili

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

ASSUNTO: Resultado da Consulta Pública nº 60/2022, instaurada com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta referente à Revisão Tarifária Periódica da Enel Distribuição Rio – Enel Rio, a vigorar a partir de 15 de março 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.

I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão nº 5/1996, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Enel Rio, define a data de 15/03/2023 para a realização de sua revisão tarifária periódica.
2. Na 25ª Reunião Pública Ordinária da Diretora da Aneel, ocorrida em 12 de julho de 2022, em cumprimento ao § 6º do art. 3º-B da Lei nº 9.427/1996, acrescentado pela Lei nº 14.385/2022, foi aprovada a Revisão Tarifária Extraordinária da Enel Rio, objeto da Resolução Homologatória nº 3.064/2022, resultando no efeito médio de -4,22%.
3. Todavia, segundo parecer de força executória (Ofício nº 01009/2022/PFANEEL/PGF/AGU, de 29 de julho de 2022) a aplicação dessas novas tarifas foi suspensa por ordem judicial, após o manejo de Mandado de Segurança pela Distribuidora, cuja liminar permanece vigente até a presente data.
4. Nos termos dos Módulos 2, 3 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, com base em informações encaminhadas pela Superintendência de Regulação dos

Serviços de Distribuição – SRD, pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos do Mercado – SRM e pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, e após interação com a Enel Rio e o Conselho de Consumidores da Distribuidora, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT emitiu a Nota Técnica nº 217/2022-SGT/ANEEL, por meio da qual encaminhou proposta para abertura de Consulta Pública referente à Revisão Tarifária Periódica de 2023 da Enel Rio.

5. Paralelamente, nos termos do que estabelece o Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST e a Nota Técnica nº 71/2020-SRD/ANEEL, a SRD emitiu a Nota Técnica nº 76/2022-SRD/ANEEL, em que apresentou os procedimentos e a metodologia utilizada para a proposta de estabelecimento dos 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 ENEL RJ, para os anos de 2024 a 2028.

6. Com base nesses subsídios, em 13 de dezembro de 2022, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública nº 60/2022. O período de contribuições se deu entre 14 de dezembro de 2022 e 30 de janeiro de 2023.

7. No dia 25 de janeiro de 2023, na cidade de Niterói, estado do Rio de Janeiro, foi realizada a Audiência Pública nº 17/2023, oportunidade em que foi discutida com a sociedade a proposta de revisão tarifária da distribuidora.

8. Em 8 de março de 2023 foi emitida a Nota Técnica nº 14/2023-SRD/ANEEL, por meio da qual a SRD apresentou sua análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 060/2022 relativas ao estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da Enel Rio, para os anos de 2024 a 2028. Na sequência, em 13 de março de 2023, foi emitida a Nota Técnica Nota Técnica nº 37/2023–SGT/ANEEL, em que a SGT analisou às contribuições apresentadas na CP com relação à definição das tarifas da concessionária.

9. Por fim, segundo certidão emitida em 13 de março de 2023¹ do Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças – SAF, a Enel Rio se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no artigo 10 da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

10. É o que basta relatar.

II – FUNDAMENTAÇÃO

II.1 – REPOSICIONAMENTO DOS NÍVEIS DE TARIFAS

A. Metodologia Aplicada

11. Nos termos explicados na Nota Técnica da SGT, 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.

12. No momento da RTP, também são definidas as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários.

13. Além disso, são definidas as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários. Para a definição das perdas não técnicas, a ANEEL compara o desempenho das concessionárias, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

14. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de revisão tarifária estão descritos no Anexo II da Nota Técnica da SGT.

B. Período de Referência

¹ Documento nº 48581.000437/2023-00.

15. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da Enel Rio é de março/2022 a fevereiro/2023.

C. Receita Verificada

16. No cálculo da Receita de Verificada, foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo de reajuste tarifário homologado em 2022. Ressalta-se que os dados de janeiro/2023 foram projetados para o mês de fevereiro/2023.

17. O quadro a seguir apresenta o valor da Receita de Verificada (RV) por subgrupo tarifário e nível de tensão.

Tabela 1. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	7.645.270	5.985.578.568
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	6.640	3.578.252
A3 (69 kV)	64.508	36.810.698
A3a (30 kV a 44 kV)	1.852	1.606.304
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.135.242	864.113.044
As	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	6.437.028	5.079.470.270
Suprimento	456.741	183.007.304
Livres A1	-	-
Demais Livres	3.010.380	893.426.893
Distribuição	29.837	7.377.230
Geração	-	40.431.195
Total	11.142.228	7.109.821.191

D. PARCELA A

18. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES) e as Receitas Irrecuperáveis, conforme detalhado no Anexo II da Nota Técnica da SGT.

1. Encargos Setoriais (ES)

19. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e têm seus valores estabelecidos pela ANEEL.

20. Os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária, bem como os dispositivos legais associados, estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 2. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.739.253	9.023.695	Conforme Submódulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	761.140.656	770.576.847	REH 3.175/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	302.141.419	311.623.800	DSP 939/2021
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	(175.188.050)	DSP 1959/2022 + Previsão SGT
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	-	79.621.573	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	47.539.308	REH 3.175/2023
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	151.975.551	161.113.380	DSP 512/2023
PROINFA	139.136.880	115.393.594	REH 3.147/2022
P&D e Eficiência Energética	59.467.436	62.051.260	Conforme Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	1.423.601.194	1.381.755.408	

2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

21. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

22. Os valores dos custos relacionados ao transporte de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela a seguir:

Tabela 3. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	436.176.699
Rede Básica Fronteira	72.270.498
Rede Básica ONS (A2)	761.474
MUST Itaipu	39.797.578
Transporte de Itaipu	57.540.338
Conexão	45.690.512
Uso do sistema de distribuição	278.291.709
Total	930.528.808

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia requerida e perdas regulatórias

23. 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 a furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

24. O valor de perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, por meio da Nota Técnica nº 08/2023-SRD/ANEEL², no percentual de 8,00% sobre a energia injetada.

25. Quanto às Perdas Não Técnicas, a abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança socioeconômica.

26. Nesse ponto, é relevante destacar que o Submódulo 2.6A dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que trata das Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis, enquadra a Enel Rio como Área com Severas Restrições Operativas – ASRO, descritas nos itens 40 a 45 e na tabela 4 do referido PRORET.

“40. As concessionárias podem possuir localidades caracterizadas por altos índices de violência, em que as equipes de campo têm dificuldades de acesso para realizar procedimentos de cobrança, suspensão, inspeção, regularização etc.

41. Essas localidades são consideradas Áreas com Severas Restrições Operativas – ASRO e possuem correlação com logradouros em que a entrega de mercadorias não ocorre de forma regular devido à elevada quantidade de delitos.

42. Concessionárias que possuem, nos 3 anos civis anteriores ao ano da revisão tarifária, elevado percentual de Código de Endereçamento Postal (CEP) com restrição de entrega de mercadoria poderá ter a meta e o ponto de partida definidos conforme Tabela 4.

43. O referido percentual deve ser em média superior a 10% do total, sendo que a restrição deve ser do tipo Entrega Interna, quando o CEP de destino está temporariamente sem entrega.

44. Na ausência de informação nos 3 anos anteriores ao ano da revisão tarifária, será utilizado o percentual médio de restrição de Entrega Interna dos anos disponíveis a partir de

² Documento nº 48554.000467/2023-00.

2020.

45. A concessionária também deve apresentar estudos no processo de revisão tarifária que corroborem à existência das ASRO e a relação com as perdas não técnicas.”

Tabela 4 – Ponto de Partida e Meta – ASRO (PRORET 2.6A)

<i>Tipo</i>	<i>Regra Aplicada</i>
Ponto de Partida	<i>(Entre 50,0% e 87,5%) *Meta Anterior + (100% - peso atribuído à Meta Anterior) *Média dos últimos 3 anos</i>
Meta	<i>Definido a partir dos benchmarks cujas metas resultantes situam-se entre 70 e 80% do reconhecimento das perdas da distribuidora em análise</i>

27. Assim, conforme tabela 4 do Submódulo 2.6A do Proret, há espaço regulatório para a ponderação no ponto de partida e na meta para empresas em ASRO. Para o ponto de partida, a ponderação máxima entre as perdas médias da empresa é de 50%. No caso da meta, o percentual máximo da média ponderada dos benchmarks é de 80%.

28. Como o regulamento fixou um intervalo, mas sem definir como localizar a restrição dos correios nessa faixa, a SGT elaborou um critério para aplicação do intervalo de ponderação em concessionárias em ASRO.

29. A metodologia parte da ponderação de 12,5% para o ponto de partida e de 70% para a meta, considerando a restrição de entregas dos correios de 10%, e aumenta, respectivamente, cerca de 1,79% e 0,48% para cada 1% de restrição de entrega. O valor máximo da ponderação da média, de 50% para o ponto de partida e 80% para a meta, é atingido com a restrição de entregas de 21%.

30. Ressalva-se que não se aplica a regra quando a restrição de entrega está abaixo 10%. Os gráficos abaixo demonstram as curvas descritas, conforme o critério adotado.

Gráfico 01 – Critério para ponderação do Ponto de Partida em ASRO

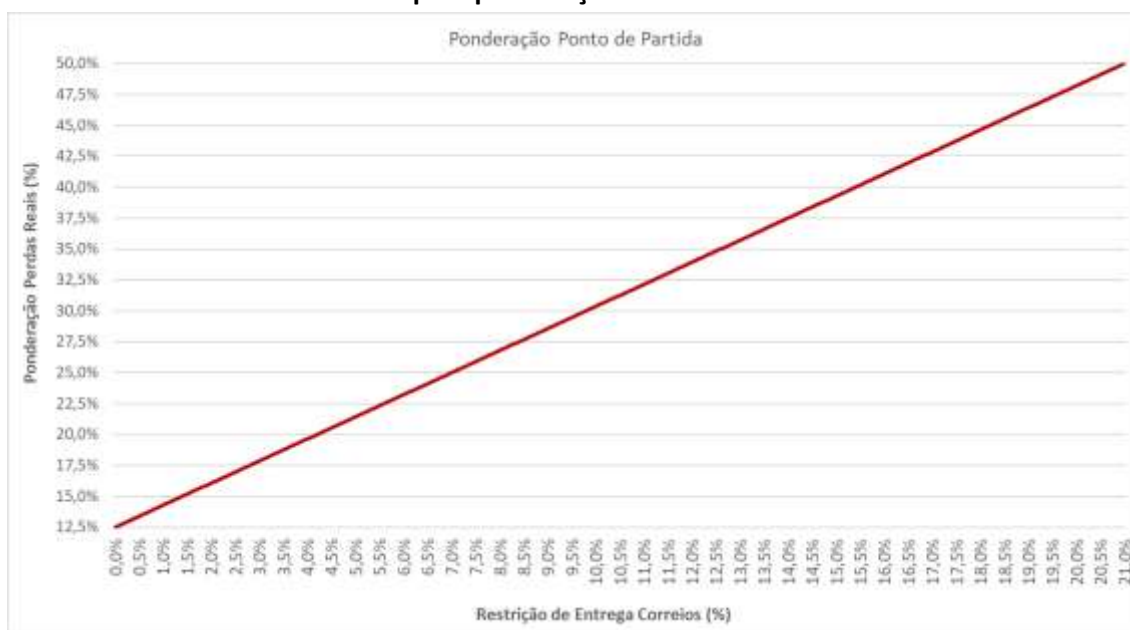
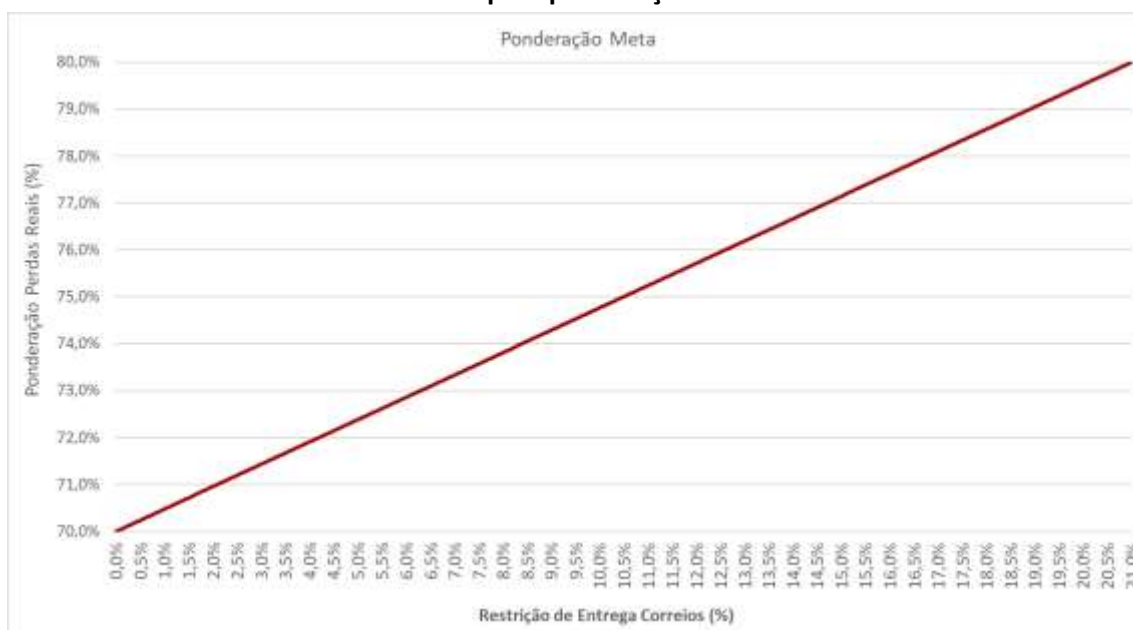


Gráfico 02 – Critério para ponderação da meta em ASRO



31. Como a restrição de entregas de mercadorias pelos correios na área de concessão da Enel Rio resultou em 13,05%, conforme Nota Técnica nº 184/2022-SRM/ANEEL³, de 16 de dezembro de 2022, a ponderação da perda média resultou em 35,80% para o ponto de partida e

³ Documento nº 48580.002263/2022-00.

meta de 76,21%. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnica para a concessionária, obtida conforme Submódulo 2.6A do PRORET.

Tabela 5. Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória

Cálculo do Ponto de Partida		
Descrição	PNT	
a. Meta Ciclo Anterior Faturada	18,57%	
b. Diferença entre Medido e Faturado	5,11%	
c. Meta Ciclo Anterior Medida [a + b]	23,68%	
d. Média Histórico Medida	36,20%	
e. Ponto de Partida Medido	28,16%	
f. Ponto de Partida Faturado [e - b]	23,05%	

Cálculo do Ponto de Chegada		
Descrição	Benchmark 1	Benchmark 2
g. Empresa Benchmark	EDP ES	Celpe
h. Perda Benchmark (PNT/BT)	15,21%	21,50%
i. Perda Enel RJ (PNT/BT)	36,20%	36,20%
j. Probabilidade de Comparação	50,77%	69,56%
k. Meta	25,54%	25,97%
l. Meta Benchmarks	27,59%	
m. Meta utilizada Medida	27,59%	
n. Ponto de Partida (PNT/BT)	28,16%	
o. Meta Ciclo Atual Faturada	22,47%	

	Ponto Partida	2023	2024	2025	2026	2027
Trajetória PNT/BT	28,16%	28,05%	27,93%	27,82%	27,70%	27,59%
Velocidade de Redução (a.a)		-0,12%	-0,12%	-0,12%	-0,12%	-0,12%
Limite de Redução (a.a)		-1,14%	-1,14%	-1,14%	-1,14%	-1,14%
PNT/BT Medido Regulatório	28,16%	28,05%	27,93%	27,82%	27,70%	27,59%
Diferença entre Medido e Faturado	5,11%	5,11%	5,11%	5,11%	5,11%	5,11%
PNT/BT Faturado Regulatório	23,05%	22,93%	22,82%	22,70%	22,59%	22,47%
PT/ Einjetada Regulatório	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%	8,00%

32. Pelo exposto, estabeleceu-se como ponto de partida o valor de 23,05% sobre o mercado de baixa tensão faturado, ficando em 22,93% nesta Revisão e a meta de 22,47% ao final do ciclo, em 2027, após o ajuste do mercado medido e faturado (5,11%).

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

34. A tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

Tabela 6. Energia Requerida

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total	11.142.228	11.142.228
Fornecimento	7.645.270	7.645.270
Suprimento	456.741	456.741
Consumidores Livres	3.040.217	3.040.217
Perdas Totais	5.111.197	5.400.553
Perdas Rede Básica	216.259	219.215
Perdas na Distribuição	2.447.469	2.590.669
Perda Não Técnica	1.195.356	1.476.269
Perda Técnica	1.252.113	1.114.400
Energia Requerida	16.253.425	16.542.782

b. Valoração da compra de energia

35. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

36. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço conforme tabela abaixo.

Tabela 7. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.148/2022
Itaipu	Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.168/2022
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.068/2022
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.147/2022
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

37. A tabela a seguir demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 8. Custo com Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	7.412.694	6.733.681	272,99	1.838.236.434
Existente - CCEAR-QTD	10.542	9.577	447,06	4.281.373
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	4.435.094	4.028.833	309,81	1.248.172.684
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.394.845	1.267.075	266,91	338.189.448
Madeira e Belo Monte	1.572.213	1.428.196	173,36	247.592.928
Energia Base	4.501.712	4.106.064	183,08	751.739.087
Cota Angra I/Angra II	387.947	352.410	347,50	122.462.595
Cotas Lei n º 12783/2013	1.937.103	1.759.661	157,17	276.564.284
Itaipu (tirando as perdas)	1.994.189	1.811.519	194,71	352.712.209
PROINFA	182.474	182.474	-	-
Total	11.914.406	10.839.745	238,93	2.589.975.520

4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

38. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A Tabela abaixo apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

Tabela 9. Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Valor
Receita Base (R\$)	10.124.973.037
% RI	1,19%
Receita Irrecuperáveis - RI (R\$)	120.815.880

E. PARCELA B

39. Destaca-se, de início, que a Enel Rio apresentou pleito visando um ajuste econômico decorrente do efeito da migração de consumidores para geração distribuída, argumentando que, como a Parcela B é constituída de acordo com os dados de mercado verificados nos últimos 12 meses, essas informações repercutirão diretamente na receita da distribuidora até a próxima revisão tarifária, prevista para ocorrer em 2028. Acrescenta-se ainda que, se não ajustado nesse momento da revisão, isso causará um desequilíbrio econômico à concessão.

40. Na sequência, atendendo a solicitação contida no Memorando nº 96-ASD/ANEEL, foi acrescentado à receita da distribuidora a perda, por ela estimada, associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, e que não produziram pleno efeito no período de referência. Desse modo, foi realizado um ajuste na Parcela B no valor de R\$ 29,5 milhões.

1. Custos Operacionais (CO)

41. A determinação do nível eficiente para os custos operacionais é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária (extensão de redes, número de consumidores e mercado, entre outras). A Tabela a seguir resume o cálculo de definição dos custos operacionais regulatórios para a distribuidora.

Tabela 10. Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	54,09%	59,50%	61,96%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	756.399.288	811.384.087	866.368.885

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	717.925.730
4. Meta estudo de eficiência - R\$	756.399.288
5. Variação Anual (%)	1,05%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a	756.399.288

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	1.349.377.673
8. Meta OPEX	756.399.288
9. Relação Meta OPEX / OPEX Real	56,06%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	756.399.288
11. Número de anos no ciclo	5
12. OPEX na revisão $[= 3. + (10. - 3.) / 11.]$	725.620.441

42. No caso da Enel Rio, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está abaixo do intervalo definido pelo método de benchmarking, de modo que haverá trajetória de aumento destes custos ao longo do ciclo (componente t do Fator X negativo).

2. Base de Remuneração Regulatória (BRR), Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

43. A Base de Remuneração consiste no montante de investimentos realizados pelas concessionárias na prestação dos serviços de distribuição de energia.

44. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória Líquida e do Custo de Capital. O custo de capital representa o custo de oportunidade dos recursos do investidor, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade de distribuição de energia.

45. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à depreciação e amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, depende da Base de Remuneração Regulatória Bruta e da taxa média de depreciação.

46. A Tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como o resultado do cálculo da remuneração do capital e da quota de reintegração.

Tabela 11. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	18.464.032.636
(2) Índice de Aproveitamento Integral	82.651.298
(3) Obrigações Especiais Bruta	1.084.246.554
(4) Bens Totalmente Depreciados	1.731.576.531
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	15.565.558.254
(6) Depreciação Acumulada	9.201.749.280
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	9.262.283.356
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	40.477.412
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	9.221.805.944
(10) Almocharifado em Operação	11.951.168
(12) Obrigações Especiais Líquida	558.633.417
(13) Terrenos e Servidões	245.507.672
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	8.920.631.367
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	8.920.631.367
(16) WACC antes de impostos	11,25%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	1.003.294.489
(18) Base Obrigações Especiais	1.084.246.554
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,00%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	10.799.828
(24) Remuneração do Capital = (17)+(20)+(23)	1.014.094.317
(25) Taxa de Depreciação	4,29%
(29) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (25)	667.762.449

47. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 do Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, os valores informados pela SFF foram atualizados pelo IPCA entre a data-base do laudo de avaliação, 30 de setembro de 2022, e a data da revisão tarifária, 15 de março de 2023.

3. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

48. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, 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. A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI:

Tabela 12. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	1.044.663.205
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	470.098.442
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	125.359.585
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	449.205.178
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	50.543.363
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	24.958.046
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	110.016.523
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	185.517.932

4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

49. O índice de ajuste de mercado considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de -0,02%.

50. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora. O Fator de Ajuste de Qualidade, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em -0,38%.

51. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da Enel Rio.

Tabela 13. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	729.726.824
Custos Operacionais (CO) na Distribuição	725.620.441
Custos Operacionais (CO) na Transmissão	4.106.383
Custo Anual dos Ativos (CAA)	1.867.374.698
Remuneração do Capital (RC)	1.014.094.317
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	667.762.449
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	185.517.932
Parcela B (VPB)	2.597.101.522
Índice de Produtividade da Parcela B	-0,02%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,38%
Ajuste associado ao SCEE	29.475.019
Parcela B com ajustes	2.637.102.392

5. Outras Receitas (OR)

52. As concessionárias de distribuição de energia elétrica possuem, além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que são denominadas de “Outras Receitas”. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “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.

53. A Tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”, calculada nos termos do Submódulo 2.7A do Proret.

Tabela 14. Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	5.430.440
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%	25.959.469
Compartilhamento de infraestrutura	60%	41.463.919
Total		72.853.828

6. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

54. A Resolução Normativa nº 1.000/2021 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “Ultrapassagem de Demanda”. Além disso, também determina

que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “Excedente de Reativos”.

55. O tratamento destas receitas adicionais auferida pelas distribuidoras é calculada conforme o Submódulo 2.7A do Proret.

56. No caso da Enel Rio, foram considerados os valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos entre março/2022 e janeiro/2023, validados pela SFF, como ainda a projeção dos valores do mês mais recente para fevereiro/2023. Tais valores foram corrigidos pelo IPCA e subtraídos da Parcela B. A Tabela seguinte resume o saldo dessas receitas.

Tabela 15. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

Descrição	total
Ultrapassagem de Demanda	11.178.407
Excedente Reativo	18.700.034
Total	29.878.441

F. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

57. Os componentes tarifários financeiros 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.

58. A Tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da Enel Rio.

Tabela 16. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(316.835.090)	-4,46%
CVA em processamento - Transporte	57.726.625	0,81%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(96.827.761)	-1,36%
Sobrecontratação/exposição de energia	146.812.737	2,06%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	28.714.629	0,40%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(14.774.051)	-0,21%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	4.833.755	0,07%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	45.361.519	0,64%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(10.660.823)	-0,15%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	13.279.605	0,19%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.348.589	0,03%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia	(441.537)	-0,01%
Ajuste CUSD	23.264.211	0,33%
Repasse de compensação DIC/FIC	(159.102)	0,00%
Financeiros residuais do encargo de ONS	11.872	0,00%
Previsão do Risco Hidrológico	207.693.239	2,92%
Reversão do Risco Hidrológico	(182.431.911)	-2,57%
Conselho de Consumidores	129.302	0,00%
Recomposição Financeira de custos com ICMS não compensado	8.235.851	0,12%
Reversão de Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica	393.341.867	5,53%
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021	(11.441.986)	-0,16%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes	(4.094.147)	-0,06%
Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376)	(1.714.989)	-0,02%
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Bônus de redução voluntária	(62.817.308)	-0,88%
Crédito de PIS/COFINS	(407.808.722)	-5,74%
Total	(178.253.624)	-2,51%

G. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

59. O resultado da Revisão Tarifária da Enel Rio conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 3,28%, sendo de -4,91%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 6,18%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 17. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-4,91%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	6,18%
Efeito Médio AT+BT	3,28%

60. O efeito médio nas tarifas de 3,28% decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 6,30%, 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 -2,51%; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuíram para a um efeito de -0,51% no atual processo tarifário da Enel Rio.

61. 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 tarifárias. Quanto aos custos, os dois itens com maior variação são a Parcela B e os custos relacionados à aquisição de energia, sendo que o último tem impacto apenas sobre os consumidores cativos, os quais são formados, em sua grande maioria, pelos consumidores do grupo de baixa tensão (BT). No que tange à nova estrutura tarifária, destaca-se que houve um aumento nos custos médios dos ativos utilizados para atender os consumidores do grupo BT, associado a uma redução do mercado entre as revisões tarifárias (2018 e 2023), provocando um maior efeito para esses consumidores. Em outras palavras, foram necessários mais ativos para atender um mercado menor. Assim, o efeito agregado do aumento dos custos associados à energia e da realocação dos custos de Parcela B resultou nos diferentes efeitos entre os grupos A e B.

62. A tabela a seguir apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 18. Resumo da revisão

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	4.897.904.142	5.023.075.617	2,56%	1,76%	66,47%
Encargos Setoriais	1.423.601.194	1.381.755.408	-2,94%	-0,59%	18,28%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.739.253	9.023.695	-7,35%	-0,01%	0,12%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	761.140.656	770.576.847	1,24%	0,13%	10,20%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	136.925.373	142.324.724	3,94%	0,08%	1,88%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	165.216.046	169.299.075	2,47%	0,06%	2,24%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	(175.188.050)	0,00%	-2,46%	-2,32%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	12.912.276	0,00%	0,18%	0,17%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	66.709.297	0,00%	0,94%	0,88%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	47.539.308	0,00%	0,67%	0,63%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	151.975.551	161.113.380	6,01%	0,13%	2,13%
PROINFA	139.136.880	115.393.594	-17,06%	-0,33%	1,53%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	59.467.436	62.051.260	4,34%	0,04%	0,82%
Custos de Transmissão	789.060.925	930.528.808	17,93%	1,99%	12,31%
Rede Básica	371.081.112	436.176.699	17,54%	0,92%	5,77%
Rede Básica Fronteira	77.791.970	72.270.498	-7,10%	-0,08%	0,96%
Rede Básica ONS (A2)	1.452.930	761.474	-47,59%	-0,01%	0,01%
MUST Itaipu	39.653.751	39.797.578	0,36%	0,00%	0,53%
Transporte de Itaipu	47.739.238	57.540.338	20,53%	0,14%	0,76%
Conexão	42.003.698	45.690.512	8,78%	0,05%	0,60%
Uso do sistema de distribuição	209.338.226	278.291.709	32,94%	0,97%	3,68%
Custos de Aquisição de Energia	2.555.828.135	2.589.975.520	1,34%	0,48%	34,27%
Receitas Irrecuperáveis	129.413.888	120.815.880	-6,64%	-0,12%	1,60%
PARCELA B	2.211.917.048	2.534.370.123	14,58%	4,54%	33,53%
Custos Operacionais	717.925.730	732.684.350	2,06%	0,21%	9,69%
Anuidades	152.923.041	186.269.821	21,81%	0,47%	2,46%
Remuneração	920.429.078	1.018.204.363	10,62%	1,38%	13,47%
Depreciação	520.272.714	670.468.838	28,87%	2,11%	8,87%
UD+ER+OR	(99.633.515)	(102.732.269)	3,11%	-0,04%	-1,36%
Ajuste associado ao SCEE	-	29.475.019	0,0%	0,41%	0,39%
RT considerando a variação tarifária da RTE	7.109.821.191	7.557.445.740		6,30%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(178.253.624)		-2,51%	
CVA em processamento		(355.936.226)		-5,01%	
Sobrecontratação/exposição de energia		146.812.737		2,06%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		28.714.629		0,40%	
Neutralidades		38.040.005		0,54%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		2.348.589		0,03%	
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia		(441.537)		-0,01%	
Ajuste CUSD		23.264.211		0,33%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(159.102)		0,00%	
Financeiros residuais do encargo de ONS		11.872		0,00%	
Previsão do Risco Hidrológico		207.693.239		2,92%	
Reversão do Risco Hidrológico		(182.431.911)		-2,57%	
Conselho de Consumidores		129.302		0,00%	
Recomposição Financeira de custos com ICMS não compensado		8.235.851		0,12%	
Reversão de Financeiro de Bandeira Escassez Hídrica		393.341.867		5,53%	
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021		(11.441.986)		-0,16%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes		(4.094.147)		-0,06%	
Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)		(1.714.989)		-0,02%	
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Bônus de redução voluntária		(62.817.308)		-0,88%	
Crédito de PIS/COFINS		(407.808.722)		-5,74%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-0,51%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				3,28%	

2. Análise da Parcela A

63. A Parcela A representou 66,47% dos custos da concessionária, com impacto tarifário de 1,76%.

64. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de -0,59%. Destaca-se, nesse item, o componente relacionado ao aporte da Eletrobrás, em função da desestatização da empresa (denominado CDE Eletrobrás), cujo efeito, neste processo, foi de -2,46%. Em contrapartida, o início da cobrança do empréstimo destinado a cobrir o déficit acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras (denominado CDE Conta – Escassez Hídrica) apresentou uma participação de 1,12% no resultado; como também a nova cota de CDE GD, reservada para cobrir as perdas e despesas das distribuidoras por conta dos subsídios à geração distribuída, contribuiu com um efeito de 0,67%.

65. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,99%, decorrente das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) aprovadas pela Aneel, segundo Resolução Homologatória (REH) nº 3.066/ 2022; e da variação das tarifas relacionadas aos custos de uso do sistema de distribuição (CUSD).

66. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Enel Rio levaram a uma variação no efeito médio de 0,48%. Contribuiu, especialmente, para esse efeito: i) a variação dos montantes e dos custos relacionados às usinas em regime de cotas da Lei 12.783/2013 (impacto de 1,50%) e dos contratos de energia nova e alternativa (0,91%); e ii) por outro lado, a nova tarifa de repasse da energia de Itaipu, definida na REH nº 3.168/2022, foi responsável por uma redução dessas despesas na ordem de 2,07%.

67. O Gráfico abaixo ilustra o efeito nas tarifas por modalidade de aquisição de energia:

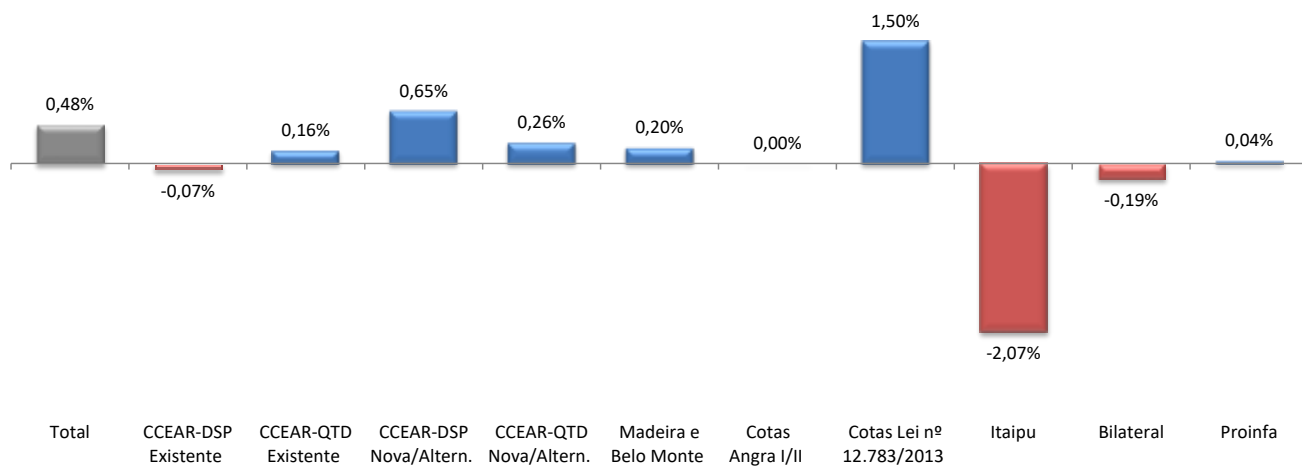


Gráfico 3. Efeito por modalidade de aquisição de energia

68. A Tabela a seguir apresenta a variação na compra de energia entre a o último processo tarifário e a atual revisão:

Tabela 19. Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	147.607	-	-100,00%	289,52	-	-100,00%
Existente - CCEAR-QTD	269.820	10.542	-96,09%	190,19	447,06	135,06%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	3.773.195	4.435.094	17,5%	308,53	309,81	0,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.353.771	1.394.845	3,0%	252,10	266,91	5,9%
Ajuste - CCEAR	-	-	-	-	-	-
Madeira e Belo Monte	1.567.917	1.572.213	0,3%	164,12	173,36	5,6%
Cota Angra I e Angra II	393.439	387.947	-1,4%	349,15	347,50	-0,5%
Cotas Lei n.º 12.783/2013	2.550.161	1.937.103	-24,0%	122,04	157,17	28,8%
Itaipu	2.100.781	1.994.189	-5,1%	297,47	194,71	-34,5%
Bilateral	279.360	-	-100,0%	307,86	-	-100,0%
Geração Própria	-	-	-	-	-	-
Montante de Reposição	-	-	-	-	-	-
Proinfa	194.806	182.474	-6,3%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(1.937.267)	(1.074.660)	-44,5%	237,71	243,02	2,2%
TOTAL	10.693.589	10.839.745	1,37%	239,01	238,93	-0,03%

69. Já as receitas irrecuperáveis variaram -6,64% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de -0,12% nas tarifas.

3. Análise Parcela B

70. A variação identificada da Parcela B neste processo foi 14,58% em relação ao processo anterior, impactando 4,54% nesta revisão tarifária. Os custos de distribuição da concessionária serão detalhados a seguir.

71. Nos custos operacionais, a aplicação da metodologia indicou que os atuais custos contidos nas tarifas estão abaixo da faixa de eficiência, indicando a necessidade de estabelecer uma trajetória regulatória de ajuste desses custos ao longo do ciclo, a fim de que alcance o limite inferior do intervalo de eficiência.

72. Importante destacar que nessa análise já estão contemplados os efeitos da transferência compulsória dos ativos referentes às DITs entre Furnas e Enel Rio, conforme informações prestadas pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

73. Assim, os custos operacionais apresentaram uma variação de 2,06%, contribuindo para um aumento tarifário de 0,21%. Acrescenta-se ainda que o conjunto do índice de produtividade, agregado ao mecanismo de incentivo à qualidade, potencializaram este aumento.

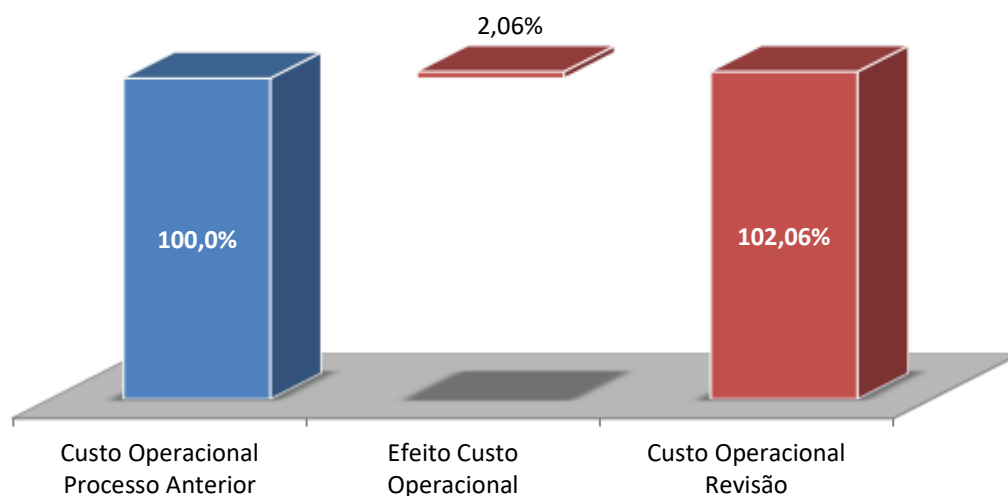


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre o custo operacional

74. A cobertura para anuidades variou 21,81% em relação à cobertura para Anuidades quando comparada aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,47%. Esse resultado proveio, em especial, da revisão dos parâmetros regulatórios adotados para o cálculo das anuidades no atual ciclo e da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.

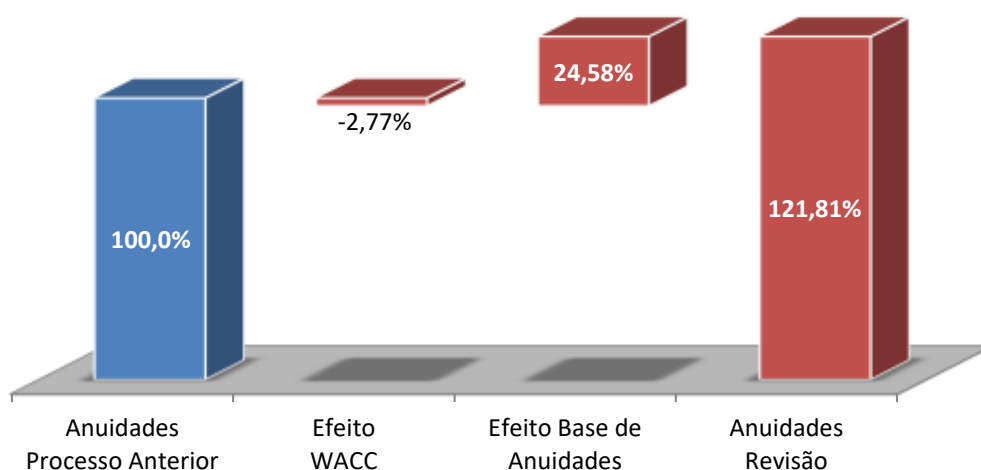


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre as anuidades

75. A remuneração do capital apresentou uma variação de 10,62% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 1,38%. A situação adveio do aumento da Base de Remuneração Líquida em decorrência dos investimentos realizados pela Enel Rio desde sua última revisão tarifária, cujo incremento médio anual foi da ordem de R\$ 591 milhões. Associado a isso, foi identificada uma pequena redução da taxa média de remuneração, comparada com a revisão de 2018. O Gráfico abaixo demonstra esses efeitos.

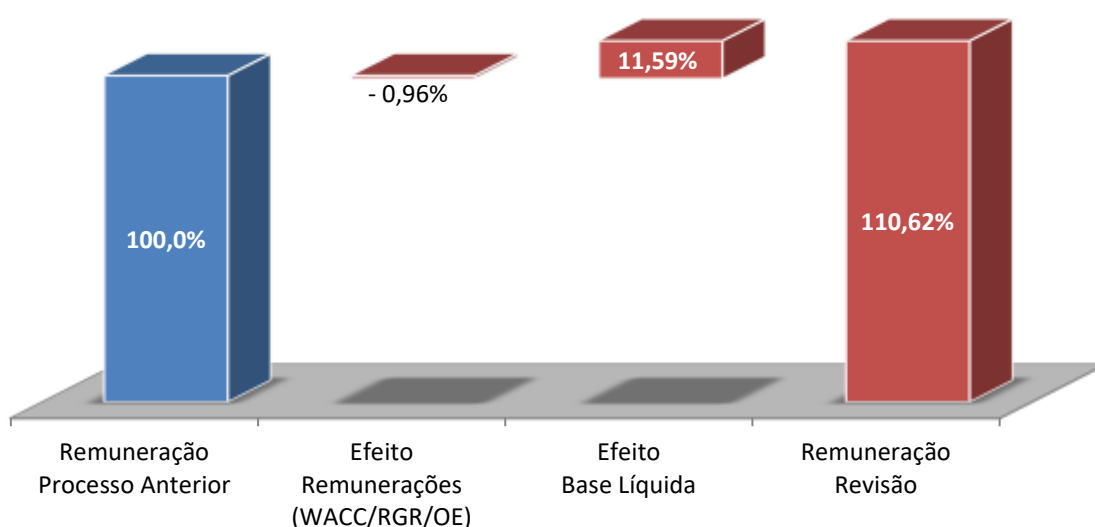


Gráfico 6. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

76. A quota de reintegração regulatória variou 28,87% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de 2,11%. Este aumento se dá, principalmente, em função da variação da base bruta (incremento médio de R\$ 1,1 bilhão anual) e da taxa de depreciação (de 4,26% para 4,29%). O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.

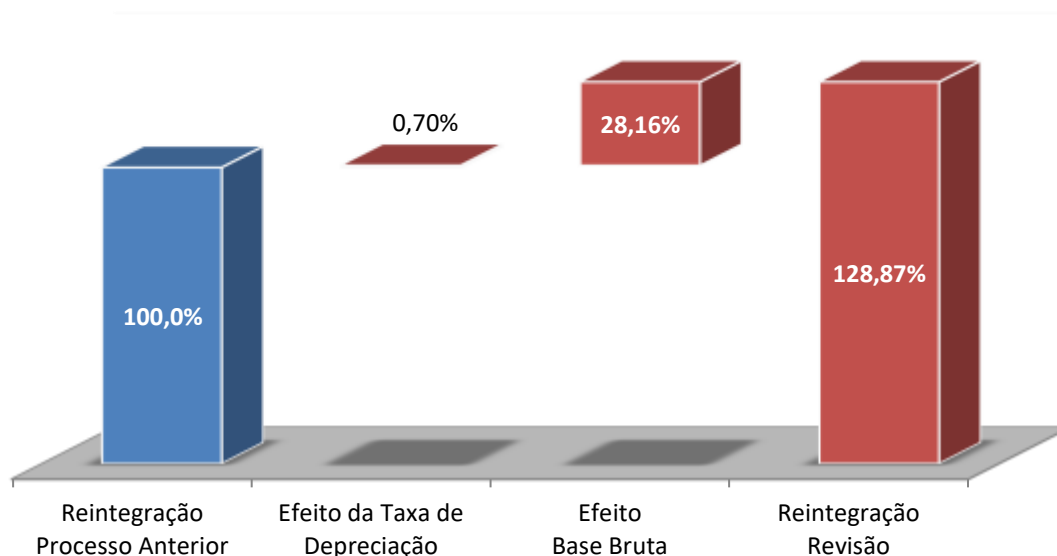


Gráfico 7. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

77. Os valores arrecadados de Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente de Reativos (ER) e Outras Receitas (OR) no período de referência são subtraídos da Parcela B. Além desses valores, também foram subtraídos da Parcela B o saldo acumulado de UD e ER informados pela SFF, proporcionalizados conforme o ciclo tarifário. A soma de todas essas receitas impactou as tarifas em -0,04% nesta revisão. Já o ajuste na Parcela B associado ao SCEE teve um impacto de 0,41% nas tarifas.

4. Análise Financeiros

78. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -2,51% na atual revisão da Enel Rio.

79. Os principais itens financeiros que merecem são:

- a) O componente relacionado à CVA Energia, com efeito de -4,46%, e a CVA Encargos Setoriais, com -1,36%, ambos em decorrência da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA; como ainda a Sobrecontratação/Exposição de Energia, com efeito de 2,06%. Os detalhes do cálculo desses itens estão descritos no Anexo I desta Nota Técnica;

- b) A reversão dos custos relacionados à Bandeira Escassez Hídrica, cujo efeito neste processo foi de 5,53%. Destaca-se que, visando mitigar o impacto tarifário, foi incorporado no processo tarifário de 2022 da Enel Rio o valor negativo de 348 milhões, cujo propósito era de cobrir o déficit acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras, de modo que o déficit acumulado não fosse transferido para as tarifas naquele momento, mas recuperado durante o ciclo da bandeira escassez, blindando, portanto, os processos tarifários e concentrando os custos e receitas na Conta Bandeiras. Desse modo, tal valor está sendo revertido no presente processo tarifário, devidamente atualizado pela Taxa Selic;
- c) A utilização dos créditos de PIS/COFINS, de R\$ 407,8 milhões (efeito de - 5,74%). Em conformidade com a Lei 14.385/2022, e com base nas informações contábeis prestadas pela distribuidora, foi apurado o valor atualizado de R\$ 331,5 milhões de compensações efetivamente realizadas pela distribuidora junto à Receita Federal do Brasil (RFB), como também o potencial de compensações nos 12 meses subsequentes de R\$ 338,4 milhões. Sobre esses montantes, foi deduzida a parcela provisoriamente utilizada no reajuste de 2022, no montante atualizado de R\$ 262,1 milhões; e
- d) O financeiro relacionado ao Empréstimo setorial para a Bandeira Escassez Hídrica, com efeito de -0,88%. Está sendo revertido às tarifas dos consumidores o valor, devidamente atualizado pela SELIC, de R\$ 62,8 milhões, correspondente ao remanescente dos recursos da Conta Escassez Hídrica repassado à concessionária em maio de 2022, conforme Despacho Aneel nº 1.177/2022.

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

80. A tabela a seguir ilustra as principais variações ocorridas entre a proposta da Consulta Pública (CP 60/2022) e o resultado desta revisão tarifária.

Tabela 20 – Comparação Consulta Pública e Resultado da Revisão

Descrição	CP Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	7,44%	1,76%	-5,68%
Encargos Setoriais	2,86%	-0,59%	-3,45%
Custos de Transmissão	1,47%	1,99%	0,52%
Custo de Aquisição de Energia	3,14%	0,48%	-2,66%
Receitas Irrecuperáveis	-0,03%	-0,12%	-0,09%
PARCELA B	4,62%	4,95%	0,33%
Reposicionamento Tarifário	12,05%	6,71%	-5,34%
Componentes Financeiros do Processo Atual	1,03%	-2,51%	-3,54%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior	-0,06%	-0,92%	-0,86%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	13,02%	3,28%	-9,74%

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

- (i) **Receita verificada**: para a abertura da CP, apenas o mercado de outubro/2022 estava disponível. Desse modo, os demais meses do período de referência (entre novembro/22 e fevereiro/23), foram projetados por esse mês. Com isso, naquela oportunidade, os dados retrataram uma significativa queda de mercado e, consequentemente, da receita da distribuidora. Por outro lado, para o fechamento desta revisão, os dados mais atuais demonstraram que, na realidade, essa variação não foi tão severa como demonstrado antes, elevando a receita verificada da distribuidora e reduzindo, por consequência, a recomposição tarifária;
- (ii) **Parcela A**: quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de **-5,68%**, destacando-se:
 - Nos encargos setoriais: uma variação de -3,45%, devida pela divulgação das novas cotas da CDE Uso e ESS/EER para a distribuidora (efeito conjugado de -1,88%); e o efeito de -2,24% resultante da reclassificação, para componente econômico, do valor concernente ao aporte ocorrido em 2022 pela Eletrobrás na CDE (salienta-se que, para CP, esse valor foi considerado como um componente financeiro, apresentando, na ocasião, efeito similar). Ressalta-

se, ainda, o efeito de 0,67% da entrada da nova cota de CDE GD nessa fase final do processo;

- Nos custos de transmissão: variação de 0,52%, muito em decorrência da previsão da nova tarifa de uso do sistema de distribuição (CUSD) da Light; e
- Na compra de energia: variação de -2,66%, especialmente afetada pela nova tarifa de repasse de Itaipu, definida na REH nº 3.168/2022;
- Já a variação de -0,09% das receitas irrecuperáveis é justificada também pela variação do mercado entre a CP e a fase final do cálculo;

(iii) **Parcela B**: a variação, de **0,33%**, é, principalmente, justificada pelo incremento econômico referente ao ajuste de mercado associado ao SCEE;

(iv) **Componentes Financeiros**: variaram **-3,54%**, em comparação ao apresentado na CP, fruto do resultado do cálculo da CVA e da Sobrecontratação, variação agregada de -2,46% (na CP, esses dados foram fornecidos pela distribuidora); da CVA Saldo a Compensar e das Neutralidades (-0,39%), afetadas também pela oscilação do mercado; da nova previsão do risco hidrológico (-1,76%); e dos créditos de PIS/COFINS considerados (-0,74%). Em contrapartida, a reclassificação do montante referente à CDE Eletrobrás, para componente econômico, foi responsável pela variação de 2,26% nesses efeitos.

6. Composição das tarifas

82. O gráfico abaixo demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

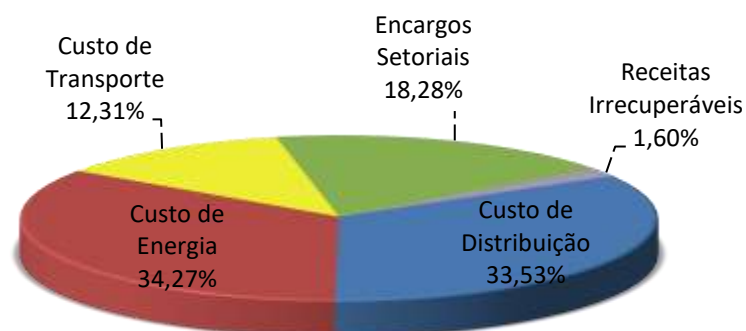


Gráfico 8. Composição da receita sem tributos

83. O gráfico a seguir ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com os tributos incluídos.

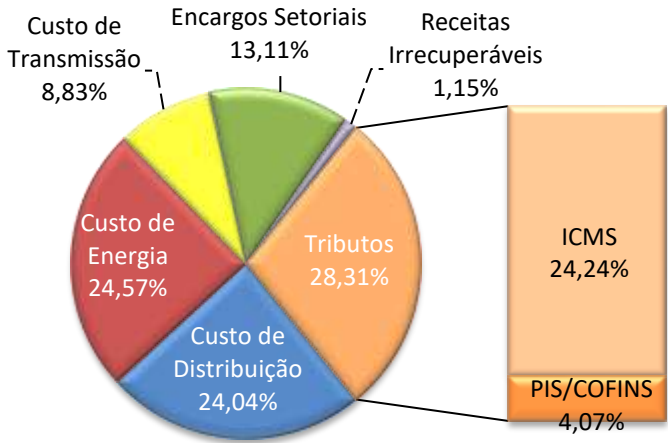


Gráfico 9. Composição da receita com tributos

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

84. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de março/2023 a fevereiro/2024, até o 10º dia útil do mês subsequente, inclusive, com a previsão de subsídio direcionado a custear os benefícios tarifários das unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de março/2022 a fevereiro/2023.

Tabela 21. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	2.587.136	19.527.066	22.114.202
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(6.503)	1.615.271	1.608.768
Subsídio Distribuição	(174.871)	978.203	803.332
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(60.484)	-	(60.484)
Subsídio Rural	(59.949)	-	(59.949)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(1.071)	2.971	1.900
Subsídio SCEE	-	3.083.357	3.083.357
Total	2.284.259	25.206.868	27.491.127

85. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de março/2023 a fevereiro/2024, até o 10º dia útil do mês subsequente, inclusive, com a previsão de subsídio direcionado a custear os benefícios tarifários das unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de março/2022 a fevereiro/2023.

VI. PLEITOS APRESENTADOS PELA ENEL RIO AO LONGO DO PROCESSO DE REVISÃO

86. Além do pedido relacionado ao ajuste econômico decorrente do efeito da migração de consumidores para geração distribuída, tratado acima, de ajustes relacionados à compensação de créditos de PIS/Cofins e dos encargos pagos pela distribuidora, a Enel Rio apresentou uma série de pleitos ao longo do processo de revisão das tarifas de sua área de concessão. Eles estão registrados na contribuição feita pela concessionária para a CP nº 60/2022 e estão resumidos a seguir:

- (i) Perdas Não Técnicas – Áreas de Risco: solicita-se que a definição das perdas não técnicas seja realizada isolando-se os efeitos das perdas nas (Áreas de Risco) AR, visto a incapacidade de gestão nessas áreas, e a trajetória de perdas não técnicas em Áreas de Não-Risco (ANR) se dê com base no modelo de benchmarking regulatório, com o ajuste para o índice de complexidade apresentado neste documento. Sendo assim, a trajetória de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão faturado seria a seguinte:

Tabela 11 - Proposta de trajetória de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão.

Trajетória PNT	Ponto Partida	2023	2024	2025	2026	2027
Base Faturado	30.6%	29.8%	29.0%	28.2%	27.3%	26.5%

- (ii) Perdas Não Técnicas – Tomada de Subsídios nº 28/22: conforme proposto pela própria ANEEL na referida Tomada de Subsídios, sugere-se que a homologação das perdas não técnicas seja feita sobre o mercado de baixa tensão medido;
- (iii) Receitas Irrecuperáveis (RI): solicita-se que a definição das Receitas Irrecuperáveis se dê pela ponderação do RI real total e o regulatório, sendo este

último definido no Submódulo 2.6 A do Proret vigente. Para isso, como ponderador do RI real, propomos utilizar o percentual de RI em área de risco em relação ao RI total da área de concessão. Sendo assim, conforme demonstrado neste documento, ponderar-se-ia o RI real da empresa por 38,3% e o RI regulatório por 61,7%, o que resulta em um RI proposto de 1,4%; Vale ressaltar, que a ANEEL em processos tarifários anteriores já fez tratamento similar; e

- (iv) Custos Operacionais – Aplicação de Nova Metodologia: sugere-se, conforme detalhado neste documento, a aplicação, de forma provisória, da metodologia apresentada na minuta de PRORET disponibilizada na segunda fase da CP62/20. Posteriormente, quando da finalização da CP62/20, esses custos serão aprovados em definitivo e a diferença, a maior ou a menor, poderá ser compensada nos processos tarifários futuros.

87. O primeiro e o terceiro pleito têm a mesma causa raiz, qual seja, a dificuldade e, em alguns casos, impossibilidade de acesso e de trabalho das equipes da concessionária em áreas de risco. Isso torna demasiadamente complexo o combate às perdas não técnicas nessas regiões, bem como dificulta ações que visem a melhoria da qualidade do serviço prestado e tende a aumentar a inadimplência percebida pela distribuidora.

88. Quanto às perdas não técnicas, como dito no Relatório, por meio do Submódulo 2.6A do PRORET, a ANEEL buscou dar tratamento ao tema, estabelecendo regras especiais para concessionárias que atendem áreas com essas características.

89. No entanto, segundo a Enel Rio, o tratamento dado, em que pese seja reconhecido como importante evolução regulatória, não é suficiente. Isso pois não há possibilidade de atuação das equipes da empresa nessas áreas. Com efeito, a Enel Rio explica que, em sua definição, tais áreas são descritas como “áreas em que existe a impossibilidade de movimentação das equipes da concessionária, em virtude da ação de grupos armados.” Além disso, a distribuidora argumenta que os modelos econométricos tradicionais enfrentam limitações para refletir adequadamente as características e/ou os efeitos das Áreas de Risco no nível de perdas.

Por isso, segundo a Enel Rio, o estabelecimento de uma trajetória de perdas regulatórias para as Áreas de Risco só será possível pela análise de cada caso, isto é, das particularidades e condições de contorno impostas a cada empresa.

90. Ao passo que apresenta proposta alternativa para definição da trajetória de perdas não técnicas e de receitas irrecuperáveis para o processo tarifário em tela, a concessionária aponta fragilidades na metodologia utilizada pela ANEEL. Segundo a Enel Rio:

Além de desafiador, o método utilizado pela proposta da ANEEL na Consulta Pública estabelece o ponto de partida e a meta de PNT a partir de uma relação linear entre o percentual de restrição de entrega aos CEPs. Entretanto, tal determinação é frágil, pois:

- (i) Carece de estudo quantitativo;
- (ii) Não foi justificado/comprovado pela proposta técnica que há uma relação linear entre o indicador de restrição de CEPs e trajetórias possíveis de combate às perdas. Os parâmetros que definem as equações usadas para cálculo do ponto de partida de meta não foram fundamentados tecnicamente;
- (iii) Tampouco foi fundamentada a capacidade de se utilizar única e exclusivamente o código postal (CEP) para definir o ponto de partida e a trajetória de Perdas Não técnicas, visto que o CEP não consegue capturar a densidade de pessoas e energia distribuída em áreas de risco;
- (iv) Muitas vielas e becos em uma comunidade não possuem CEP: muitas vezes utiliza-se o logradouro mais próximo⁵ ; e
- (v) Nem todos os CEPs são comparáveis, há CEPs com maior densidade populacional do que outros (e consequentemente, com maior carga passível de furto).

91. Por esses motivos, ainda segundo a distribuidora, a aplicação da metodologia definida no Módulo 2.6A do PRORET caracterizaria uma proposta de redução de perdas não técnicas e de inadimplência que levaria a concessão à insustentabilidade econômico-financeira.

92. A esse respeito, entendo que, apesar dos esforços já realizados pela Agência, o tema merece reavaliação. Não é razoável que se feche os olhos à crescente complexidade das áreas de concessão do estado do Rio de Janeiro, marcadas pela ação de grupos armados que controlam territórios em que o poder público não pode atuar.

93. Para a presente revisão tarifária, não é possível a aplicação de procedimentos além daqueles previstos no PRORET e descritos neste Voto, pois isso demandaria a elaboração de nova metodologia, o que só poderia ser obtido por meio de estudos que exigem tempo, dedicação dos servidores da Agência e contribuições da sociedade. Assim, proponho que seja determinado à SRM e à SGT que avaliem a necessidade de reformulação do Módulo 2.6A do PRORET, para aprimoramento do tratamento dado às perdas não técnicas e à inadimplência em áreas de severa restrição operacional.

94. O segundo e o quarto pleitos se referem à utilização, no presente processo de revisão tarifária, de metodologias ainda em estudo pela Agência e que se encontram em fase de tomada de subsídios (no caso da homologação das perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido) e de consulta pública (no caso dos custos operacionais).

95. Entendo que esses pedidos não devem ser atendidos neste processo. A ANEEL ostenta um sólido histórico de ampla discussão com a sociedade quando da alteração de quaisquer de suas práticas relacionadas ao estabelecimento de tarifas. Em vista desse histórico, entendo ser prudente que se aguarde a conclusão dos processos de aprimoramento em curso.

96. Ainda, destaco que no ano de 2023 a ANEEL processará mais de duas dezenas de revisões tarifárias de concessionárias de distribuição. Por isso, em atendimento ao princípio da isonomia, a aplicação ou não de metodologias ainda em elaboração deve levar em conta todo esse grupo de processos, e não apenas o que aqui se discute. Também por esse motivo, avalio que os pleitos da Enel Rio não devem ser deferidos.

97. A despeito desses encaminhamentos, destaco a situação periclitante da concessão da Enel Rio. De acordo com gráfico elaborado pela concessionária com base em dados da SFF, a rentabilidade real tem sido menor do que a rentabilidade regulatória ao longo dos anos, com perda frente ao EBIT Regulatório de R\$ 2,5 Bilhões no período de 2018 a 2021. O gráfico

apresentado pela distribuidora mostra que ao longo dos anos esse cenário vem se tornando mais agudo:



98. Esses números não permitem averiguar quanto dessas perdas se deve à ineficiência da própria Enel Rio e quanto se deve a fatores que não podem ser alcançados por uma gestão eficiente, por qualquer grupo econômico que venha a operar na área de concessão. No entanto, dada a magnitude da perda frente ao EBIT Regulatório, fica clara a necessidade de atenção por parte da ANEEL e do Poder Concedente ao caso.

99. Se por um lado é necessário que se garanta a rentabilidade da distribuidora que opera a concessão, por outro, não é razoável que se impute a totalidade dos custos decorrentes das áreas de severa restrição operacional ao consumidor regular da concessionária. Isso torna a questão em problema de difícil solução. Além disso, é patente que a causa raiz dos problemas, qual seja, a própria existência das áreas de severa restrição operacional, não é passível de ser atacada pelo setor elétrico de forma isolada, sendo necessário o envolvimento dos poderes estaduais e municipais.

100. Destaco esses pontos apenas para trazer senso de urgência à questão. Do ponto de vista da ANEEL, se no processo tarifário é preciso que se aplique na íntegra as disposições do

PRORET, por outro lado, compete à Agência estudar as soluções possíveis para a causa de fundo dos problemas enfrentados pelas distribuidoras que atuam em áreas de risco.

II.2 – LIMITES DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DEC E FEC

101. Na Consulta Pública, foram recebidas contribuições da Associação dos Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, do Cluster Automotivo SulFluminense e da própria Enel Rio, referentes aos limites de DEC e FEC. A seguir apresenta-se a análise de cada um dos pleitos.

102. A ABRACE apresentou contribuição acerca do processo de definição de limites para os conjuntos que contêm Áreas de Severa Restrição à Operação – ASRO. A Associação manifestou preocupação com relação aos valores dos limites após as flexibilizações realizadas.

103. Com relação à contribuição, a SRD esclareceu que a ANEEL utilizou os dados da BDGD da Enel Rio referente a 31/12/2021 para o cálculo dos indicadores DEC e FEC apurados nos conjuntos com ASRO. Já os dados de inadimplência foram encaminhados separadamente pela ENEL RJ em resposta ao Ofício nº 266/2022-SRD/ANEEL, de 18 de outubro de 2022. Dessa forma, a data de referência desses dados é novembro de 2022, sendo, portanto, posterior ao período crítico da pandemia.

104. O Cluster Automotivo Sul-Fluminense apresentou duas contribuições à Consulta Pública. A primeira se refere aos critérios de apuração dos indicadores DEC e FEC definidos no PRODIST. Segundo a Entidade, a ANEEL deveria *“revisar os modelos propostos de indicadores com apenas o DEC e FEC, onde se é feito uma contabilização apenas das paradas acima de 3 min. Deve ser incluído um acompanhamento como o utilizados nas normas CBMA e ITIC.”*

105. Com relação a esse ponto, informa-se que já existe regulação específica para os indicadores de variação de tensão de curta duração – VTCD, conforme estabelecido nos itens 68 a 78 do Módulo 8 do PRODIST. Enfatiza-se que as unidades consumidoras conectadas em alta ou média tensão podem solicitar à distribuidora a medição eventual desses parâmetros de qualidade da energia ou adquirir sistema de medição capaz de apurar esses indicadores de forma permanente, conforme item 90 do Módulo 8.

106. Outra contribuição da Entidade solicita a redução dos limites de DEC e FEC dos conjuntos Itatiaia e Retiro Saudoso, afirmando apenas o seguinte: *“Não faz sentido manter limites acima do realizado atualmente e muito menos uma falta de progresso nos limites para melhoria da região. Necessário a conclusão de interligação da SE Itatiaia com a LT Funil para maior confiabilidade da região de Itatiaia.”*

107. Quanto ao ponto elencado, o Cluster Automotivo Sul-Fluminense não apresentou outras justificativas para o pedido de modificação dos resultados advindos da metodologia comparativa. Além disso, ao contrário do afirmado, está sendo proposta uma trajetória de redução dos indicadores para ambos os conjuntos citados. Dessa forma, a contribuição não foi acatada.

108. A Enel Rio apresentou uma extensa contribuição abordando diversas questões de sua área de concessão, tais como: especificidades ambientais, como áreas de ilhas e de preservação ambiental; questões socioeconômicas e de violência, como as retratadas nas áreas de risco; questões econômicas e financeiras, como a sustentabilidade, investimentos necessários e disposição dos consumidores ao pagamento pelo serviço de distribuição. Além da abordagem desses temas de forma geral da concessão, a Distribuidora apresentou ainda uma análise particular de diversos conjuntos com especificidades, para os quais foram solicitadas flexibilizações de limites de DEC e FEC. São eles: (i) Sustentabilidade, Investimentos e Disposição a Pagar dos Consumidores da ENEL RJ; (ii) Contribuições sobre Áreas de Risco; (iii) Contribuições sobre Questões Específicas de seus Conjuntos; e (iv) Contribuições sobre Reconfiguração de Conjuntos. A análise desses itens está bastante detalhada na Nota Técnica da SRD, com a qual concordo integralmente.

109. Assim, após a análise da manifestação da empresa, com a revisão dos limites e as reconfigurações nos conjuntos aplicadas, os valores propostos para os limites de DEC e FEC da concessão são aqueles apresentados na Tabela IX da Nota Técnica da SRD. Ressalta-se que, dos 78 conjuntos da Distribuidora, 26 tiveram algum tipo de flexibilização em relação ao resultado inicial da metodologia (13 por ASRO e 13 por particularidades diversas).

110. Nas Figuras a seguir são apresentados o histórico de apuração de DEC e FEC, os limites globais propostos pela ANEEL na CP nº 60/2022, a contraproposta da Distribuidora e os limites propostos na Nota Técnica da SRD e agregadas ao presente Voto, após a análise das contribuições enviadas. Em relação aos limites globais propostos para os anos de 2024 a 2028, a redução anual é de 2,76% no DEC e de 4,03% no FEC.

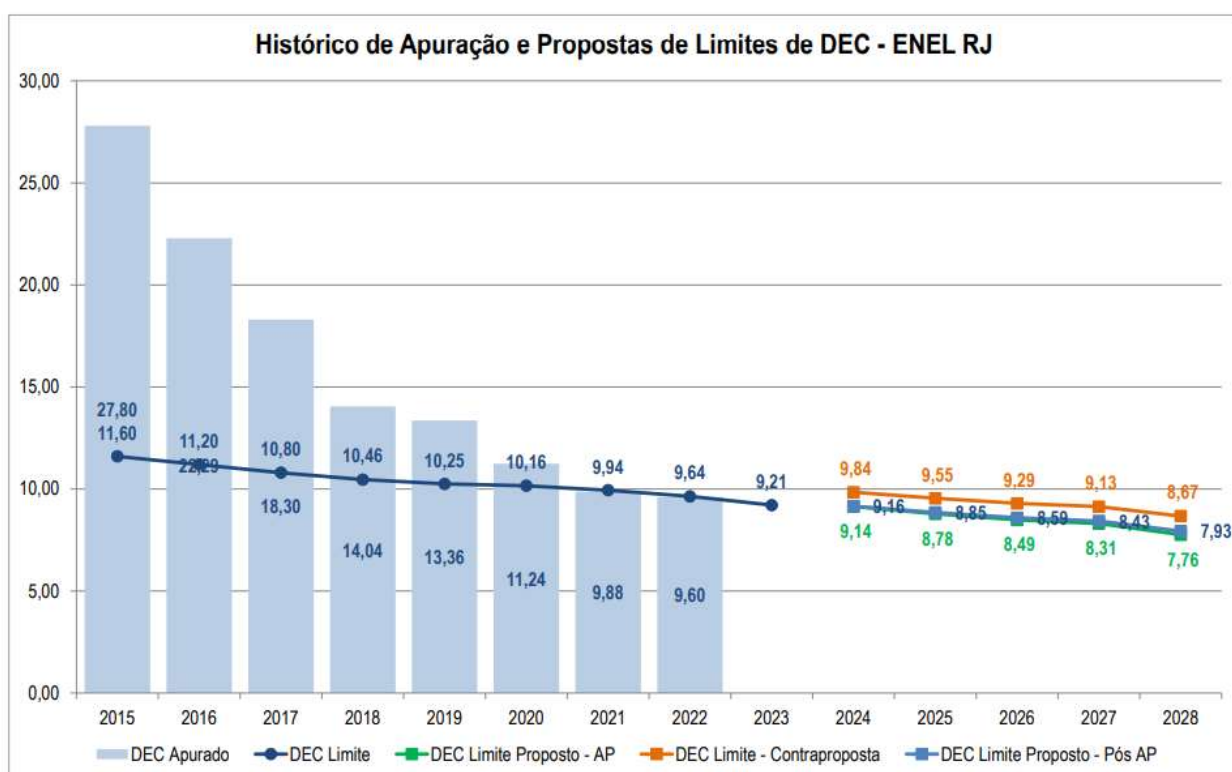


Figura 2: Histórico de apuração e limites propostos para o DEC global da ENEL RJ.

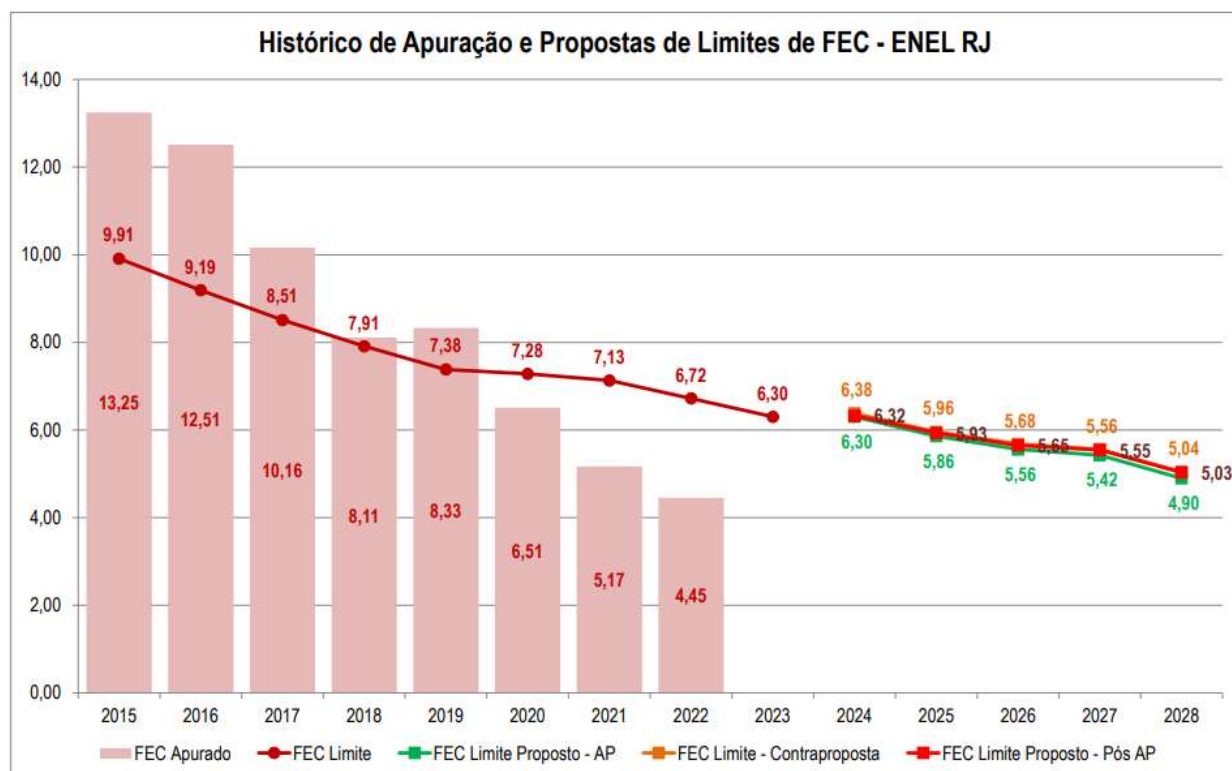


Figura 3: Histórico de apuração e limites propostos para o FEC global da ENEL RJ.

111. Nas Figuras a seguir são apresentados os histogramas dos limites de 2023 (vigentes) e 2028 (propostos) dos conjuntos da Enel Rio. Com base nesses histogramas, percebe-se que a proposta para o período de 2024 a 2028 irá reduzir a distância entre os limites dos conjuntos, levando a uma maior uniformização da continuidade prestada pela Distribuidora aos seus consumidores.

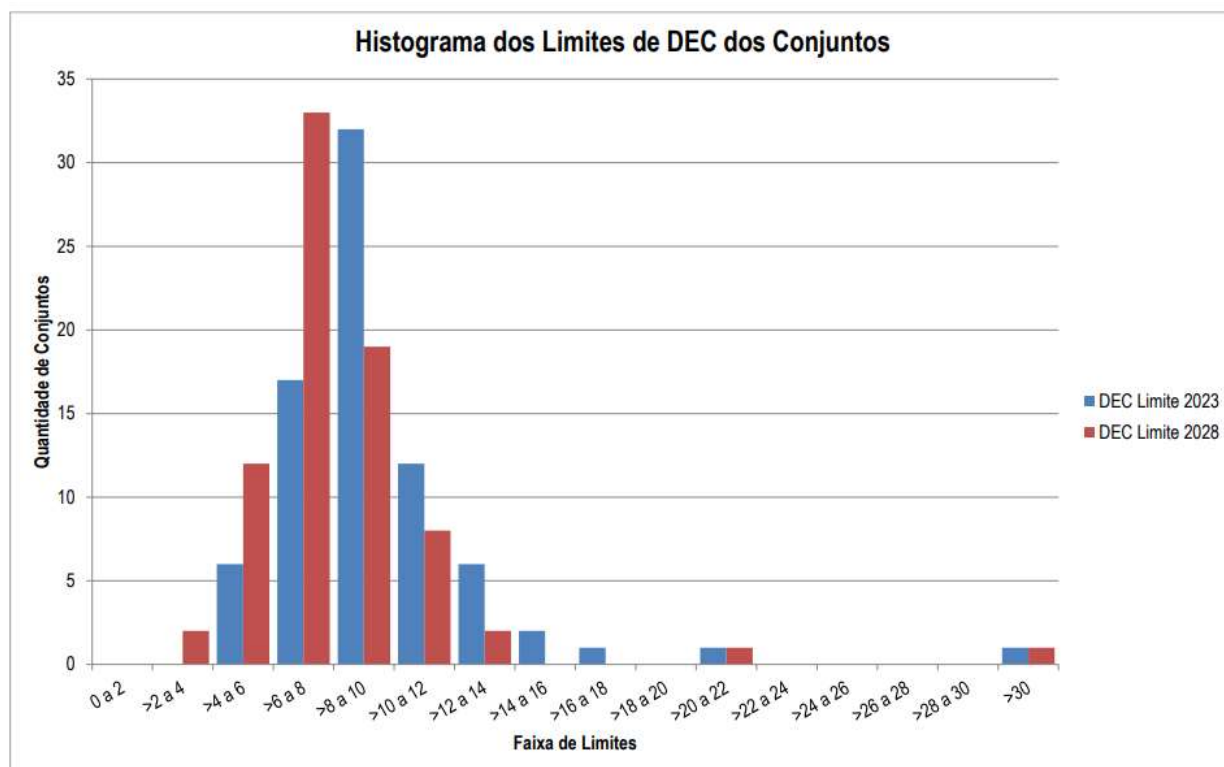


Figura 4: Histograma do limite do DEC dos conjuntos da ENEL RJ para 2023 e 2028.

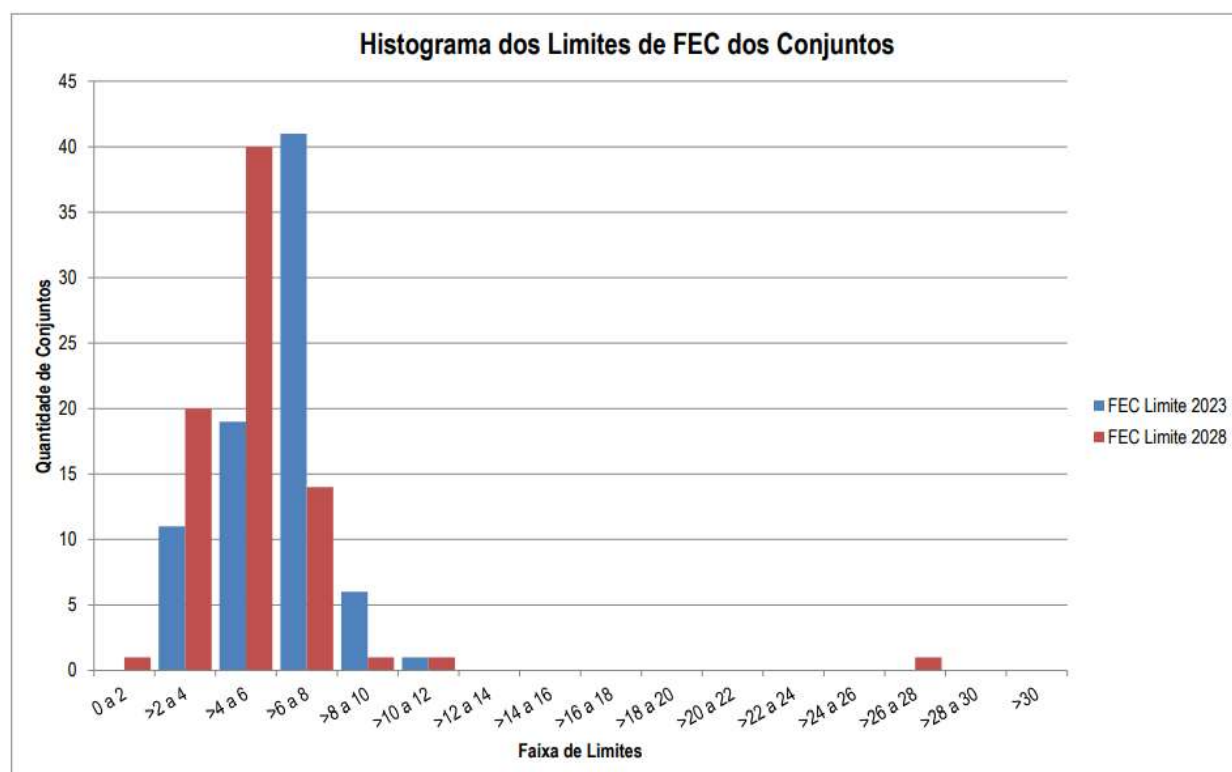


Figura 5: Histograma do limite do FEC dos conjuntos da ENEL RJ para 2023 e 2028.

112. Por sua vez, as duas próximas Figuras apresentam uma comparação entre os limites propostos para a Enel Rio e os limites de outras distribuidoras de grande porte da região Sudeste. Observa-se que os limites de DEC e FEC da Distribuidora estão aderentes à realidade da região.

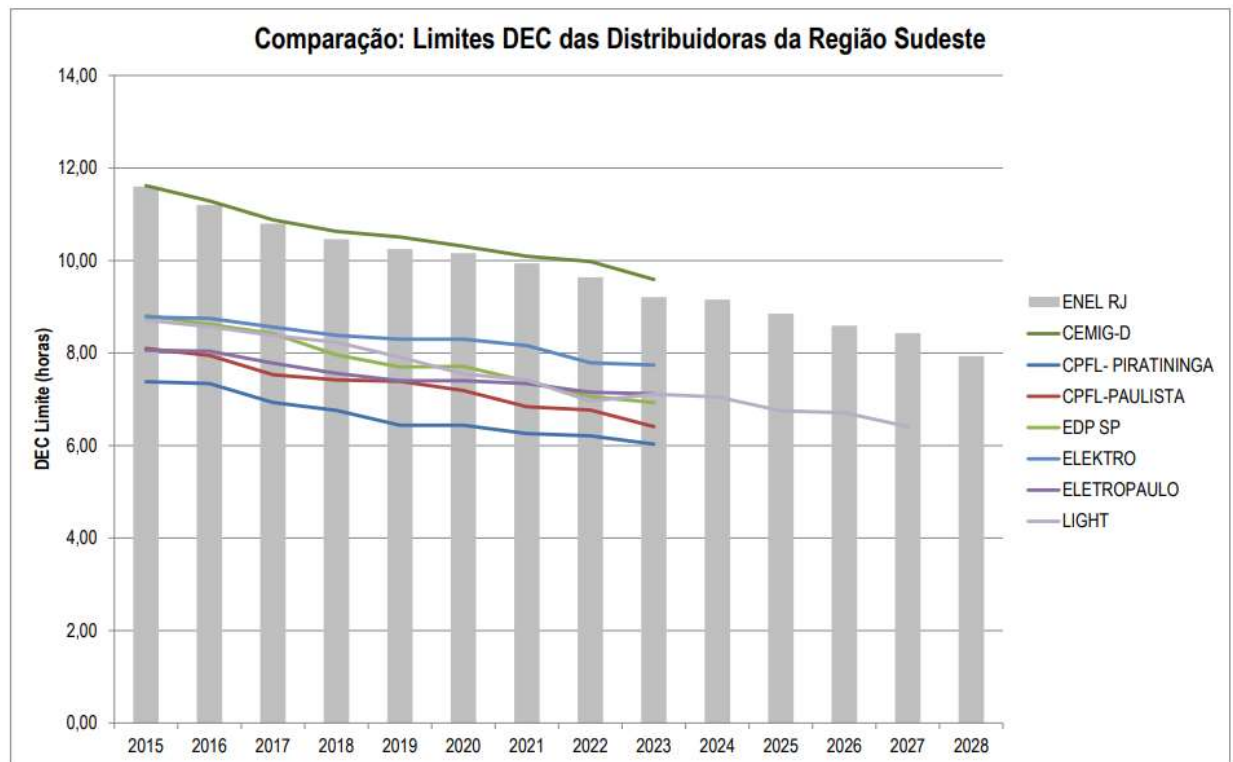


Figura 6: Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

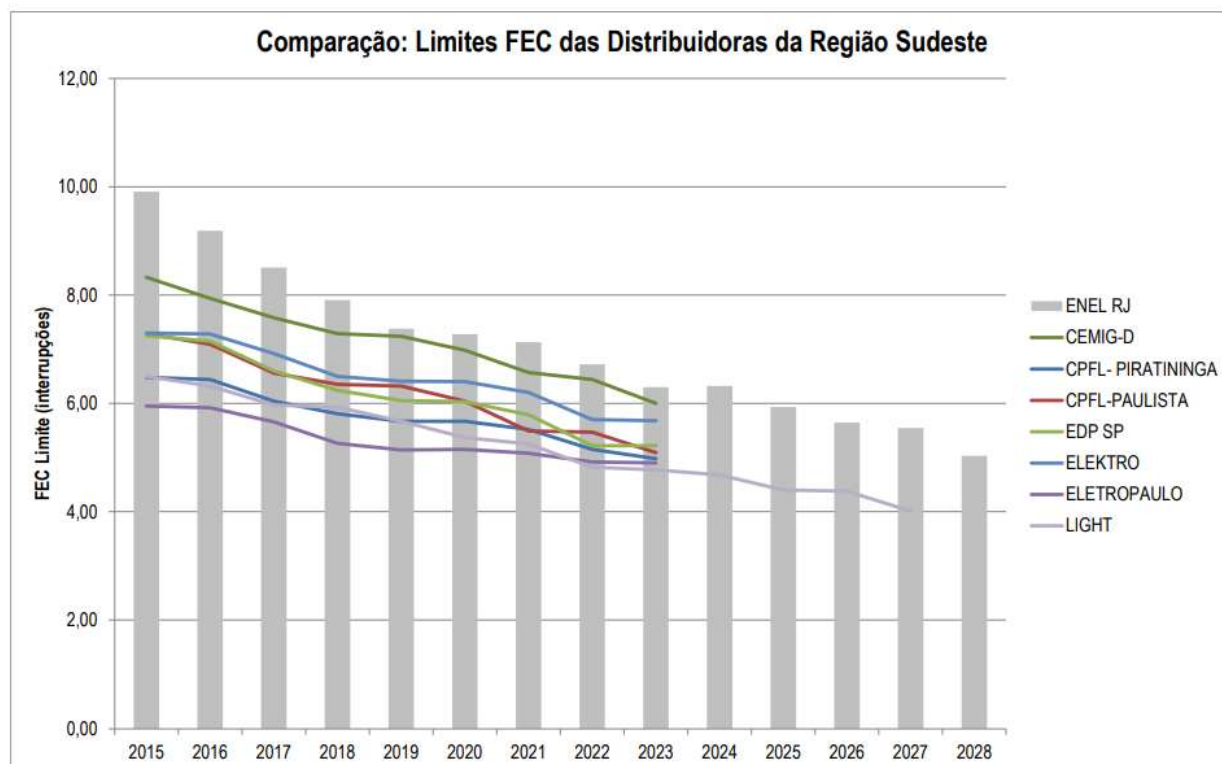


Figura 7: Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

113. Com base nessas análises, conclui-se que os limites dos indicadores DEC e FEC propostos para a Enel Rio estão de acordo com a regulamentação vigente e são adequados à realidade da Distribuidora.

III – DIREITO

114. O encaminhamento proposto está fundamentado nos seguintes dispositivos legais e normativos:

- a) art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
- b) art. 21 do Anexo I do Decreto no 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- c) art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- d) art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- e) art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- f) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- g) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;

- h) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST; e
- i) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 5/1996.

IV – DISPOSITIVO

115. Diante do exposto e do que consta dos Processos nº 48500.006884/2022-15 e 48500.007896/2022-67, voto:

- a) pela aprovação do resultado da revisão tarifária periódica de 2023 da Enel Rio, a vigorar a partir de 15 de março de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 3,28%, sendo de -4,91%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 6,18%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as de Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) pela aprovação do valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Enel Rio, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- d) pela definição dos postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- e) pela fixação do componente T do Fator X de -0,30%;
- f) pela fixação do referencial regulatório perdas de energia para os reajustes de 2024 a 2027, conforme tabela abaixo:

	2024	2025	2026	2027
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	8,0010%	8,0010%	8,0010%	8,0010%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT	22,8185%	22,7030%	22,5875%	22,4719%

- g) pelo estabelecimento dos limites para os indicadores de DEC e FEC nos termos descritos na Nota Técnica nº 14/2023-SRD/ANEEL, de 8 de março de 2023;
- h) por determinar à SRM e à SGT que em prazo de 90 dias avaliem a necessidade de reformulação do Módulo 2.6A do PRORET, para aprimoramento do

tratamento dado às perdas não técnicas e à inadimplência em áreas de severa restrição operacional; e

- i) por estabelecer que, no próximo processo tarifário da concessionária, sejam incorporados os eventuais efeitos decorrentes da aplicação do aprimoramento do PRORET de que trata o item “h”. Tais efeitos devem ser incorporados como componente financeiro retroativo à data de realização do presente processo de revisão, e como componente econômico regular da revisão tarifária a partir da data de realização do processo do próximo processo tarifário.

Brasília, 14 de março de 2023.

(assinatura digital)

RICARDO LAVORATO TILI

Diretor