

VOTO

PROCESSOS: 48500.006879/2022-11 e 48500. 001752/2023-88

INTERESSADO: Elektro Redes S.A.

RELATOR: Diretor Hélivio Neves Guerra

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 Elektro Redes S.A., a vigorar a partir de 27/08/2023, 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 2023 a 2027.

I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição 187/1998, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Elektro Redes S.A., estabelece a data de 27 de agosto de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.
2. As metodologias e procedimentos aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão dispostas nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.
3. A Resolução Normativa nº 1.008¹, de 15 de março de 2022, dispôs sobre a Conta Escassez Hídrica, as operações financeiras e a utilização do encargo tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.
4. Em 21 de junho de 2022, em atendimento ao disposto na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, a Diretoria da ANEEL decidiu autorizar a antiga Superintendência de Gestão Tarifária – SGT a aplicar os procedimentos e realizar o tratamento tarifário associado ao rateio do aporte inicial decorrente da capitalização da Eletrobrás, sendo instituída², portanto, a CDE Modicidade Eletrobrás.
5. Em 27 de junho de 2022, foi sancionada a Lei nº 14.385, que disciplina a devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais que versam sobre a retirada do ICMS da base do PIS/COFINS.

¹ Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221008.pdf>

² Conforme proposta preliminar indicada na Nota Técnica nº 92/2022-SGT/ANEEL, de 20 de junho de 2022 (Documento nº 48581.001709/2022).

6. Em 5 de dezembro de 2022, na 48ª Sessão de Sorteio Público Ordinária, os processos foram distribuídos a minha relatoria.
7. Em 10 de abril de 2023, a antiga Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD apurou as perdas na distribuição da Neoenergia Elektro, consolidada pela Nota Técnica nº 32³.
8. Em 23 de maio de 2023, na 17ª Reunião Pública Ordinária, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública – CP nº 17/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária da Neoenergia Elektro. O período de contribuições se estendeu de 25 de maio a 10 de julho de 2023.
9. Em 7 de junho de 2023, a ANEEL realizou a Audiência Pública – AP nº 11/2023, na cidade de Rio Claro, estado de São Paulo, na qual foram apresentados o resumo da metodologia empregada nos processos de revisão tarifária, os resultados preliminares do reposicionamento tarifário e 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 2024 a 2027.
10. As contribuições à Consulta Pública nº 17/2023 foram analisadas e respondidas pela Nota Técnica nº 88/2023⁴, de 18 de agosto de 2023.
11. Em 3 de agosto de 2023, por meio do Memorando nº 185⁵, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF enviou os valores solicitados para a composição da Base de Remuneração preliminar, assim como os valores apurados de Outras Receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos.
12. Em 7 de agosto de 2023, por meio da Nota Técnica nº 141⁶, a SFF apresentou os valores da Base de Remuneração Regulatória (BRR) validados.
13. Em 18 de agosto de 2023, por meio da Nota Técnica nº 64⁷, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD apresentou os procedimentos e a metodologia utilizada para a proposta de estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos de unidades consumidoras da Neoenergia Elektro, para os anos de 2023 a 2027.
14. Em 8 de agosto de 2023, a Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR realizou reunião virtual com os representantes da Neoenergia Elektro para discutir a proposta da revisão tarifária. E em 18 de agosto de 2023, a STR realizou reunião similar com o Conselho de Consumidores da distribuidora.

³ Documento nº 48552.000851/2023-00.

⁴ Documento nº 48580.002241/2023-00.

⁵ Documento nº 48536.003553/2023-00.

⁶ Documento nº 48536.003589/2023-00.

⁷ Documento nº 48552.001690/2023-00.

15. Em 16 de agosto de 2023, a proposta preliminar da revisão tarifária foi encaminhada à Neoenergia Elektro e ao Conselho de Consumidores, sendo retificada e reenviada a estes agentes em 18 de agosto de 2023.

16. Em 18 de agosto de 2023, por meio da Nota Técnica nº 87⁸, a STR consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da Neoenergia Elektro.

17. Nesta mesma data, realizei reunião⁹ virtual com a Neoenergia Elektro e a STR, quando a Concessionária apresentou preocupação acerca do tratamento em área de risco e da necessidade de se neutralizar os impactos da Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD de anos anteriores.

II – FUNDAMENTAÇÃO

18. A revisão das tarifas da Neoenergia Elektro, conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **7,17%**, sendo de 3,15%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 9,53%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

19. O detalhamento do efeito médio por nível de tensão é apresentado na Tabela 1.

Tabela 1. Efeito médio para consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	3,15%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	9,53%
Efeito Médio AT+BT	7,17%

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

20. O efeito médio de **7,17%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **3,23%**; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **3,13%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, representando **0,82%** de efeito.

21. O Gráfico 1 apresenta os principais itens de custo que contribuíram para o efeito médio.

⁸ Documento nº 48580.002240/2023-00.

⁹ Documento nº 48575.005719/2023-00.

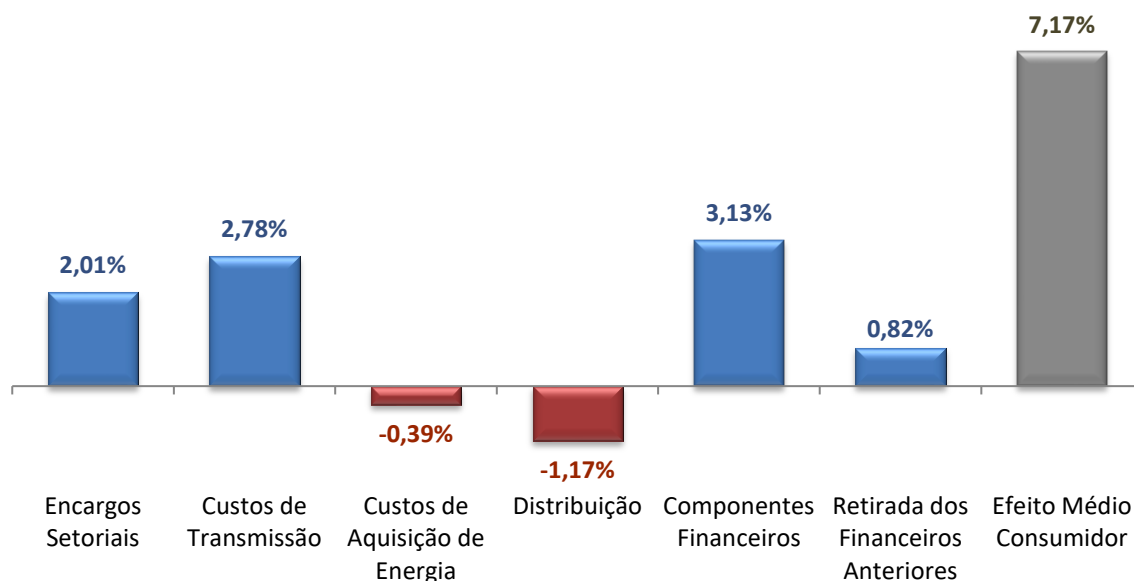


Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

22. Segundo a área técnica, a diferença de efeitos de 5,38% entres os grupos tarifários A e B se deve basicamente a alteração das tarifas de referência (estrutura tarifária) calculadas nos processos de revisão e aos itens de custo (natureza: TE ou TUSD).

23. Quanto à estrutura tarifa, houve dois movimentos que leveram a este impacto: i) maior responsabilidade de demanda (kW) para os consumidores de BT nas redes da distribuidora e; ii) redução do mercado de energia (MWh) destes consumidores. Quanto aos custos, destaco a retirada de componentes financeiros de itens relacionados à TE negativos presentes na tarifa do ano anterior; que têm impacto mais expressivo sobre os consumidores cativos (totalidade dos clientes conectados em BT).

24. 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.

25. A Tabela 2 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a variação percentual, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado e cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 2. Itens de custo da revisão tarifária da Neoenergia Elektro

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A	6.224.367.762	6.617.068.808	6,3%	4,40%	71,8%
Encargos Setoriais	1.938.582.988	2.117.780.463	9,2%	2,01%	23,0%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.718.270	12.651.793	8,0%	0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.303.145.520	1.263.670.725	-3,0%	-0,44%	13,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	103.464.404	106.457.053	0,0%	0,03%	1,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	132.007.172	137.439.511	4,1%	0,06%	1,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(176.687.451)	(21.628.231)	-87,8%	1,74%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		2.177.618	0,0%	0,02%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		41.825.745	0,0%	0,47%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		63.085.140	0,0%	0,71%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	251.318.754	223.414.707	-11,1%	-0,31%	2,4%
PROINFA	241.914.027	210.352.079	-13,0%	-0,35%	2,3%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	71.440.205	78.044.532	9,2%	0,07%	0,8%
ONS	262.086	289.790	10,6%	0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	1.423.654.957	1.672.076.562	17,4%	2,78%	18,1%
Rede Básica	618.576.314	759.394.330	22,8%	1,58%	8,2%
Rede Básica Fronteira	560.009.246	628.503.859	12,2%	0,77%	6,8%
Rede Básica ONS (A2)	11.152.054	8.616.300	-22,7%	-0,03%	0,1%
MUST Itaipu	47.882.872	47.820.611	-0,1%	0,00%	0,5%
Transporte de Itaipu	68.475.579	96.670.389	41,2%	0,32%	1,0%
Conexão	82.214.613	92.948.998	13,1%	0,12%	1,0%
Uso do sistema de distribuição	35.344.279	38.122.076	7,9%	0,03%	0,4%
Custos de Aquisição de Energia	2.862.129.817	2.827.211.783	-1,2%	-0,39%	30,7%
PARCELA B	2.703.433.689	2.599.170.056	-3,9%	-1,17%	28,2%
Custos Operacionais	1.307.333.655	1.252.105.642	-4,2%	-0,62%	13,6%
Anuidades	201.240.599	163.540.711	-18,7%	-0,42%	1,8%
Remuneração	846.666.380	766.232.528	-9,5%	-0,90%	8,3%
Depreciação	426.474.093	410.856.990	-3,7%	-0,17%	4,5%
Receitas Irrecuperáveis	56.296.480	67.340.521	19,6%	0,12%	0,7%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(134.577.519)	(96.442.482)	-28,3%	0,43%	-1,0%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	35.536.145	0,0%	0,40%	0,4%
Reposicionamento Tarifário	8.927.801.451	9.216.238.864		3,23%	100,0%

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	279.287.405	3,13%
CVA em processamento - Energia	(329.111.886)	-3,69%
CVA em processamento -Transporte	184.141.865	2,06%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(28.866.866)	-0,32%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	29.709.721	0,33%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	58.568.157	0,66%
Sobrecontratação/exposição de energia	349.143.111	3,91%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.048.116	0,02%
Previsão de Risco Hidrológico	280.877.693	3,15%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	1.028.986	0,01%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia	(554.343)	-0,01%
Ajuste CUSD	2.733.738	0,03%
Repasse de compensação DIC/FIC	(547.504)	-0,01%
Conselho de Consumidores	(1.121.770)	-0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(249.086.414)	-2,79%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de cons. (REN 376 e 414)	(956.565)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid dos consumidores migrantes (Of.Circular 20/2021)	(7.101.789)	-0,08%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	(4.246.227)	-0,05%
Neutralidade Encargo CDE Covid	8.935.503	0,10%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	(8.755.901)	-0,10%
Saldo a Compensar - CVA CDE Covid	966.438	0,01%
Financeiro CDE Eletrobras	(19.155.435)	-0,21%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	10.638.779	0,12%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		0,82%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		7,17%

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

26. O reposicionamento econômico de **3,23%** é derivado das variações de custos das Parcelas A e B.

Parcela A

27. A Parcela A compreende os custos não-gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. A Parcela A representa 71,8% dos custos da concessionária, cuja variação identificada foi de 6,3%, representando um impacto tarifário **4,40%**.

28. Desse efeito da Parcela A, o total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de **2,01%**. Destacam-se a redução da nova cota de CDE (Uso) de 2023 para a distribuidora, cujo impacto foi de **-0,44%**, a previsão da CDE Conta Escassez com impacto **0,49%**, a nova modalidade de CDE relacionada a Mini e Microgeração Distribuída com impacto **0,71%** e a CDE modicidade Eletrobrás, criada após a desestatização da Companhia, com efeito de **1,74%**.

29. Os custos de transmissão impactaram a revisão em **2,78%**. Esse aumento decorre da utilização dos novos valores das Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2023-2024, que foram aprovadas na 23ª Reunião Pública Ordinária da ANEEL. Este aumento ocorreu, principalmente, devido a última parcela da RBSE.

30. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a **Neoenergia Elektro** levaram a uma variação no efeito médio de **-0,39%**. Contribuiu para esse efeito principalmente as variações de montante e custos associados aos Contratos de Cotas de Garantia Física, que impactaram a revisão em

0,97%, devido a privatização da Eletrobras que possui as usinas com preços mais baratos e que terão seus contratos diminuídos em 20% a partir deste ano. Por outro lado, amenizou o efeito médio em **-1,90%** o custo da energia proveniente de Itaipu, cuja tarifa, estabelecida por meio da REH 3193/2023, USD 20,23 /MWh, é inferior à vigente para o ano de 2022, USD 24,73/MWh, devido a retirada do custo da dívida no seu preço.

Perdas Regulatórias

31. 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 **5,78%** em relação à energia injetada, conforme informado pela SRD/ANEEL.

32. 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 por meio da ponderação entre a meta do ciclo anterior e as perdas reais da concessionária (média de 3 anos). Já o ponto de chegada 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.

33. No caso da Neoenergia Elektro, conforme regra definida no Submódulo 2.6 do Proret, observando o ponto de partida, foi estabelecido para 2023 o valor de **4,90%** sobre o mercado de baixa tensão faturado, ficando estabelecida como meta o percentual de **4,46%** ao final do ciclo.

Receitas Irrecuperáveis

34. 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, conforme previsto no regulamento.

35. Na presente revisão, as receitas irrecuperáveis variaram 19,6% em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **0,12%** nas tarifas.

Custos da Parcela B

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

37. A Parcela B representa 28,2% dos custos da concessionária e apresentou uma variação de -3,9%, o que representa um impacto tarifário de **-1,17%**.

38. A metodologia de definição dos **custos operacionais** eficientes estabelece o método de comparação entre concessionárias, para a definição do nível desses custos que serão reconhecidos nas

tarifas. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos eficientes que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

40. No caso da **Neoenergia Elektro** a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está acima do intervalo superior definido pelo método de benchmarking. Como resultado é estabelecido uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo, para que ao final deste, os custos operacionais regulatórios alcancem o limite superior do intervalo. Ademais, a relação entre o custo operacional regulatório (no caso, o limite superior da faixa de eficiência) e o custo operacional real da distribuidora ficou acima de 120%, assim será compartilhada a eficiência da distribuidora com o consumidor. Concluindo, haverá redução ao longo do próximo ciclo tarifário, sendo o componente T do Fator X calculado em **2,32%**.

39. 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.

40. A respeito da **remuneração do capital**, houve variação de -9,5% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de **-0,90%**. Isso ocorreu principalmente em razão da redução da Base de Remuneração Líquida, em decorrência dos investimentos realizados pela Neoenergia Elektro desde sua última revisão tarifária, comparada com a revisão de 2019 (atualizada ao longo do ciclo anterior), além da redução da taxa de remuneração (WACC). O Gráfico 2 demonstra os efeitos da variação na remuneração de capital.

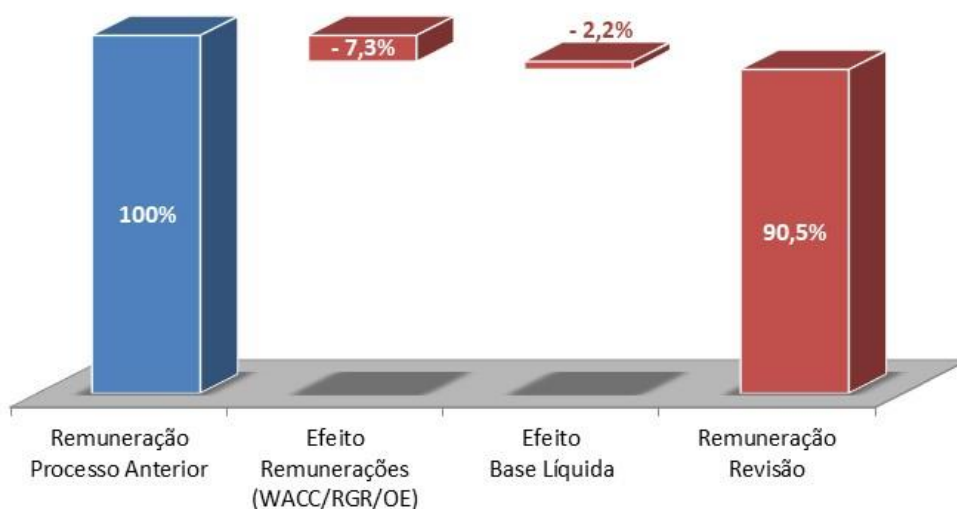


Gráfico 2. Efeito da revisão sobre remuneração do capital

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

41. A **quota de reintegração regulatória** variou de -3,7% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **-0,17%** nas tarifas. Este efeito se dá em função da redução da Base de Remuneração Bruta, comparada com a revisão de 2019 (atualizada ao longo do ciclo anterior) ter sido maior que a variação positiva da taxa de depreciação. O Gráfico 3 demonstra ambos os efeitos.

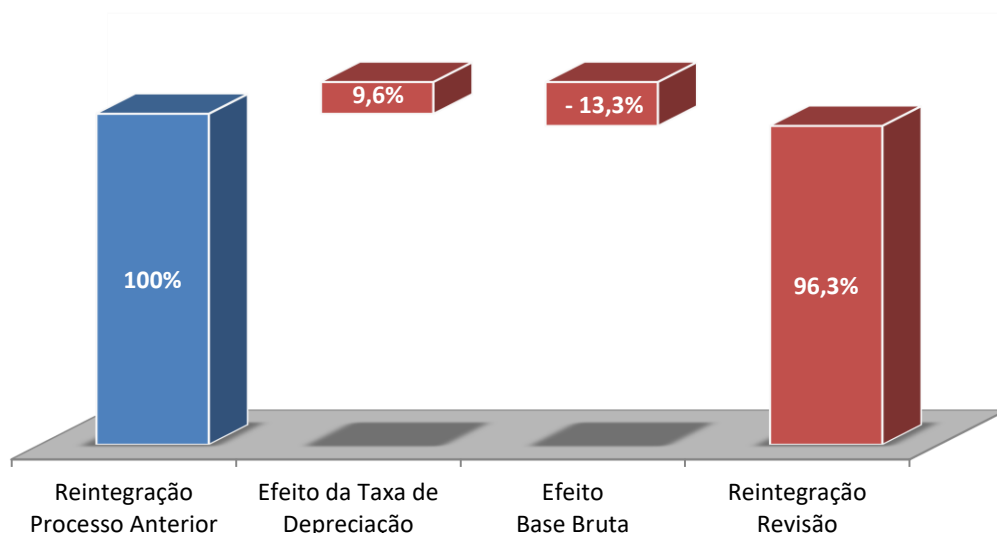


Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

42. A cobertura para **anuidades** variou **-18,7%** em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **-0,42%** na revisão. Esse resultado proveio da diminuição da Base de Anuidade Regulatória (BAR), comparada com a revisão de 2019 (atualizada ao longo do ciclo anterior), potencializado pela diminuição do WACC, variáveis das quais o cálculo das anuidades depende.

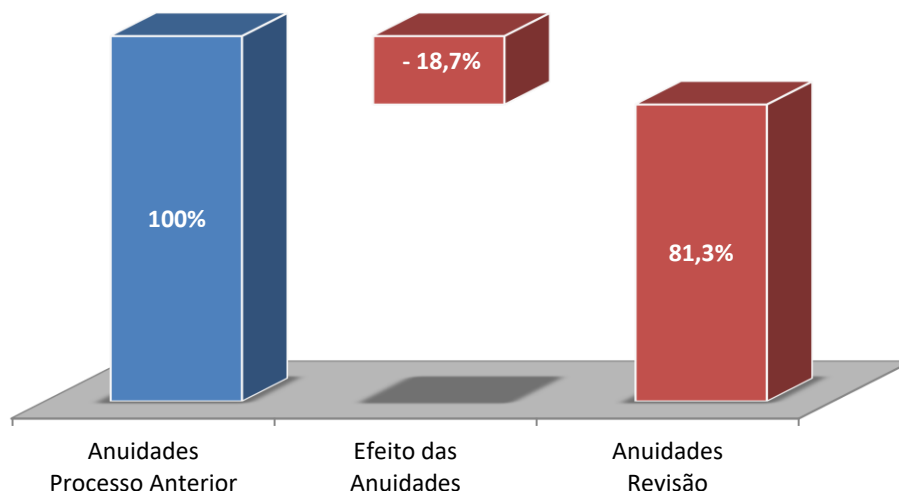


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre as anuidades

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

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

44. A Resolução Normativa nº 1000/2021 estabelece a obrigatoriedade da cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “**Ultrapassagem de Demanda (UD)**”, e de montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “**Excedente de Reativos (ER)**”, sendo que ambas as receitas são contabilizadas como redutoras da Parcela B.

45. Assim, o efeito tarifário referente a outras receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos nesta revisão tarifária foi no total de **0,43%**.

Componentes Financeiros

46. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos nesta revisão da Neoenergia Elektro.

Tabela 3. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(329.111.886)	-3,69%
CVA em processamento -Transporte	184.141.865	2,06%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(28.866.866)	-0,32%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	29.709.721	0,33%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	58.568.157	0,66%
Sobrecontratação/exposição de energia	349.143.111	3,91%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	2.048.116	0,02%
Previsão de Risco Hidrológico	280.877.693	3,15%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	1.028.986	0,01%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia	(554.343)	-0,01%
Ajuste CUSD	2.733.738	0,03%
Repasse de compensação DIC/FIC	(547.504)	-0,01%
Conselho de Consumidores	(1.121.770)	-0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(249.086.414)	-2,79%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de consumidores (REN 376 e 41)	(956.565)	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid dos consumidores migrantes (Of.Circular 20/2021)	(7.101.789)	-0,08%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	(4.246.227)	-0,05%
Neutralidade Encargo CDE Covid	8.935.503	0,10%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	(8.755.901)	-0,10%
Saldo a Compensar - CVA CDE Covid	966.438	0,01%
Financeiro CDE Eletrobras	(19.155.435)	-0,21%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	10.638.779	0,12%
Total	279.287.405	3,13%

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

47. Dos componentes financeiros relacionados, destacam-se negativamente a CVA – Energia, efeito de **-3,69%**, decorrente da cobertura tarifária superior ao custo dos CCEAR-D, dado o reduzido despacho do parque termelétrico e da cobertura tarifária superior ao custo realizado do contrato de Itaipu. Por outro lado, destaca-se positivamente, com efeito de **2,06%**, devido aos montantes de uso dos sistemas de transmissão (MUST) que aumentaram em relação aqueles propostos na cobertura tarifário de 2022.

48. Também foi considerado financeiro negativo, denominado ajuste CDE Modicidade Eletrobrás, correspondente ao valor presente líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre o valor repassado à Neoenergia Elektro, antes de 29 de julho de 2022, conforme Despacho nº 1.959/2022, e os valores faturados no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de R\$ -19.155.435 milhões (efeito de **-0,21%**).

49. Trago breve distinção acerca do componente financeiro do Conselho de Consumidores da Neoenergia Elektro. Como não foi utilizado todo o recurso destinado a esta rubrica, a STR apontou o financeiro negativo de R\$ - 1.120.770,00 (efeito de **-0,01%**)

50. Contudo em âmbito da Audiência Pública realizada em Rio Claro, o Conselho de Consumidores destacou que sempre foi responsável com o orçamento que recebe, pois sabe que esse

orçamento vem do bolso do consumidor. Informou que devolveu um milhão e seiscentos e sessenta mil reais, que foram revertidos para a modicidade tarifária. Contudo pediu que a ANEEL não determinasse a devolução dos recursos não utilizados pois tem uma quantidade de projetos que foram planejados, que seriam inviabilizados em caso de não reconhecimento destes recursos na tarifa da Distribuidora.

51. Entendo que o Conselho de Consumidores poderá apresentar, à Superintendência de Mediação Administrativa e das Relações de Consumo (SMA) plano para a devolução de recursos não utilizados pelo Conselho. Se apresentado, esse plano pode ser avaliado pela SMA, e caso acolhido ser incorporado no processo de reajuste de 2024.

Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários

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

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

54. O **Componente Pd** objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta fase da Revisão foi de **0,555%**.

55. 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. E como a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está dentro do intervalo definido pelo método de benchmarking, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da Neoenergia Elektro foi de **2,324%**.

56. O outro integrante do Fator X é o **Componente Q**, fixado anualmente nos processos tarifários. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em **-0,672%**. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investir na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas.

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

57. A tabela a seguir ilustra a variação ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 4. Comparação da Proposta da CP 017/2023 e a Final

Descrição	CP 003/21 Receita Verificada (R\$)	Final Receita Verificada (R\$)	CP 017/23 Receita Requerida (R\$)	Final Receita Requerida (R\$)	CP 017/23 Participação na Revisão %	Final Participação na Revisão %	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	6.265.469.822	6.224.367.762	6.621.803.038	6.617.068.808	3,99%	4,40%	0,41%
Encargos Setoriais	1.950.461.320	1.938.582.988	2.117.313.174	2.117.780.463	1,87%	2,01%	0,14%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	11.631.313	11.718.270	11.354.215	12.651.793	0,00%	0,01%	0,01%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.311.299.884	1.303.145.520	1.263.670.725	1.263.670.725	-0,53%	-0,44%	0,09%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	104.111.827	103.464.404	106.457.053	106.457.053	0,03%	0,03%	0,01%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	132.994.790	132.007.172	137.439.511	137.439.511	0,05%	0,06%	0,01%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(178.009.347)	(176.687.451)	(21.628.231)	(21.628.231)	1,75%	1,74%	-0,01%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		-	2.177.618	2.177.618	0,02%	0,02%	0,00%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		-	41.825.745	41.825.745	0,47%	0,47%	0,00%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		-	63.085.140	63.085.140	0,71%	0,71%	0,00%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	253.199.008	251.318.754	223.414.707	223.414.707	-0,33%	-0,31%	0,02%
PROINFA	243.627.846	241.914.027	210.352.079	210.352.079	-0,37%	-0,35%	0,02%
P&D, Efic.Energ	71.342.886	71.440.205	78.874.821	78.044.532	0,08%	0,07%	-0,01%
ONS	263.113	262.086	289.790	289.790	0,00%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	1.431.517.222	1.423.654.957	1.625.940.485	1.672.076.562	2,18%	2,78%	0,61%
Rede Básica	633.204.943	618.576.314	759.845.932	759.394.330	1,42%	1,58%	0,16%
Rede Básica Fronteira	558.242.990	560.009.246	614.067.288	628.503.859	0,62%	0,77%	0,14%
Rede Básica ONS (A2)	5.774.053	11.152.054	5.774.053	8.616.300	0,00%	-0,03%	-0,03%
MUST Itaipu	48.241.110	47.882.872	52.244.650	47.820.611	0,04%	0,00%	-0,05%
Transporte de Itaipu	68.475.579	68.475.579	76.692.649	96.670.389	0,09%	0,32%	0,22%
Conexão	82.214.613	82.214.613	78.943.406	92.948.998	-0,04%	0,12%	0,16%
Uso do sistema de distribuição	35.363.934	35.344.279	38.372.507	38.122.076	0,03%	0,03%	0,00%
Custo de Aquisição de Energia	2.883.491.280	2.862.129.817	2.878.549.379	2.827.211.783	-0,06%	-0,39%	-0,34%
PARCELA B	2.672.041.402	2.703.433.689	2.611.518.052	2.599.170.056	-0,68%	-1,17%	-0,49%
Custos Operacionais	1.301.174.627	1.307.333.655	1.262.226.645	1.252.105.642	-0,44%	-0,62%	-0,18%
Anuidades	197.603.355	201.240.599	164.830.079	163.540.711	-0,37%	-0,42%	-0,06%
Remuneração	831.363.644	846.666.380	775.597.783	766.232.528	-0,62%	-0,90%	-0,28%
Depreciação	418.765.955	426.474.093	406.429.958	410.856.990	-0,14%	-0,17%	-0,04%
Receitas Irrecuperáveis	55.278.971	56.296.480	67.406.713	67.340.521	0,14%	0,12%	-0,01%
Outras ReceitasOR, UD e ER	(132.145.150)	(134.577.519)	(101.426.120)	(96.442.482)	0,34%	0,43%	0,08%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	-	36.452.994	35.536.145	0,41%	0,40%	-0,01%
Reposicionamento Tarifário	8.937.511.223	8.927.801.451	9.233.321.090	9.216.238.864	3,31%	3,23%	-0,08%
Componentes Financeiros do Processo Atual			336.171.782	279.287.405	3,76%	3,13%	-0,63%
CVA em processamento - Energia			(244.242.896)	(329.111.886)	-2,73%	-3,69%	-0,95%
CVA em processamento -Transporte			181.914.261	184.141.865	2,04%	2,06%	0,03%
CVA em processamento - Encargos Setoriais			(15.400.239)	(28.866.866)	-0,17%	-0,32%	-0,15%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes			25.797.532	29.709.721	0,29%	0,33%	0,04%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais			46.186.516	58.568.157	0,52%	0,66%	0,14%
Sobrecontratação/exposição de energia			347.677.030	349.143.111	3,89%	3,91%	0,02%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)			1.157.868	2.048.116	0,01%	0,02%	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico			253.752.433	280.877.693	2,84%	3,15%	0,31%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg			-	1.028.986	0,00%	0,01%	0,01%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias de Energia			(647.493)	(554.343)	-0,01%	-0,01%	0,00%
Ajuste CUSD			6.461.777	2.733.738	0,07%	0,03%	-0,04%
Repasse de compensação DIC/FIC			(499.103)	(547.504)	-0,01%	-0,01%	0,00%
Conselho de Consumidores			(1.660.067)	(1.121.770)	-0,02%	-0,01%	0,01%
Reversão do Risco Hidrológico			(250.585.928)	(249.086.414)	-2,80%	-2,79%	0,01%
Reversão de créditos de rescisão contratual e migração de cons. (REN 376 e 414)			-	(956.565)	0,00%	-0,01%	-0,01%
Arrecadação de CDE Covid dos consumidores migrantes (Of.Circular 20/2021)			-	(7.101.789)	0,00%	-0,08%	-0,08%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica			(3.635.132)	(4.246.227)	-0,04%	-0,05%	-0,01%
Neutralidade Encargo CDE Covid			7.199.349	8.935.503	0,08%	0,10%	0,02%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS			(8.543.424)	(8.755.901)	-0,10%	-0,10%	0,00%
Saldo a Compensar - CVA CDE Covid			831.224	966.438	0,01%	0,01%	0,00%
Financeiro CDE Eletrobrás			(20.227.986)	(19.155.435)	-0,23%	-0,21%	0,01%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER			10.636.058	10.638.779	0,12%	0,12%	0,00%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior					0,87%	0,82%	-0,05%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores					7,94%	7,17%	-0,77%

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

58. As maiores diferenças entre a versão final e da CP 017/2023 ocorreram principalmente nos **Custos de Transporte** e na **Parcela B**. Contribuiu também para as diferenças a diminuição do mercado e por conseguinte da Receita Verificada, acréscimo de **0,13%**.

59. Para os **custos de transporte**, além da diminuição da Receita Verificada, destaca-se a o Transporte Itaipu, cujas tarifas na fase de CP 017/2023 ainda eram estimadas, sendo estas inferiores as homologadas para o ciclo 2023-2024, variação de **0,22%**. Além dos custos de Conexão, variação de **0,16%**, variação de devido ao mesmo motivo do Transporte Itaipu.

60. Para a **Parcela B**, as principais motivações de diferença entre as versões CP 017/2023 e esta final são: i) os custos operacionais regulatórios diminuiu, variação de **-0,18%**, devido ao aumento do compartilhamento oriundo da relação entre a meta de custo operacional regulatório e o custo real da distribuidora (126,75% na CP e 139,62%); ii) anuidades, remuneração do capital e cota de reintegração, variação conjunta de **-0,37%**, devido a redução da Base de Remuneração Regulatória, após a fiscalização da SFF.

Subvenção da CDE e composição das Tarifas

61. A Tabela 5 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de agosto/2023 a julho/2024, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de agosto/2022 a julho/2023.

Tabela 5 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	3.183.579	42.220.426	45.404.006
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(153.776)	4.078.793	3.925.017
Subsídio Distribuição	71.033	81.008	152.041
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(5.158)	419	(4.739)
Subsídio Rural	(322.248)	6.788	(315.460)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(615.792)	1.001.809	386.017
Subsídio SCEE	-	3.101.251	3.101.251
Total	2.157.639	50.490.495	52.648.133

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

Do tratamento em área de risco e da necessidade de se neutralizar os impactos da Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD

62. Em âmbito da Consulta Pública, e posteriormente em reuniões comigo e com as áreas técnicas, a Concessionária apresentou preocupações acerca da necessidade de tratamento na região do Guarujá, estado de São Paulo, por entender que se trata de área de risco, bem como da necessidade de se neutralizar os impactos da Mini e Micro Geração Distribuída – MMGD.

63. Quanto à regulamentação de área de risco, a Distribuidora aponta que mapeou o município do Guarujá como área de risco, sendo este o que possui “as restrições mais severas de operação em toda a concessão”. Aponta como justificativas a esse enquadramento: (i) a existência de tráfico de drogas; (ii) práticas violentas ocorridas no território informadas pela população ou reportagens efetuadas sobre a localidade; (iii) conflitos entre criminosos; e (iv) impossibilidade de atuação das equipes ante o risco à integridade física dos colaboradores.

64. Entende que este município “possui elevada complexidade socioeconômica, comparável com outras regiões do país que possuem áreas com severas restrições operativas e são reconhecidas como ASRO de acordo com o submódulo 2.6 do PRORET”.

65. Afirma a empresa que instalou nos últimos anos medidores com o intuito de mensurar a perda não técnica de energia desta localidade, sendo possível isolar as perdas nas áreas de risco mapeadas, e a das demais áreas de sua concessão. Afirma também que embora esta área represente apenas 0,55% de suas unidades consumidoras, ela representa 13,4% do total das perdas não técnicas da companhia.

66. Por fim, aduz que a segregação da cobertura de maneira a considerar as demais áreas o disposto no PRORET, e para as áreas de risco o município do Guarujá, haveria efeito estimado de perdas não técnicas de R\$ 21,3 milhões, e o reconhecimento integral das Receitas irrecuperáveis estimado em R\$ 5 milhões.

67. Contudo, conforme bem destaca a própria Neoenergia Elektro, o submódulo 2.6 do PRORET já dispõe de tratamento regulatório para a consideração de áreas de risco, o qual não abarca a situação enfrentada pela Concessionária.

68. Já em relação ao pleito da distribuidora para se considerar um ajuste financeiro para compensar a perda de receita com a MMGD dos últimos dois anos, a empresa alega que as Regras de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) passou muitos anos sem previsão de pagamento de TUSD pelos clientes de MMGD, o que gerou uma perda à empresa de R\$ 238,7 milhões.

69. Com isso, requer “adequação da Receita Verificada nos processos de Revisão Tarifária em 2023, para eliminar distorções provocadas pela MMGD anterior à Lei 14.300, evitando a propagação de seus efeitos para os próximos anos”. Isso daria um efeito de R\$ 36 milhões, ou 0,40% na presente revisão tarifária.

70. Inicialmente, ressalto que a Lei nº 14.300, de 2022, que criou o arcabouço legal da MMGD, estabeleceu tratamento diferenciado para os sistemas que solicitaram conexão antes de 7/1/23 e aqueles posteriores a esta data. De acordo com esse arcabouço legal, somente para os sistemas posteriores a 7/1/23 que a receita não recuperada pelo faturamento da energia compensada deve ser custeada pela CDE, o que no atual revisão totaliza uma previsão de R\$ 63.085.140,00, conforme se pode observar na Tabela 4 do presente voto.

71. Na revisão tarifária as tarifas TUSD Fio B são criadas, observando-se a nova estrutura de custos e de mercado, visando o reestabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro da concessão para sua aplicação no ciclo tarifário até a próxima revisão tarifária.

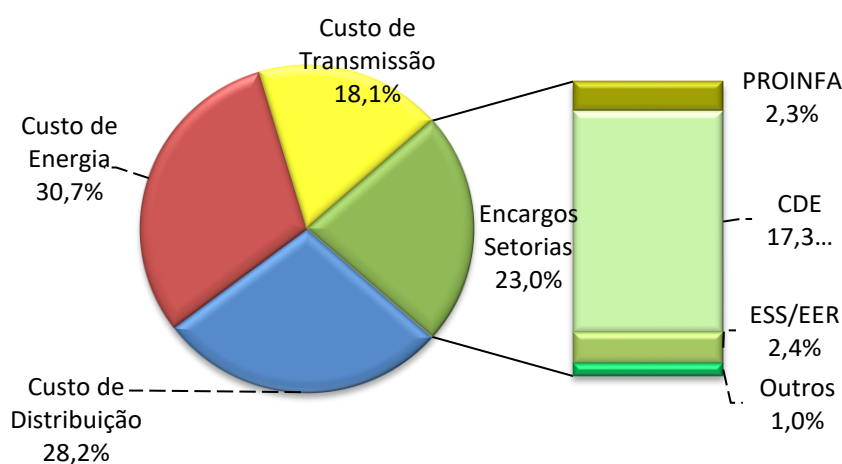
72. Com esse intuito, é feita uma avaliação do mercado de referência para que, considerando o potencial de redução de mercado já conhecido associado a MMGD conectada, seus efeitos sejam considerados na nova receita de equilíbrio que é estabelecida na revisão. Evita-se assim que eventuais desvios da TUSD Fio B, que é criada na revisão, se propaguem para todo o ciclo tarifário.

73. Foi com este intuito que está sendo concedido nesta revisão o ajuste econômico da Parcela B (Ajuste de PB associado ao SCEE) para se compensar a perda de mercado já conhecida dos consumidores que instalarem MMGD, refletida no mercado de referência, o que não se aplica aos processos de reajuste. Para o presente caso, este ajuste equivale a R\$ 35.536.145,00.

74. O atual estágio de introdução da MMGD, mesmo quando se analisa o caso específico da Neoenergia Elektro, que é uma das distribuidoras cuja introdução da MMGD se faz com maior intensidade, e cujo impacto integral da GD1 ainda não se materializou por completo, não justifica a alteração do conceito praticado de que as variações positivas ou negativas de mercado são suportadas entre as revisões pela distribuidora, e não neutralizadas em seu favor. Dessa forma, no que diz respeito ao pleito de compensação pela perda de receita nos últimos dois anos, entendendo que os efeitos devem ser monitorados pela STR, que poderá avaliar em processo específico a necessidade de eventual recomposição tarifária.

Participação dos Segmentos de Custos na Revisão Tarifária

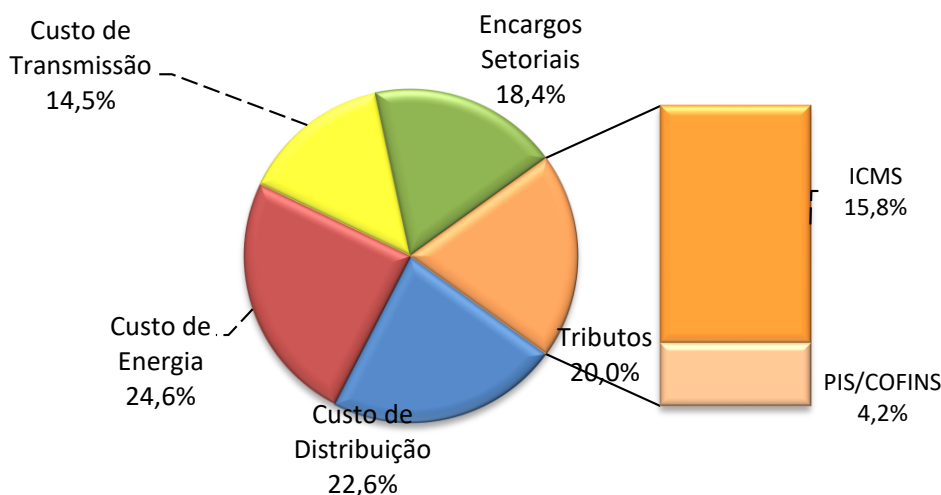
75. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora, com e sem tributos são mostrados nos Gráficos 5 e 6¹⁰.



Composição da receita sem tributos

¹⁰ No Gráfico 5, destaca-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários. Na construção do Gráfico 6, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias do ICMS, do PIS e da COFINS informadas pela Distribuidora no Sistema de Acompanhamento de Mercado da ANEEL.

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL



Composição da receita com tributos

Fonte: Nota Técnica nº 087/2023-STR/ANEEL

Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC

76. 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 PRODIST¹¹.

77. Nos Gráficos 9 e 10 são apresentados o histórico de apuração de DEC e FEC, os limites globais propostos pela ANEEL na CP nº 017/2023, a contraproposta da Distribuidora e os limites propostos após a análise das contribuições enviadas. Em relação aos limites globais propostos para os anos de 2023 a 2027, a redução anual é de 1,41% no DEC e de 2,85% no FEC.

¹¹ "Limites dos indicadores de continuidade do serviço

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

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

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

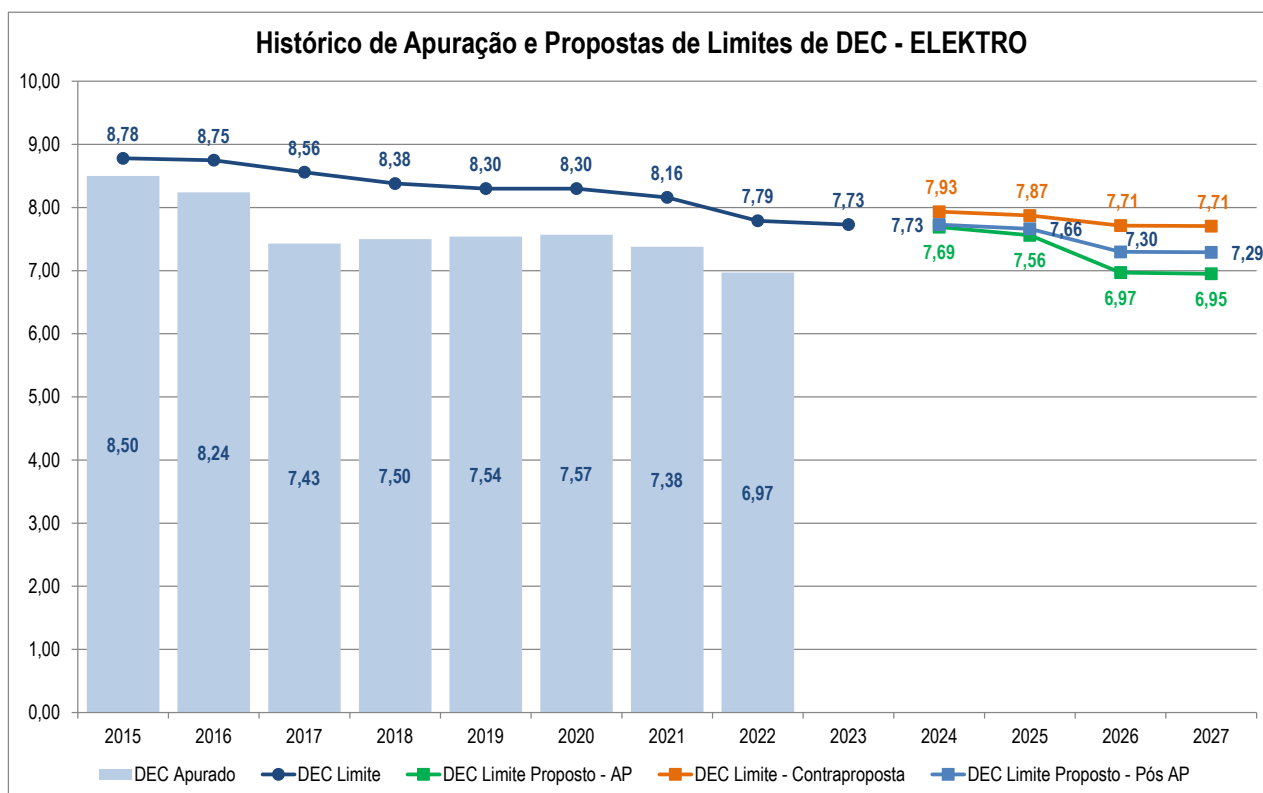


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos do Neoenergia Elektro.
Fonte: Nota Técnica nº 064/2023-STD/ANEEL.

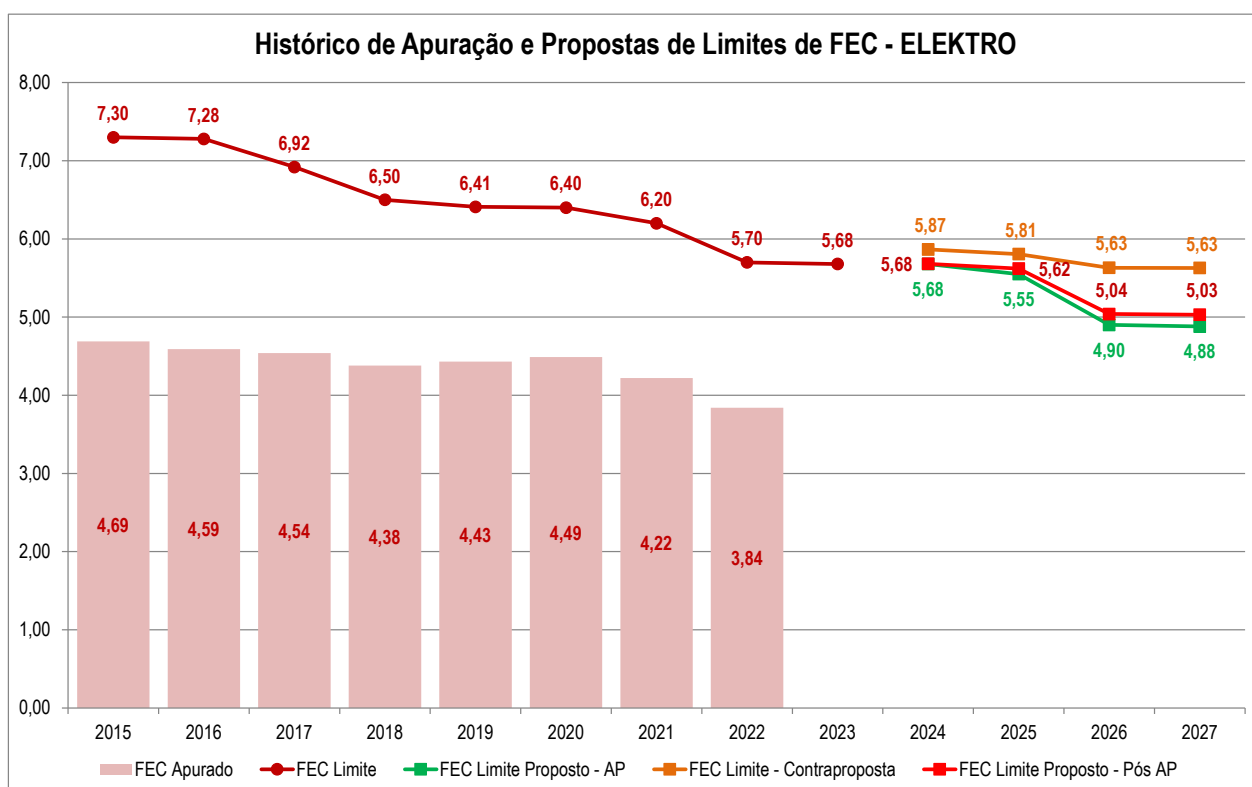


Gráfico 9. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos do Neoenergia Elektro.

Fonte: Nota Técnica nº 064/2023-STD /ANEEL.

78. Para avaliar a consistência dos limites globais da Neoenergia Elektro, apresenta-se, nos Gráficos 11 e 12, uma comparação entre os limites propostos para a Neoenergia Elektro e os limites de outras distribuidoras da região Sul de pequeno porte (menos de 1 milhão de unidades consumidoras). Observa-se que os limites de DEC e FEC da Distribuidora estão aderentes à realidade da região.

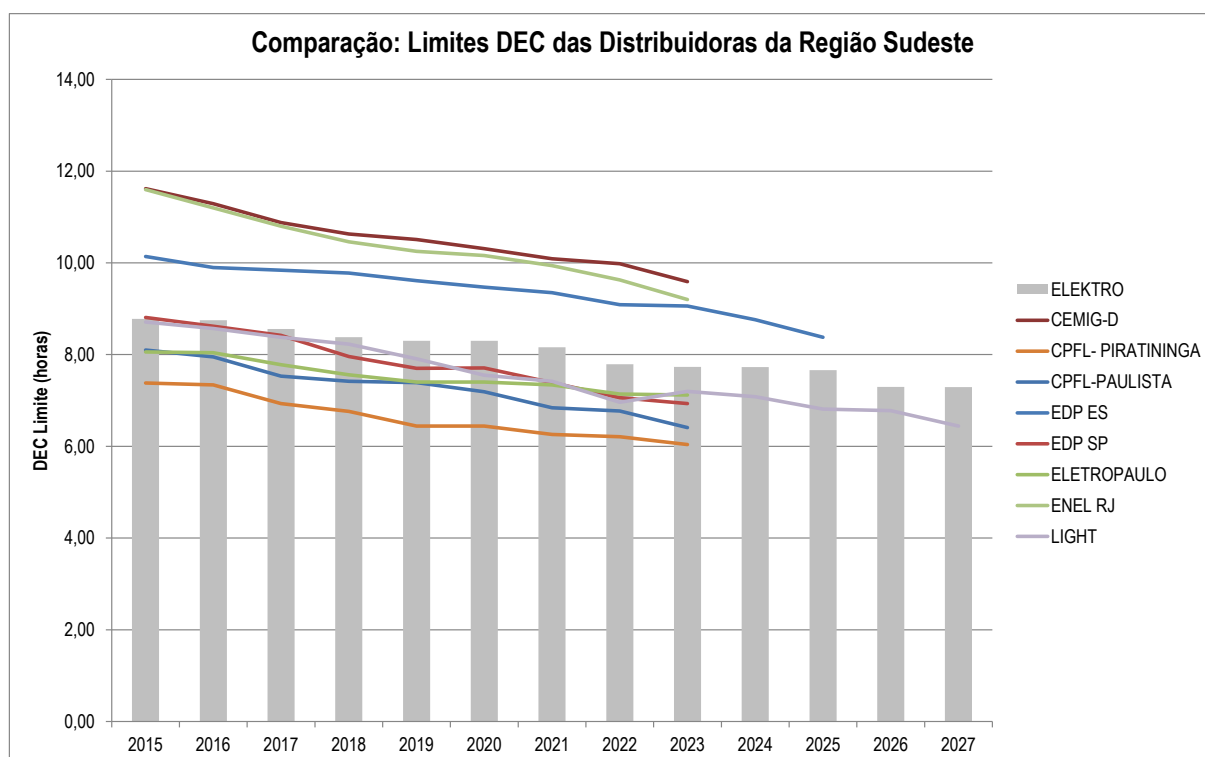


Gráfico 10. Limites de DEC de distribuidoras de pequeno porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 064/2023-STD/ANEEL.

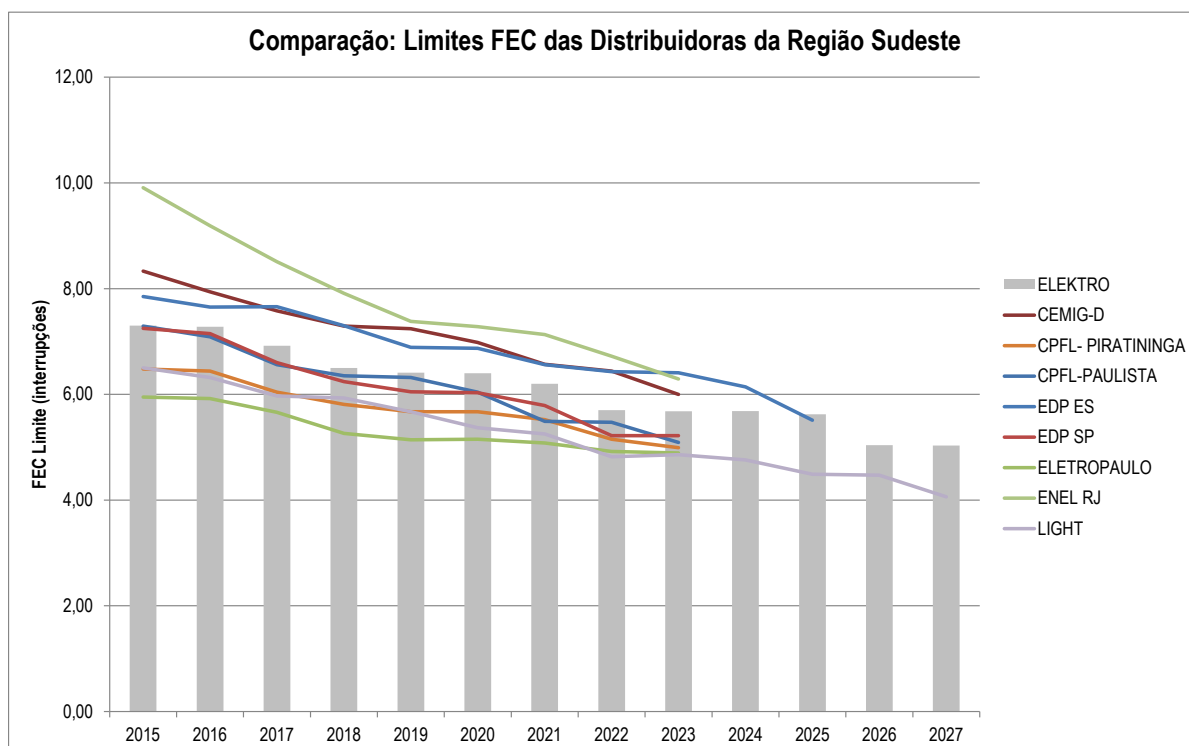


Gráfico 11. Limites de FEC de distribuidoras de pequeno porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 064/2023-STD/ANEEL.

79. A violação aos limites dos indicadores individuais (DIC, FIC, DMIC e DICRI) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 5 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela Neoenergia Elektro entre 2018 e 2022:

Tabela 4. Compensações efetuadas pela Neoenergia Elektro

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2018	1.718.140	11.813.276
2019	1.818.513	16.536.677
2020	1.841.909	18.691.059
2021	1.907.582	23.574.519
2022	547.016	18.510.983

Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia – STD.

III – DIREITO

80. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;

- f) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist;
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição 187/1998.

IV – DISPOSITIVO

81. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 187/1998 e no que constam dos Processos nº 48500.006879/2022-11 e 48500.001752/2023-88, voto no sentido de **aprovar** o resultado da revisão tarifária periódica de 2022 da Elektro Redes S.A., na forma da minuta de Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da revisão tarifária periódica, a vigorar a partir de 27/08/2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 7,17%, sendo de 3,15%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 9,53%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Neoenergia Elektro, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- d) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- e) **fixar** o componente T do Fator X em 2,324%;
- f) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2023 a 2027 a serem observados pela Neoenergia Elektro; e
- g) **fixar** o referencial regulatório perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2026, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026
Perdas Técnicas sobre Energia	5,7776%	5,7776%	5,7776%	5,7776%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado	4,9009%	4,7384%	4,5946%	4,4674%

Brasília, 22 de agosto de 2023

(assinado digitalmente)

HELVIO NEVES GUERRA

Diretor