

## VOTO

**PROCESSOS:** 48500.006876/2022-79 e 48500.003257/2023-11.

**INTERESSADO:** Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga.

**RELATOR:** Diretor Hélyvio Neves Guerra.

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

**ASSUNTO:** Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga, a vigorar a partir de 23 de outubro 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 2027, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 022/2023.

### I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão de Distribuição nº 9/2002<sup>1</sup>, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga, estabelece a data de 23 de outubro de 2023 para a realização da Revisão Tarifária Periódica da concessionária.
2. Em 6 julho de 2023, foi emitida a Nota Técnica nº 41/2023-STD/ANEEL<sup>2</sup>, no âmbito do Processo 48500.003257/2023-11, na qual a 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 CPFL Piratininga, para os anos de 2024 a 2027, a ser submetido à Consulta Pública.
3. Em 6 de julho de 2023, a STR emitiu a Nota Técnica nº 48/2023–STR/ANEEL<sup>3</sup> com a proposta da Revisão Tarifária Periódica da CPFL Piratininga a ser submetida à Consulta Pública e, em 11 de julho de 2023, por meio da Nota Técnica nº 52/2023-STR/ANEEL, a STR apresentou os cálculos Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e de Tarifa de Energia – TE da concessionária.
4. Em 11 de julho de 2023, foi instaurada a Consulta Pública – CP nº 022/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária, com período de contribuições de 12 de julho a 28 de agosto de 2023, e realização de Audiência Pública presencial na cidade de Santos/SP em 24 de agosto de 2023.

---

<sup>1</sup> Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao> >> Contrato nº 009/2002.

<sup>2</sup> 48552.001176/2023-00.

<sup>3</sup> 48580.001575/2023-00.

5. Em 4 de setembro de 2023, recebi a empresa em reunião<sup>4</sup>, que detalhou seu pleito sobre o reconhecimento de adicional de perdas não técnicas, considerando o enquadramento como Área com Severa Restrição Operativa - ASRO.
6. Em 28 de setembro, a STR realizou reunião virtual com a distribuidora para apresentar proposta de cálculo preliminar<sup>5</sup>.
7. Em 4 de outubro de 2023, no âmbito do Processo 48500.003257/2023-11, a STD emitiu a Nota Técnica nº 96/2023-STD/ANEEL<sup>6</sup> com a análise das contribuições da CP 022/2023, relativa ao estabelecimento dos limites dos indicadores de continuidade DEC e FEC dos conjuntos da CPFL Piratininga, para os anos de 2024 a 2027 e recomendou os valores finais.
8. Em 5 de outubro de 2023, a distribuidora apresentou<sup>7</sup> pleito e cálculo referentes ao componente de ajuste de Parcela B<sup>8</sup>.
9. Em 9 de outubro de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF enviou<sup>9</sup> os valores necessários para a composição da Base de Remuneração e os valores brutos concernentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER).
10. Em 9 de outubro de 2023, a STR emitiu<sup>10</sup> o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 022/2023 e apresentou a proposta de cálculo preliminar para os representantes do Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga em reunião virtual<sup>11</sup>.
11. Em 10 de outubro de 2023, foi emitida declaração relativa ao Cadastro de Inadimplentes do Setor Elétrico, administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações – SGA, onde consta que a CPFL Piratininga se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais<sup>12</sup>, o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
12. Em 10 de outubro de 2023, a STD encaminhou<sup>13</sup> a Nota Técnica nº 95/2023-STD/ANEEL<sup>14</sup>, que apresenta a análise das contribuições relativas ao cálculo das perdas na distribuição e defini o valor regulatório de perdas a ser considerado na Revisão Tarifária da CPFL Piratininga.

---

<sup>4</sup> 48575.006797/2023-00

<sup>5</sup> 48580.002619/2023-00.

<sup>6</sup> Nota Técnica nº 96/2023-STD/ANEEL, 48552.002424/2023-00.

<sup>7</sup> Carta nº 180/RR/CPFL Piratininga, 48513. 023434/2023-00.

<sup>8</sup> Em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL (48581.000489/2023-00), que orientou as distribuidoras em processo de revisão a respeito do cálculo da perda de receita, 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, com objetivo de uniformização da metodologia de cálculo da perda de receita da Parcela B.

<sup>9</sup> Memorando nº 241/2023-SFF/ANEEL, 48536.004565/2023-00.

<sup>10</sup> Nota Técnica nº 117/2023-STR/ANEEL, 48580.002618/2023-00.

<sup>11</sup> 48580.002619/2023-00.

<sup>12</sup> 48580.002624/2023-00.

<sup>13</sup> Memorando nº 252/2023-STD/ANEEL – 48552.002477/2023-00

<sup>14</sup> 48552.002415/2023-00.

13. Em 11 de outubro de 2023<sup>15</sup>, a proposta final da revisão tarifária foi encaminhada à CPFL Piratininga e ao conselho de consumidores<sup>16</sup>.

14. Na mesma data, recebi a concessionária em reunião<sup>17</sup>, que reiterou 3 pleitos apresentados no âmbito das contribuições na CP 22: (i) reconhecimento adicional de perdas não técnicas, considerando o enquadramento da distribuidora como Área com Severa Restrição Operativa - ASRO; (ii) cobertura tarifária para encargos de concessão de ativos de medição relativos à Contratos de Conexão de Transmissão - CCTs sem RAP; e (iii) flexibilização em 1 hora do DEC de 3 conjuntos.

15. Ainda em 11 de outubro de 2023, a STR, mediante a Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL<sup>18</sup>, consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da CPFL Piratininga.

16. Em 13 de outubro de 2023, mediante e-mail<sup>19</sup>, a concessionária apresentou considerações adicionais sobre o pleito de reconhecimento adicional de perdas não técnicas, considerando o enquadramento da distribuidora como Área com Severa Restrição Operativa - ASRO.

## II – FUNDAMENTAÇÃO

17. Trata-se do resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia Piratininga de Força e Luz – CPFL Piratininga, a vigorar a partir de 23 de outubro 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 2027, consolidados após a avaliação das contribuições trazidas na Consulta Pública nº 022/2023.

18. Na referida CP 22/2023, em relação à revisão tarifária, houve contribuições de 5 participantes: Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga – COCEN PIRATININGA, Grupo CPFL Energia, Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São Paulo – Sinergia CUT, Conselho Nacional de Consumidores de Energia Elétrica – CONACEN e Instituto de Engenharia do Paraná – IEP. Todas as contribuições, disponíveis no site da ANEEL<sup>20</sup>, foram analisadas e constam da Nota Técnica nº 117/2023-STR/ANEEL, de 9 de outubro de 2023, cuja análise adoto como fundamento neste voto.

19. Já em relação à definição dos indicadores de continuidade, foram recebidas 3 contribuições: do Sindicato dos Trabalhadores Energéticos do Estado de São Paulo – SINERGIA CUT, do Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga - COCEN e da própria distribuidora CPFL Piratininga. Tai contribuições foram analisadas e constam da Nota Técnica nº 96/2023-STD/ANEEL, cuja análise também adoto como fundamento desta decisão.

### II.1. REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

---

<sup>15</sup> 48580.002638/2023-00.

<sup>16</sup> Planilha prévias do cálculo também foram disponibilizadas no dia 9 de outubro à empresa e ao conselho de consumidores.

<sup>17</sup> 48575. 006808/2023-00

<sup>18</sup> 48580.002641/2023-00.

<sup>19</sup> 48575.006810/2023-00

<sup>20</sup> <https://CP 22.2023>

20. As metodologias e os procedimentos aplicáveis às Revisões Tarifárias Periódicas das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica estão dispostos nos Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret<sup>21</sup>, que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária.

21. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos. Nesse momento, são definidas também as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários e as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

22. O presente processo trata da revisão das tarifas da CPFL Piratininga, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **-4,37%**, sendo de **-11,47%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **-0,19%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

23. 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)	-11,47%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-0,19%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>-4,37%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

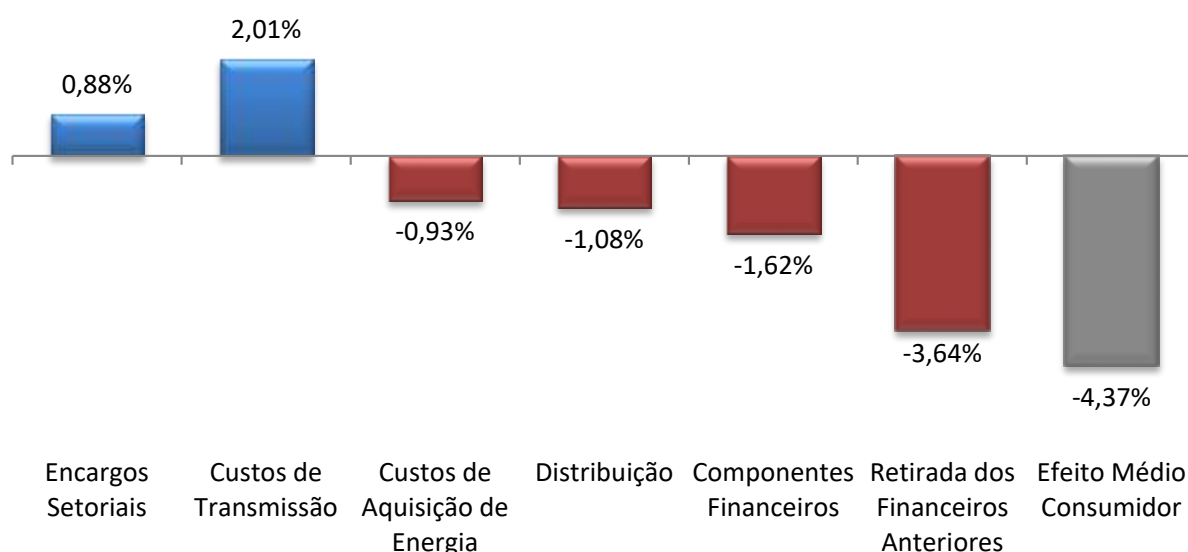
24. Na tabela a seguir são apresentados os efeitos médios detalhados por subgrupo:

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

SUBGRUPO	TENSÃO/CLASSE	VARIAÇÃO
<b>A</b>		<b>-11,47%</b>
A2	88kV a 138kV	-19,73%
A4	2,3kV a 25kV	-9,09%
<b>B</b>		<b>-0,19%</b>
B1	Residencial	-0,23%
B2	Rural	5,95%
B3	Demais classes	-0,31%
B4	Iluminação pública	-0,40%
<b>A+B</b>		<b>-4,37%</b>

25. O efeito médio de **-4,37%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **0,89%**; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **-1,62%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de **-3,64%**. No Gráfico 1 constam os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.

<sup>21</sup> Disponível em <https://antigo.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.



**Gráfico 1. Efeito para o Consumidor por Componente**

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL

26. Segundo a área técnica, a diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa e as novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões.

27. Em relação aos custos, a diferença é justificada pelo aumento das despesas relacionadas à aquisição de energia, que afeta apenas os consumidores cativos. Estes, em sua maioria, pertencem ao grupo de baixa tensão (BT). No que diz respeito à nova estrutura tarifária, ressalta que houve um aumento significativo nos custos médios dos ativos usados para atender aos consumidores do grupo BT. Este aumento foi inferior à média de mercado entre as revisões tarifárias de 2019 e 2023, resultando em um impacto maior para esses consumidores. Portanto, a combinação da realocação dos custos da Parcela B e do aumento dos custos associados à energia resultou em efeitos distintos entre os grupos A e B. Além disso, a STR observou que essa diferença de impacto foi agravada pela completa retirada dos descontos anteriormente concedidos à subclasse rural (subgrupo B2), de acordo com o Decreto nº 9.642/2018.

28. O reposicionamento tarifário consiste na redefinição das tarifas em nível compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes e com a remuneração dos investimentos prudentes.

29. Na Tabela 3 constam os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a variação percentual, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado e cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 3. Itens de custo da revisão tarifária da CPFL Piratininga.

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação na Revisão	Participação na Receita
<b>PARCELA A</b>	<b>4.438.310.767</b>	<b>4.555.864.346</b>	<b>2,65%</b>	<b>1,97%</b>	<b>75,57%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>1.508.869.289</b>	<b>1.561.357.659</b>	<b>3,48%</b>	<b>0,88%</b>	<b>25,90%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.487.790	7.463.101	-0,33%	0,00%	0,12%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.071.919.778	1.015.907.990	-5,23%	-0,94%	16,85%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	26.736.287	26.605.751	0,00%	0,00%	0,44%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	73.476.345	73.186.045	-0,40%	0,00%	1,21%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(131.327.799)	(15.347.262)	-88,31%	1,94%	-0,25%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)	-	1.191.395	0,00%	0,02%	0,02%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	-	29.670.603	0,00%	0,50%	0,49%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	-	45.127.681	0,00%	0,76%	0,75%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	213.153.125	158.155.302	-25,80%	-0,92%	2,62%
PROINFA	198.987.914	171.692.372	-13,72%	-0,46%	2,85%
P&D e Efic.Energ	48.243.044	47.494.907	-1,55%	-0,01%	0,79%
ONS	192.806	209.773	8,80%	0,00%	0,00%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>680.881.843</b>	<b>801.266.012</b>	<b>17,68%</b>	<b>2,01%</b>	<b>13,29%</b>
Rede Básica	469.482.025	550.810.917	17,32%	1,36%	9,14%
Rede Básica Fronteira	88.960.509	117.042.443	31,57%	0,47%	1,94%
Rede Básica ONS (A2)	266.261	173.500	-34,84%	0,00%	0,00%
MUST Itaipu	34.462.798	34.698.964	0,69%	0,00%	0,58%
Transporte de Itaipu	49.588.729	70.006.881	41,17%	0,34%	1,16%
Conexão	25.187.779	28.260.389	12,20%	0,05%	0,47%
Uso do sistema de distribuição	12.933.742	272.918	-97,89%	-0,21%	0,00%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>2.248.559.635</b>	<b>2.193.240.675</b>	<b>-2,46%</b>	<b>-0,93%</b>	<b>36,38%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>1.537.346.759</b>	<b>1.472.926.756</b>	<b>-4,19%</b>	<b>-1,08%</b>	<b>24,43%</b>
Custos Operacionais	764.272.262	732.702.358	-4,13%	-0,53%	12,15%
Anuidades	100.799.183	92.990.630	-7,75%	-0,13%	1,54%
Remuneração	478.492.790	468.027.427	-2,19%	-0,18%	7,76%
Depreciação	213.364.449	219.881.405	3,05%	0,11%	3,65%
Receitas Irrecuperáveis	49.194.183	63.740.025	29,57%	0,24%	1,06%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(68.776.107)	(111.138.648)	61,59%	-0,71%	-1,84%
Ajuste de PB associado ao SCEE	-	6.723.558	0,00%	0,11%	0,11%
<b>Reposicionamento Tarifário</b>	<b>5.975.657.526</b>	<b>6.028.791.102</b>		<b>0,89%</b>	<b>100,00%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>(98.127.594)</b>		<b>-1,62%</b>	
CVA em processamento - Energia		(214.669.921)		-3,54%	
CVA em processamento -Transporte		82.095.705		1,35%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(57.375.275)		-0,95%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		509.914		0,01%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(6.569.810)		-0,11%	
Sobrecontratação/exposição de energia		455.585.660		7,51%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		712.284		0,01%	
Previsão de Risco Hidrológico		213.932.544		3,53%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg		13.909		0,00%	
Ajuste CUSD		253.919		0,00%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(8.823)		0,00%	
Conselho de Consumidores		(659.980)		-0,01%	
Reversão do Risco Hidrológico		(200.763.642)		-3,31%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		3.455.336		0,06%	
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)		(1.529.903)		-0,03%	
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER		3.623.772		0,06%	
Financeiro CDE Eletrobras		(12.377.716)		-0,20%	
Custo Retroativo de Encargo de Conexão (DSP 1.200/2022)		1.120.511		0,02%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes		(5.476.079)		-0,09%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(595.322.372)		-9,81%	
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica		(201.014)		0,00%	
Neutralidade Mitigação Itaipu		(249.017)		0,00%	
Reversão da antecipação de créditos de UDER		82.582.653		1,36%	
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 11.027/2022)		153.189.753		2,52%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>-3,64%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>-4,37%</b>	

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL

30. O reposicionamento econômico de **0,89%** é derivado das variações de custos da **Parcela A** e da **Parcela B**.

#### II.1.1. PARCELA A

31. A **Parcela A** compreende os custos não gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, e às atividades de transmissão e de geração de energia elétrica. Essa Parcela representa 75,6% dos custos da concessionária, com variação de 2,65%, o que representa um impacto tarifário **1,97%**.

32. Os custos com os **encargos setoriais** impactaram a revisão em **0,88%**. Destaca-se o início do recolhimento da CDE Conta Escassez Hídrica, com impacto de **0,52%**, e o início do recolhimento da CDE Geração Distribuída, destinada à custeio dos subsídios tarifários concedidos às unidades consumidoras participantes do SCEE, com impacto de **0,76%**. Por outro lado, a redução das cotas de CDE Uso e Proinfa e da nova previsão ESS/EER para a distribuidora contribuíram com uma redução agregada de **2,31%**. Destaca-se ainda a variação da cota associada à CDE Modicidade Eletrobrás (**1,94%**), em razão de a cota para 2023 ser menor que a cota para 2022.

33. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **2,01%**. Esse efeito decorre das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), homologadas em julho de 2023, conforme Resolução Homologatória nº 3.217/2023.

34. Neste item, a empresa solicitou “o reconhecimento tarifário dos valores apresentados na Tabela 3.4 – Contratos de Prestação de Serviços da CPFL PIRATININGA com a CTEEP, devidamente atualizado monetariamente.

Tabela 3.4 - Contratos de Prestação de Serviços da CPFL PIRATININGA com a CTEEP

Contrato	Termo Aditivo	Data de Assinatura	Custo Nominal Total (R\$)	Descrição
017/2002	10º	07/05/2009	3.215.204,59	Adequação do sistema de medição para faturamento substituição de TPs e TCs
017/2002	12º	10/08/2010	7.110.765,66	Adequação do sistema de medição para faturamento substituição de TPs e TCs

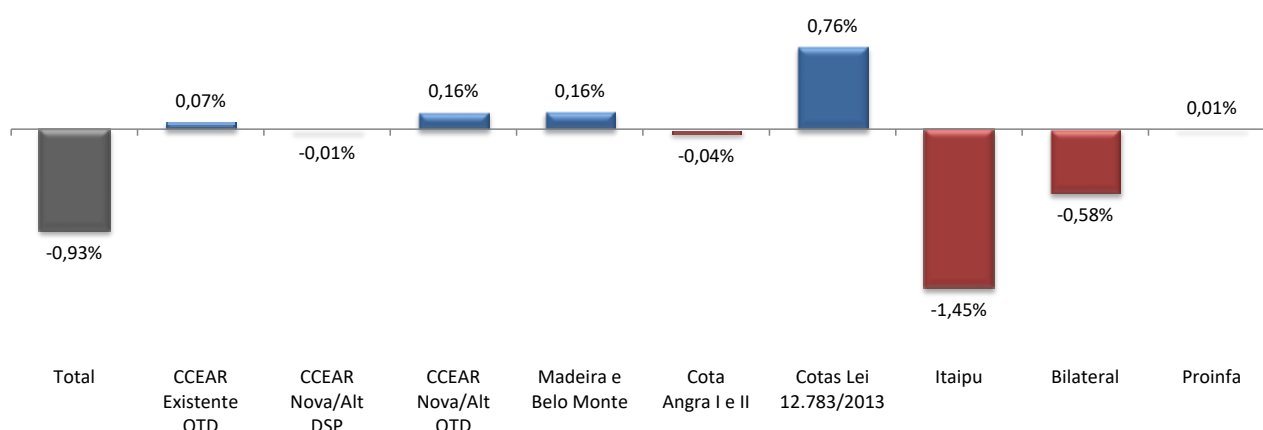
35. Ressalta-se que este pleito foi negado pela Diretoria em última instância administrativa, no âmbito do Processo 48500.001830/2019-68. Os referidos contratos foram analisados pela então SRT, por meio da Nota Técnica nº 99/2019, que ratificou o entendimento de que esses custos incorridos são de responsabilidade da distribuidora, não havendo como definir RAP, já que a regulamentação vigente não permitia. Adicionalmente, instada a se manifestar a respeito, a Procuradoria Federal, por intermédio do Parecer nº 00280/2020/PFANEEL/PGF/AGU, de 2020, informou que os referidos contratos foram realizados em concordância com a regulamentação vigente, não havendo nenhuma alteração a ser realizada.

36. Ademais, de acordo com o submódulo 3.3 do PRORET: “Os custos de conexão passíveis de consideração nos processos tarifários são aqueles homologados pela ANEEL e informados pela SRT à SGT. Esses custos são atualizados para a data do reajuste tarifário pelo índice de preços definido no respectivo contrato de concessão de transmissão de energia elétrica.” Com base no exposto, os valores não foram

homologados, conforme decisão da ANEEL negada em âmbito recursal pela Diretoria e, portanto, não podem ser refletidos nas tarifas.

37. Os custos com **compra de energia** impactaram a revisão em **-0,93%**. Contribuiu para esse efeito principalmente a atualização dos custos relacionados aos contratos bilaterais, com participação de **-0,58%** (devido pela variação negativa do IGP-M, principal índice desses contratos, no período de referência) e de Itaipu (**-1,45%**), este, após com a aprovação da nova tarifa de repasse homologada pela REH 3.193/2023. Por outro lado, os Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF (Lei nº 12.783/2013) apresentaram um impacto de **0,76%** no efeito médio, em vista das variações do montante e do custo decorrentes da descotização das usinas da Eletrobras.

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



**Gráfico 2. Efeito por modalidade de aquisição de energia**

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

39. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as **perdas de energia**, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

40. Assim, as **perdas técnicas** na distribuição foram calculadas levando em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, nos termos do Módulo 7 do Prodist, resultando no valor de **3,858%** em relação à energia injetada, conforme Nota Técnica nº 95/2023-STD/ANEEL<sup>22</sup>.

41. Nesse ponto, destaca-se que foi realizado ajuste no montante de perdas técnicas, a fim de compensar a diferença entre a energia associada ao mercado medido de Micro e Minigeração Distribuída – MMGD, usado pela STD na definição do percentual de perdas técnicas, mencionado no parágrafo anterior, e a energia associada ao mercado faturado, usado como referência nos cálculos realizados pela STR. O ajuste em questão, adotado a partir dos processos tarifários deliberados na 10ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, ocorrida em 4 de abril de 2023, é necessário para que haja coerência de referência para aplicação do percentual de perdas indicado pela STD (mercado medido).

<sup>22</sup> 48552.002415/2023-00.



42. Já para as **perdas não técnicas**, a abordagem adotada se baseia na comparação do desempenho das distribuidoras em áreas de concessão comparáveis. O ponto de partida da trajetória de perdas é estabelecido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 3 anos civis alcançada pela distribuidora. O ponto de chegada da trajetória é estabelecido comparando o desempenho da distribuidora com outras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista de combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. No caso da CPFL Piratininga, conforme regra definida no Proret, o ponto de partida foi estabelecido em **5,831%** sobre o mercado de baixa tensão **faturado** (7,947% sobre o mercado de baixa tensão medido), porém sem trajetória de redução.

43. Ainda sobre esse tema, no âmbito da CP 022/2023 e em reunião com este relator, a CPFL Piratininga apresentou pleito requerendo o enquadramento da distribuidora como Área com Severa Restrição Operativa (ASRO), com o propósito de elevar o percentual de perdas não técnicas regulatórias reconhecidas nas tarifas, e que a homologação dessas perdas fosse realizada sobre o mercado de baixa tensão medido, conforme vem sendo discutido na Tomada de Subsídios – TS nº 28/2022.

44. Em relação à segunda solicitação (homologação das perdas sobre mercado de baixa tensão medido), como mencionado pela equipe técnica, devido à conexão direta entre a solicitação da distribuidora e a proposta apresentada na fase da TS nº 28/2022, que tem o objetivo de melhorar os dados do balanço energético para calcular as perdas de energia, essa solicitação não pode ser atendida neste momento e deve ser avaliada no âmbito do processo que trata da TS 28/2022.

45. Quanto ao enquadramento como ASRO, a concessionária encaminhou, em 30 de agosto de 2023, correspondência eletrônica contendo uma planilha com resultados de uma apuração realizada em junho deste ano, abrangendo toda a sua área de concessão (universo/população), revelando um percentual de 10,43% de Códigos de Endereço Postal (CEPs) com restrição de entrega.

46. De acordo com a NT nº 117/2023-STR/ANEEL, a STR esclareceu que o levantamento de verificação de CEPs com restrições de entrega realizado pela distribuidora, que excedeu o limite regulatório de 10%, **se refere apenas ao exercício de 2023**, em desconformidade com os critérios regulatórios. Senão vejamos o que estabelece o Submódulo 2.6 do Proret, que exige que essa análise seja feita com base nos 3 anos civis anteriores ao ano da revisão tarifária, ou seja, 2020, 2021 e 2022, conforme se verifica do texto, *in verbis*:

*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.*

47. Posteriormente, em recente e-mail datado de 13 de outubro de 2023, a empresa assim se manifestou:

*“Como o parágrafo 42 do PRORET prevê o percentual de restrição de CEPs dos 3 anos civis anteriores ao da RTP, resgatamos as bases anuais de 2021 e 2022 que havíamos extraído*

do site dos Correios e apuramos o percentual considerando todos os CEPs para esses 2 anos também, resultando em percentual superior a 10% nos 3 anos civis e na média deles, conforme apurado no arquivo anexo e demonstrado na tabela abaixo (excluímos os CEPs inexistentes indicados na própria base dos Correios, assinalados em vermelho no arquivo anexo). A base integral de CEPs de 2020 não havia sido extraída do site dos Correios porque a ANEEL estava elaborando a proposta que foi submetida à Consulta Pública naquele ano e atualmente não é mais possível obtê-la porque os Correios não mantêm disponível o histórico das bases, mas é **importante ressaltar o parágrafo 44 do PRORET, que prevê a utilização do percentual de restrição de CEP dos anos disponíveis após 2020 caso haja ausência de informações nos últimos 3 anos em relação à RTP.**

	2021	2022	2023	MÉDIA
Total de CEPs	20.576	25.493	25.493	
CEPs Restritos	2.553	2.589	2.708	
% Restrição	12,41%	10,16%	10,62%	11,06%

48. Continua a empresa que “a amostragem realizada pela ANEEL não tem previsão na regra e, embora tenha sido sugerida na instrução processual da discussão metodológica, esse procedimento não compôs o PRORET. De qualquer forma, o procedimento adotado pela CPFL Piratininga, a partir da apuração completa de todos os CEPs, supera qualquer incerteza que possa haver quanto ao tema. É, portanto, a melhor mensuração possível para aplicação da metodologia. A norma visa garantir uma métrica justa e representativa da realidade operacional. Não há dúvida, a partir da apuração realizada com dados públicos, reproduzíveis e completos, que a CPFL Piratininga atende ao critério de 10% de CEPs com restrição, sendo este o critério objetivo de elegibilidade a ser observado nos termos da regra.”

49. Sobre a planilha recém enviada pela CPFL Piratininga, com dados de 2021 e 2022, mantém-se o entendimento que ainda assim foge à metodologia definida no Proret e aplicada de forma isonômica em outras distribuidoras (Light e Enel RJ), as quais se enquadraram em ASROs.

50. É imprescindível destacar que, durante a divulgação das amostragens pela ANEEL, a distribuidora teve a oportunidade de fornecer as informações necessárias que embasariam a sua solicitação de enquadramento em ASRO. No entanto, a distribuidora não contestou os resultados apresentados na ocasião. Como consequência, tem-se hoje um lapso temporal para validação das informações e eventual justificação do seu enquadramento em ASRO. Isso ocorre porque o sistema de consulta que é disponibilizado pelos Correios não permite acessar o histórico de CEPs que foram classificados no passado com alguma restrição de entrega. Tais informações deveriam ter sido apresentadas nos anos em que os dados foram originalmente compilados. Por essa razão, não teria como a ANEEL, neste momento, reproduzir as informações agora apresentadas pela distribuidora.

51. Portanto, encontra-se prejudicada a análise devido à falta de apresentação dos dados pertinentes pela distribuidora no momento oportuno. Ademais, ressalta-se que a distribuidora optou por fornecer tais informações apenas no último dia 13, há 4 dias da deliberação final do processo.

52. Para dar maior segurança à proposta de decisão que ora levo ao Colegiado, acho importante lembrar como se deu o estabelecimento dessa metodologia de enquadramento como ASRO.

53. O texto hoje vigente do Submódulo 2.6 e 2.6 A do Proret foi resultado de processo de participação pública (Consulta Pública nº 029/2020) e foi deliberado e aprovado por esta Diretoria, no âmbito do Processo 48500.000599/2019-95, que culminou na aprovação da REN 958, de 2021. Tais Submódulos estabelecem que as concessionárias com elevado percentual de Código de Endereçamento Postal (CEP) com restrição de entrega de mercadoria poderão ter a meta e o ponto de partida das perdas não técnicas definidos como exceção à regra geral.

54. No âmbito do citado Processo, a Nota Técnica nº 99/2021-SRM/SGT/ANEEL<sup>23</sup> concluiu que as localidades caracterizadas por altos índices de violência, onde as equipes da distribuidora sofrem impedimentos operativos para realização do seu trabalho (cobrança, suspensão, inspeção, regularização etc) tem correlação com os logradouros em que os CORREIOS têm restrição de entrega de mercadorias. A mesma NT indicou a necessidade de acompanhamento anual dos dados públicos dos CORREIOS de restrição de entrega, de modo a verificar se a situação do RJ se manterá atípica, bem como monitorar a situação de outras concessionárias. Diante disso, a então SRM realizou, entre o período de outubro e dezembro de 2020, consulta ao portal <http://www2.correios.com.br/sistemas/precosPrazos/> de uma amostra aleatória de CEPs localizados em concessionárias que informaram serem impedidas de atuarem no combate às perdas.

55. Esse mesmo procedimento foi repetido entre outubro e dezembro de 2021, conforme Nota Técnica nº 21/2022-SRM/ANEEL<sup>24</sup>.

56. Da mesma forma, a Nota Técnica nº 184/2022-SRM/ANEEL<sup>25</sup>, de 16 dezembro de 2022, publicou o resultado da amostragem do percentual de CEPs com restrição de entrega do tipo interna para o período de 2020 a 2022, conforme tabela abaixo.

Tabela 1 – Percentual de CEP com restrição do tipo Entrega Interna por área de concessão				
Concessão	2020	2021	2022	Média
Light	17,14%	20,62%	17,44%	18,40%
Enel Rio	14,04%	11,28%	13,85%	13,05%
CPFL Piratininga	12,08%	7,22%	9,28%	9,52%
CPFL Paulista	2,05%	5,64%	5,13%	4,27%
EDP ES	3,59%	5,64%	3,08%	4,10%
Elektro	4,92%	1,54%	5,13%	3,86%
COSERN	0,00%	3,09%	4,15%	2,41%
Enel SP	1,92%	3,06%	2,04%	2,34%
Energisa PB	0,00%	2,56%	2,05%	1,54%
EDP SP	0,53%	1,54%	1,54%	1,20%

57. A média de restrição para a CPFL Piratininga resultou em 9,52%, o que não atende o requisito de enquadramento para ASRO do submódulo 2.6 do Proret (acima de 10%). A flexibilização de critérios, especialmente no que diz respeito à forma e ao período de avaliação de restrições, poderia abrir precedentes indesejados e comprometer a consistência regulatória, não obstante serem passíveis de aperfeiçoamentos na revisão da metodologia. Repisa-se que tal método foi aplicado de forma isonômica em outras distribuidoras (Light e Enel RJ) que se enquadraram em ASROs.

<sup>23</sup> 48580.000773/2021-00

<sup>24</sup> 48580.000163/2022-00.

<sup>25</sup> 48580.002263/2022-00.

58. É importante enfatizar que a metodologia de cálculo de perdas não técnicas passa por constantes aprimoramentos, momento em que são revistos os parâmetros para definição e reconhecimento dos percentuais de perdas para as distribuidoras de energia. Nesta oportunidade é instaurada Consulta Pública para discutir com a sociedade e agentes do setor o tratamento adequado sobre o tema. Mas também importante frisar que esse aprimoramento constante da metodologia tem como objetivo reconhecer nas tarifas somente os níveis de perdas que um operador eficiente teria, considerando as características socioeconômicas da área de concessão na qual a concessionária se enquadra.

59. Portanto, concordo com a opinião da STR de que tal pleito não é passível de ser acatado nesse momento. Tal proposta pode ser analisada novamente na revisão da metodologia, cujo aperfeiçoamento metodológico deve ser discutido com a sociedade, naturalmente mediante Consulta Pública.

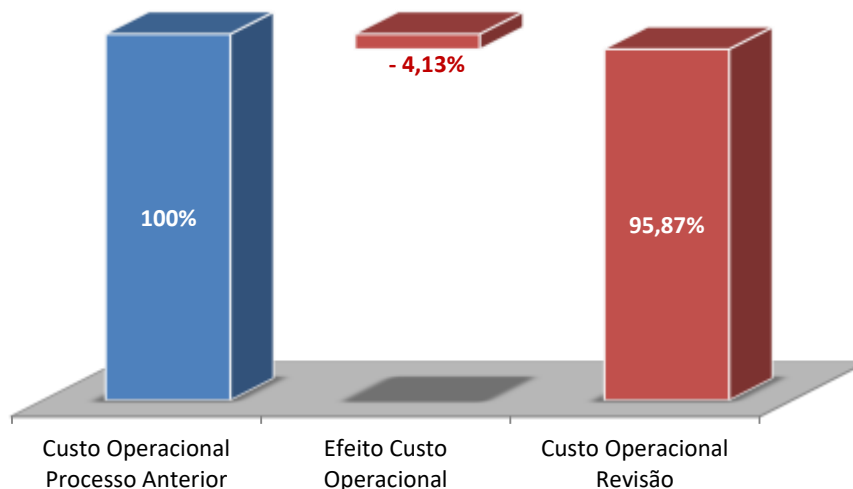
#### **II.1.2. PARCELA B**

60. 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.

61. A **Parcela B** representa 24,4% dos custos da concessionária e variou em -4,19%, o que representa um impacto tarifário de **-1,08%**.

62. 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.

63. No caso da CPFL Piratininga, a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está acima do intervalo de eficiência definido pelo método de benchmarking. Assim, a metodologia indicou trajetória de redução destes custos ao longo do ciclo, de 3,44%. Ademais, tendo em vista que a relação entre a meta regulatória e custo operacional real se mostrou 137,20% (acima do limite, de 120%), a meta foi ajustada de forma que parte da diferença seja compartilhada com o consumidor, o que intensifica a trajetória de redução para 5,00%. Tais custos variaram em -4,13%, impactando o efeito médio em **-0,53%**.

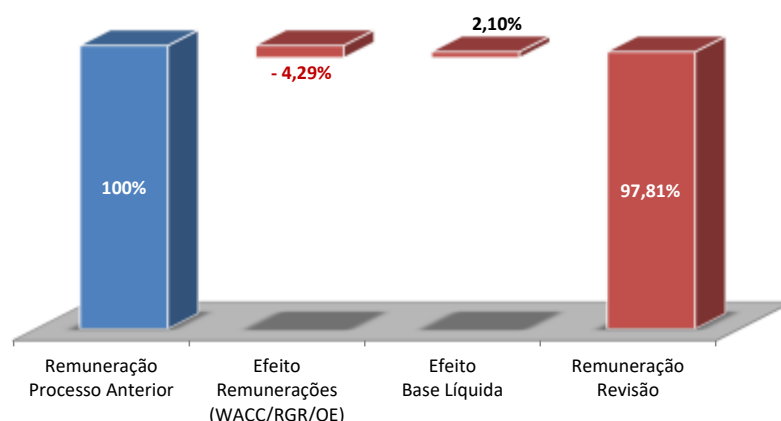


**Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração.**

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

64. O **custo anual dos ativos** é formado pela Remuneração do Capital (RC), pela Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e pelas Anuidades (Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI). A primeira corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Líquida e do Custo de Capital. A segunda é formada pela depreciação e pela amortização dos investimentos realizados e visa recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da vida útil e está relacionada à Base de Remuneração Bruta e à Taxa de Depreciação. A última refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em *hardware*, *software*, veículos e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo e depende basicamente dos Ativos Imobilizados em Serviço.

65. A **Remuneração do Capital (RC)** sofreu variação de -2,19% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **-0,18%**. A variação negativa deve-se à redução da taxa de remuneração regulatória (WACC) em relação àquela considerada no último processo de revisão tarifária. Por outro lado, o aumento da Base de Remuneração Líquida atenuou o efeito de redução do WACC. O Gráfico abaixo demonstra ambos os efeitos.



**Gráfico 4. Efeito da revisão sobre remuneração do capital.**

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

66. A **quota de reintegração regulatória** variou 3,05% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **0,11%**. No caso específico da CPFL Piratininga, esse aumento decorre, especialmente, da nova taxa de depreciação dos ativos, de 3,83%, superior à considerada no ciclo anterior (de 3,57%). Em contrapartida, o efeito associado ao valor da nova Base de Remuneração Bruta atenuou o aumento. Apesar dos investimentos incrementais realizados pela empresa ao longo do ciclo, a redução se deve à diferença entre o índice de correção da Parcela B desde a última revisão (IGP-M), que sofreu forte variação nos últimos anos, e a correção dos ativos da base de remuneração, realizada pelo IPCA. O Gráfico seguinte mostra ambos os efeitos.



**Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração**  
Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

67. A cobertura para **anuidades** variou -7,75%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **-0,13%** no efeito médio. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme regulamentação vigente, da qual o cálculo depende.

68. As **receitas irrecuperáveis** variaram 29,57% em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **0,24%** nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a CPFL Piratininga e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

69. Quanto às **outras receitas (OR)**, estas se referem a receitas de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, mas não decorrentes da aplicação das tarifas. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis; e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”, calculada nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET.

**Tabela 4. Outras Receitas**

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	7.326.759
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%	1.113.967
Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%	141.833
Compartilhamento de infraestrutura (Média 36 meses)	60%	60.458.268
Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%	1.328.940
<b>Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:</b>		
(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;	60%	284.900
<b>Total</b>		<b>70.654.667</b>

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL

70. A Resolução Normativa nº 1.000, de 2021, estabelece a obrigatoriedade da cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “**Ultrapassagem de Demanda**” (UD), e de montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, chamado “**Excedente de Reativos**” (ER). No caso da CPFL Piratininga, estão sendo considerados os valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos - UDER verificados entre os meses de maio de 2020 a abril de 2023, informados pela SFF. Tais valores estão sendo subtraídos da Parcela B, proporcionalizados de acordo com o ciclo tarifário da empresa e corrigidos pela SELIC.

71. Importa ressaltar, que dos valores aqui considerados seriam subtraídos os valores de UDER antecipados no processo de reajuste no ano de 2021, como item de modicidade tarifária, diante dos impactos da pandemia de COVID 19. De acordo com a Nota Técnica do processo citado, foi assegurado à CPFL Piratininga a dedução dos valores considerados, após fiscalização da SFF, bem como o spread de 2,8% sobre os valores, que neste processo constam como item financeiro. Contudo, tendo em vista o pleito da CPFL Piratininga, bem como o fato de que tal pleito vem sendo acolhido pela diretoria colegiada em processos com contextos tarifários semelhantes (de redução do efeito médio), está sendo considerada a reversão da antecipação da UDER de 2021 em uma única parcela, como componente financeiro nesse processo tarifário. O procedimento visa reduzir o efeito da retirada dos componentes financeiros em 2024 e reduzir a exposição dos consumidores à variação de mercado e atualizações monetárias futuras.

72. Os valores arrecadados de Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER) são subtraídos da Parcela B, implicando impacto nas tarifas de **-0,71%**.

73. Destaca-se ainda o impacto resultante do ajuste na Parcela B associado ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, conforme pleito da Distribuidora, relativo à perda de receita associada à redução de mercado decorrente da entrada das unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMDG) do SCEE, que não ainda produziram pleno efeito no período de referência. Em vista desse fato, e em conformidade com a decisão da diretoria ocorrida na 7ª Reunião Pública Ordinária de 2023<sup>26</sup>, em que houve análise e deliberação de pleito semelhante, e visando o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, foi acrescentado à receita da distribuidora a perda, por ela estimada, dessa redução, o que resultou, nesta fase do processo, o montante de R\$ 6,7 milhões, com impacto de **0,11%** no efeito médio.

### **II.1.3. COMPONENTES FINANCEIROS**

74. Quanto aos **componentes financeiros**, estes não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras. A Tabela 5 resume os incluídos nesta revisão da CPFL Piratininga.

---

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

**Tabela 5. Componentes Financeiros**

<b>Componentes Financeiros</b>	<b>Valor (R\$)</b>	<b>Participação</b>
CVA em processamento - Energia	(214.669.921)	-3,54%
CVA em processamento -Transporte	82.095.705	1,35%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(57.375.275)	-0,95%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	509.914	0,01%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(6.569.810)	-0,11%
Sobrecontratação/exposição de energia	455.585.660	7,51%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	712.284	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	213.932.544	3,53%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg	13.909	0,00%
Ajuste CUSD	253.919	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(8.823)	0,00%
Conselho de Consumidores	(659.980)	-0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(200.763.642)	-3,31%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	3.455.336	0,06%
Modicidade Tarifária (RENs 414/2010 e 376/2009)	(1.529.903)	-0,03%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	3.623.772	0,06%
Financeiro CDE Eletrobras	(12.377.716)	-0,20%
Custo Retroativo de Encargo de Conexão (DSP 1.200/2022)	1.120.511	0,02%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes	(5.476.079)	-0,09%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(595.322.372)	-9,81%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	(201.014)	0,00%
Neutralidade Mitigação Itaipu	(249.017)	0,00%
Reversão da antecipação de créditos de UDER	82.582.653	1,36%
Recomposição à conta de comercialização de Itaipu (Decreto 11.027/2022)	153.189.753	2,52%
<b>Total</b>	<b>(98.127.594)</b>	<b>-1,62%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

75. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-1,62%** na atual revisão da CPFL Piratininga.

76. Destacam-se, com efeito de aumento, o item associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (sobrecontratação/exposição de energia). Esse impacto atinge o efeito médio com **7,51%** e é atribuído ao rápido aumento da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) e, principalmente, à migração de consumidores para o mercado livre de energia durante o período de referência.

77. Neste ponto, cabe registrar as contribuições do Conselho de Consumidores da CPFL Piratininga sobre o valor elevado da sobrecontratação.

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



79. Não obstante, cabe observar que, após uma análise técnica específica a ser realizada pela STR em conjunto com a SGM, caso seja identificado que a concessionária deu causa à sobrecontratação, ou seja, não tenha realizado máximo esforço de redução da contratação excedente, parte desse resultado financeiro<sup>27</sup> pode ser revertido à modicidade tarifária em processo tarifário futuro.

80. Merecem ainda destaque os seguintes componentes financeiros: **(i) recomposição à Conta de Itaipu** (conforme estabelecido no Decreto 11.027/2022), com participação de **2,52%** no efeito médio, relacionado ao repasse realizado pela conta de comercialização de Itaipu para a CPFL Piratininga e utilizado para modicidade do processo tarifário de 2022<sup>28</sup>; e **(ii) reversão da antecipação de créditos de UDER**, com efeito de **1,36%**, que se trata de um componente financeiro para devolução dos valores antecipados pela distribuidora de créditos de Ultrapassagem de Demanda – UD e de Excedente de Reativos – ER, utilizados no reajuste de 2021 para mitigar os efeitos nas tarifas naquele ano. Essas medidas irão reduzir o efeito da retirada dos componentes financeiros em 2024 e a exposição dos consumidores à variação de mercado e atualizações monetárias futuras.

81. Quanto os financeiros negativos, destacam-se: **(i) a Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento**, cujo efeito conjunto contribuiu com uma participação de **-3,13%** no resultado, todos estes decorrentes da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA; e **(ii) a reversão de créditos de PIS/COFINS**, relativos às ações judiciais que questionam a incidência sobre ICMS, com o efeito de **-9,81%**.

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

82. 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.

83. Esse índice é constituído por 3 componentes, sendo 2 deles definidos na revisão tarifária, o que trata dos Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd e o de Trajetória de Eficiência dos Custos Operacionais – T.

84. O **Componente Pd** objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é de **0,656%**.

85. O **Componente T** tem por objetivo estabelecer uma trajetória de custos operacionais regulatórios, quando a análise de custos operacionais eficientes indicar a necessidade de revisão desses custos ao longo do ciclo tarifário. Dessa forma, o componente T a ser aplicado nos reajustes subsequentes da CPFL Piratininga é de **2,557%**.

---

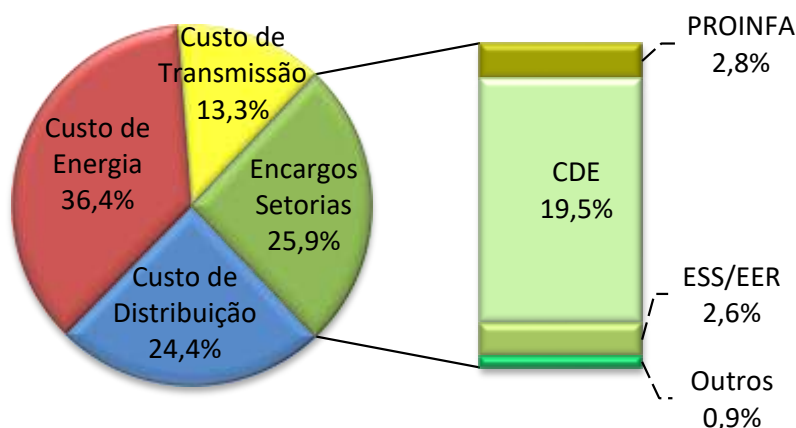
<sup>27</sup> Correspondente à parcela de subcontratação que excede 105% do mercado regulatório.

<sup>28</sup> Ressalta-se que, embora essa recomposição estivesse prevista para ocorrer apenas no processo tarifário de 2024, em vista desse cenário geral de redução das tarifas, a STR, em concordância com esta relatoria, decidiu por antecipar a devolução, a fim de evitar a incidência da SELIC por mais um ano e reduzir o impacto da retirada dos financeiros em 2024.

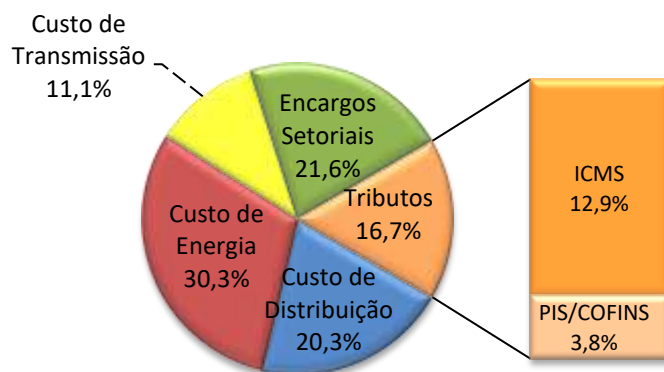
86. O outro integrante do **Fator X** é o **Componente Q**, fixado anualmente nos processos tarifários. Nesta Revisão Tarifária, o Componente Q é denominado Mecanismo de Incentivo à Qualidade e foi calculado por meio da análise da variação dos indicadores técnicos e comerciais da Concessionária entre 2021 e 2022, resultando em **-1,191%**. Esse índice almeja incentivar as distribuidoras a investirem na prestação de serviço de boa qualidade e permitir que a qualidade da energia seja mais aderente às tarifas praticadas.

87. Assim, o valor do **Fator X** a ser considerado nos reajustes da CPFL Piratininga, até a próxima revisão tarifária, será de **3,214%**, ao qual deve ser acrescido o **Componente Q**, atualizado em cada processo de reajuste.

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



**Gráfico 6. Composição da receita sem tributos**  
Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.



**Gráfico 7. Composição da receita com tributos**  
Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

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

89. A Tabela 6 ilustra a diferença ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da CP e o resultado da revisão tarifária.

Tabela 6. Comparação da Proposta da CP 022/2023 e o resultado da revisão.

Descrição	CP 22/2023 Participação na Revisão (%)	Final Participação na Revisão (%)	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	3,31%	1,97%	-1,34%
Encargos Setoriais	1,67%	0,88%	-0,79%
Custos de Transmissão	2,21%	2,01%	-0,20%
Custo de Aquisição de Energia	-0,58%	-0,93%	-0,35%
PARCELA B	-0,25%	-1,08%	-0,82%
Reposicionamento Tarifário	3,05%	0,89%	-2,16%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-1,13%	-1,62%	-0,49%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Proce	-3,84%	-3,64%	0,20%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	-1,92%	-4,37%	-2,45%

Fonte: Nota Técnica nº 122/2023-STR/ANEEL.

90. Os itens relacionados à **Parcela A** apresentaram diferença de -1,34%. A diferença de -0,79% reativa aos **encargos setoriais** ocorreu devido à nova previsão de encargos de ESS/EER. A variação de -0,20% nos **custos de transmissão** é justificado por ajuste nos montantes relacionados ao custo do uso do sistema de distribuição (CUSD). A redução nos gastos com **aquisição de energia** (-0,35%) é decorrente dos custos atualizados dos contratos bilaterais firmados pela distribuidora e dos Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF (Lei nº 12.783/2013).

91. A diferença de -0,82% referente à **Parcela B** decorreu, principalmente, da atualização dos custos de ativos reconhecidos no cálculo, após resultado da fiscalização da base de remuneração regulatória pela SFF, e da variação verificada de mercado, quando comparado ao projetado para a fase de CP.

92. Quanto aos componentes financeiros, cuja diferença foi de -0,49%, destacam-se o resultado dos cálculos da CVA em processamento e da sobrecontratação/exposição de energia e pelo o volume de créditos de PIS/COFINS considerados no resultado do processo.

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

93. 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 PRODIST<sup>29</sup>.

<sup>29</sup> “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:

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

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

94. Ressalta-se que, em reunião com este relator, após divulgação da NT 96/2023-STD/ANEEL, que analisou as suas contribuições, a concessionária ainda apresentou pleito de flexibilização em 1 hora do DEC para os conjuntos Boituva, Várzea Paulista e Votorantim, em função da presença de áreas de preservação permanente (APP) e áreas de proteção ambiental (APA). Segundo a empresa, a STD acatou a proposta de flexibilização de até 2 horas para conjuntos com APA ou APP da Equatorial GO e EDP SP. Assim, solicitou que fossem utilizados os mesmos critérios.

95. Segundo esclarece a STD, a análise é feita aplicando procedimento comparativo, sendo que para os conjuntos contendo parte significativa de APP foi feita análise diferenciada na aplicação desse procedimento, uma vez que os desafios das distribuidoras em atuar em áreas desse tipo são maiores. Por outro lado, conjuntos apenas APA não tiveram tratamento diferenciado, já que, as dificuldades apresentadas em áreas desse tipo também são enfrentadas por outras distribuidoras, e são tratadas no atributo de vegetação PC\_VRAM.

96. Em primeiro plano, é importante elucidar que a proposta de flexibilização em razão da existência de APA ou APP em proporção significativa foi aplicada pela STD para 4 conjuntos (BOITUVA 2-ÁGUA BRANCA, LOUVEIRA, PORTO FELIZ e SAO ROQUE), tendo em vista os subsídios enviados pela distribuidora no momento apropriado, ou seja, nas contribuições à CP. Assim sendo, para àqueles conjuntos, em que houve clareza quanto a esse tipo de pleito, a STD aplicou a abordagem devida, incluindo os casos em que entendeu não ser aplicável.

97. Ainda sobre esse tema, a CPFL Piratininga afirmou em sua contribuição à CP que o conjunto BOITUVA também estaria inserido em uma APP. Porém, diferentemente dos 4 conjuntos tratados anteriormente, tal conjunto não apresentou indícios de que a área da APP abranja uma parcela significativa da área do conjunto, inviabilizando o tratamento diferenciado dispensado para os outros 4 conjuntos pleiteados pela distribuidora como possuindo APP.

98. Para os conjuntos Várzea Paulista e Votorantim 1, reclamados na reunião com este relator na última quarta-feira, 11 de outubro de 2023, a empresa não apresentou claramente o pleito de existência de APA/APP como contribuições à CP. De qualquer forma, em análise adicional feita pela STD a meu pedido, a área técnica entendeu razoável conceder o pleito, apesar de ter sido apresentado fora do período de contribuições à CP, pois possuem características relevantes semelhantes aos 4 conjuntos já analisados na NT 96/2023-STD/ANEEL. Assim, devem receber o mesmo tratamento dispensado a esses conjuntos para a revisão dos valores dos limites descrito na mesma NT. Desta forma, os novos valores dos limites de DEC são relacionados na tabela a seguir:

**Tabela 7: Valores de DEC revisados de Várzea Paulista e Votorantim 1.**

Código	Conjunto de Unidades Consumidoras	DEC (horas)			
		2024	2025	2026	2027
15610	VARZEA PAULISTA	6	6	6	6
16671	VOTORANTIM 1	6	6	6	6

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

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

99. Nos Gráficos 8 e 9 são apresentados o histórico de apuração e os limites globais de **DEC** e **FEC** propostos. Em relação aos limites globais propostos para o período 2024 a 2027, a redução média anual é 1,78% no DEC e de 1,85% no FEC. Ressalta-se que o Gráfico 8 foi atualizado após a análise adicional pela STD quanto aos conjuntos Várzea Paulista e Votorantim e, portanto, não coincide com o gráfico apresentado na NT 96/2023-STD/ANEEL.

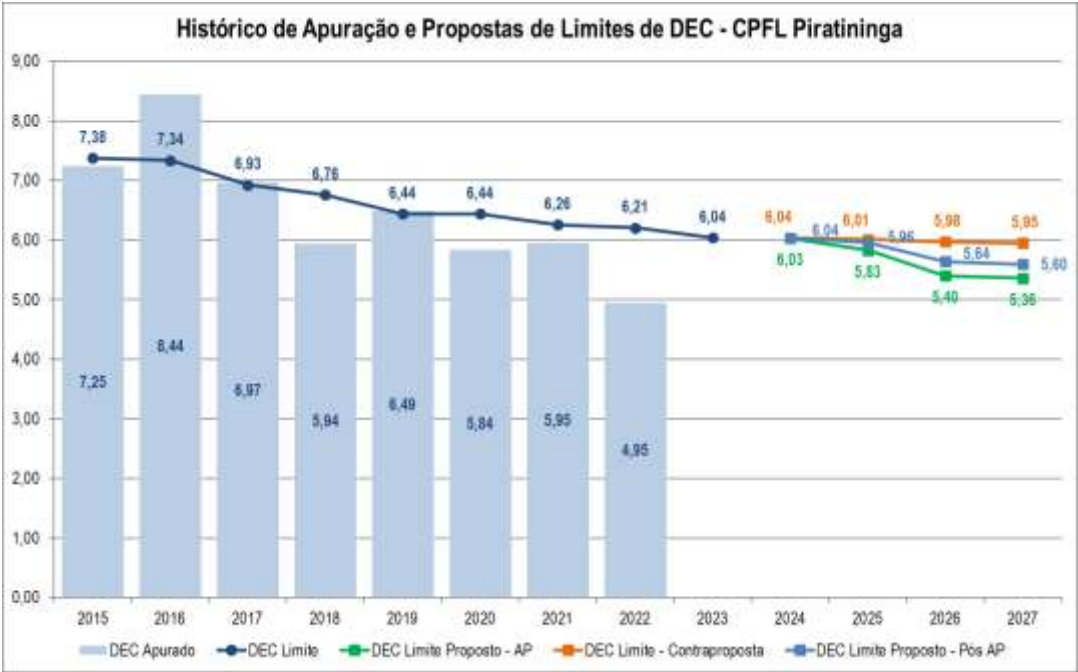


Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da CPFL Piratininga.

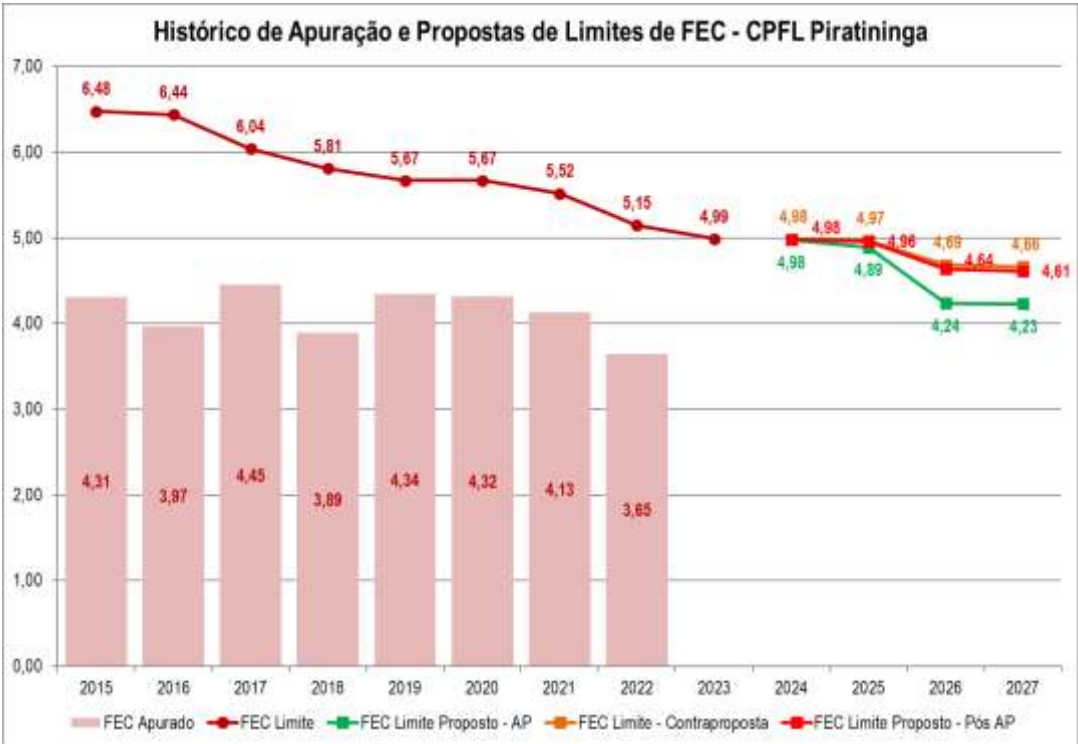


Gráfico 9. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da CPFL Piratininga.

Fonte: Nota Técnica nº 96/2023-STD/ANEEL.

100. Para avaliar a consistência dos limites globais da CPFL Piratininga, apresenta-se, nos Gráficos 10 e 11, uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região Sudeste. Observa-se que os **limites de DEC e FEC** da CPFL Piratininga estão aderentes à realidade da região.

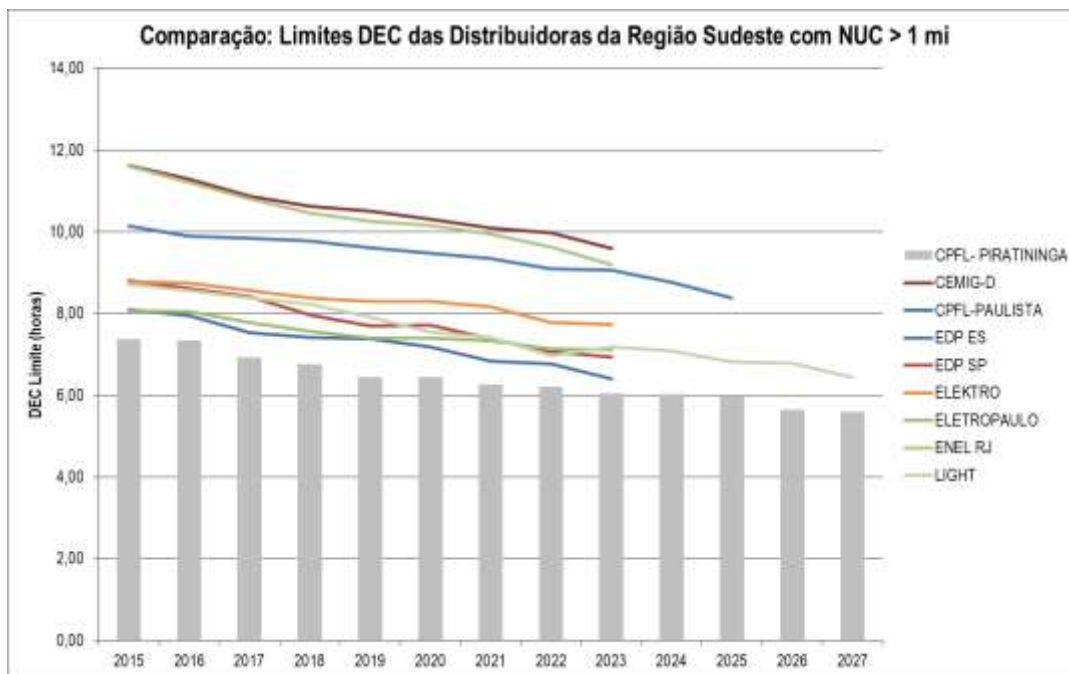


Gráfico 10. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste<sup>30</sup>.

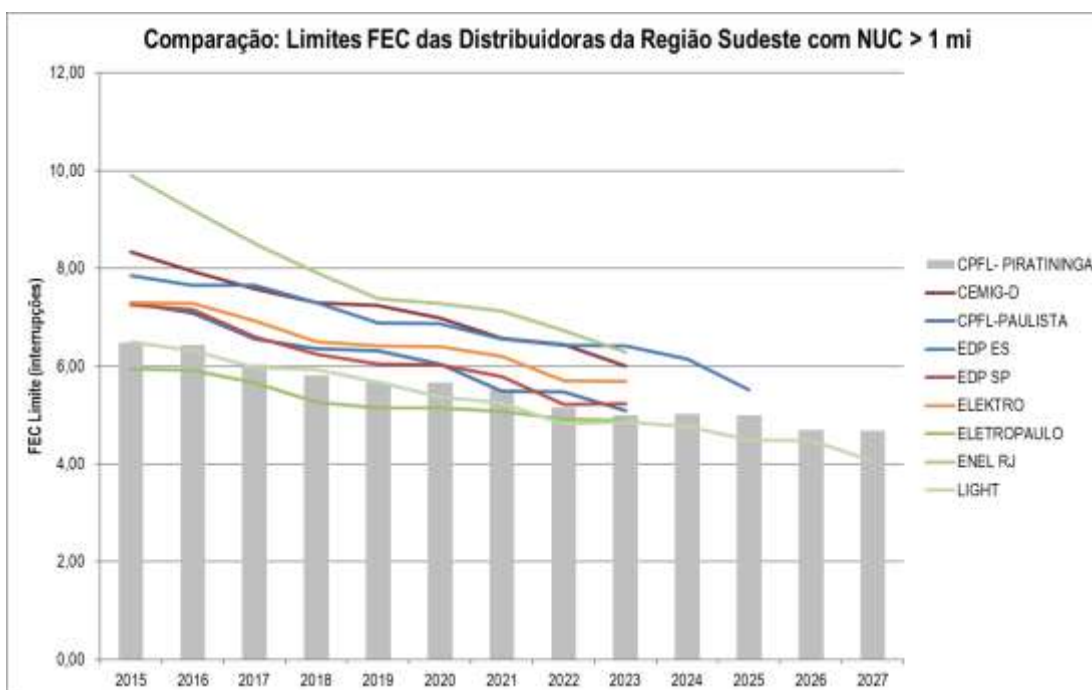


Gráfico 11. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.

Fonte: Nota Técnica nº 96/2023-STD/ANEEL.

<sup>30</sup> Ressalta-se que o Gráfico 10 foi atualizado após a análise adicional pela STD quanto aos conjuntos Várzea Paulista e Votorantim e, portanto, não coincide com o gráfico apresentado na NT 96/2023-STD/ANEEL.

101. A violação aos limites dos indicadores individuais (**DIC, FIC, DMIC e DICRI**) resulta em compensações às unidades consumidoras afetadas. A Tabela 7 apresenta os valores pagos e o número de compensações efetuadas pela CPFL Piratininga entre 2016 e 2022:

**Tabela 7. Compensações efetuadas pela CPFL Piratininga**

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2016	1.041.873	4.783.161,39
2017	1.085.634	4.375.953,32
2018	997.317	5.114.182,34
2019	1.101.783	5.950.277,62
2020	1.006.567	6.733.783,75
2021	1.150.119	9.314.296,50

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

### III – DIREITO

102. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.; Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009; Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret; Módulos 7 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist; Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição 9/2002.

### IV – DISPOSITIVO

103. Diante do exposto e do que consta nos Processos nº 48500.006876/2022-79 e nº 48500.003257/2023-11, voto por:

- a) **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da CPFL Piratininga, a vigorar a partir de 23 de outubro de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **-4,37%**, sendo de **-11,47%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **-0,19%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) **fixar** as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) **estabelecer** o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo;
- d) **aprovar** o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à CPFL Piratininga, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária, conforme tabela abaixo:

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	2.231.813	15.280.319	17.512.132
Subsídio Geração Fonte Incentivada	465	3.597	4.062
Subsídio Distribuição	(1.759.229)	-	(1.759.229)
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(18.790)	-	(18.790)
Subsídio Rural	(25.746)	-	(25.746)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(5.028)	2.388	(2.640)
Subsídio SCEE	263.039	510.823	773.861
<b>Total</b>	<b>686.522</b>	<b>15.797.128</b>	<b>16.483.650</b>

- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** os componentes T e Pd do Fator X em 2,557% e 0,656%, respectivamente;
- g) **fixar** o referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2023 a 2026, conforme tabela abaixo:

	2023	2024	2025	2026
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	3,8585%	3,8585%	3,8585%	3,8585%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT Faturado	5,8306%	5,8306%	5,8306%	5,8306%

- h) **fixar** os valores das cotas mensais de R\$ 12.030.530,61 (doze milhões, trinta mil, quinhentos e trinta reais e sessenta e um centavos) para os 12 meses subsequentes, que devem ser recolhidas diretamente pela CPFL Piratininga à Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional – ENBPar, referente à recomposição dos recursos à Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, nos termos do Decreto nº 11.027, de 31 de março de 2022 e da Resolução Homologatória nº 3.093, de 16 de agosto de 2022; e
- i) **fixar** os limites dos indicadores de continuidade de Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e de Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2024 a 2027, conforme minuta de Resolução Autorizativa, anexa.

Brasília, 17 de outubro de 2023.

(Assinado digitalmente)

**HÉLVIO NEVES GUERRA**

Diretor