

## VOTO

**PROCESSOS:** 48500.006878/2022-68 e 48500.003299/2023-44 (DEC e FEC).

**INTERESSADO:** EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. – EDP SP.

**RELATOR:** Diretor Ricardo Lavorato Tili.

**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 EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. – EDP SP, 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 023/2023.

### I – RELATÓRIO

1. O Contrato de Concessão nº 202/1998, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EDP SP, define a data de 23 de outubro de 2023 para a realização da revisão tarifária periódica.
2. As informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhadas pela concessionária mediante as Cartas CT-EDP-SP-046-2023<sup>1</sup>, de 5 de maio de 2023, e CT-EDP-SP-054-2023<sup>2</sup>, de 16 de junho de 2023.
3. Em 27 de junho de 2022, a Lei 14.385 disciplinou a devolução dos valores relacionados à retirada do ICMS da base do PIS/COFINS. Os valores dos créditos para subsidiar o cálculo da revisão tarifária foram encaminhados pela concessionária mediante a Correspondência CT-EDP-SP-054-2023 da EDP SP, de 16 de junho de 2023.
4. Por meio do Memorando nº 025/2023-SGM/ANEEL<sup>3</sup>, de 14 de junho de 2023, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica – SGM, apresentou informações sobre os contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica celebrados pela EDP SP.

---

<sup>1</sup> SIC 48513.010851/2023-00.

<sup>2</sup> SIC 48513.013789/2023-00.

<sup>3</sup> SIC 48550.000577/2023-00.

5. Em 18 de julho de 2023, a Diretoria da ANEEL decidiu instaurar a Consulta Pública (CP) nº 023/2023 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 19 de julho a 01 de setembro, e foi realizada Audiência Pública na cidade de São José dos Campos, em 10 de agosto de 2023.
6. Foram encaminhadas contribuições da própria EDP São Paulo, do Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC e da CUT Sinergia – Sindicato dos Trabalhadores Elétricos do Estado de São Paulo
7. Como fechamento da CP nº 023/2023, a STD consolidou a apuração das perdas na distribuição<sup>4</sup> e recomendou os valores finais dos limites para os indicadores de continuidade 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<sup>5</sup>.
8. Em 28 de setembro de 2023, a STR se reuniu com a Concessionária para discussão da Revisão Tarifária via Teams e posterior encaminhamento da proposta com os cálculos finais da revisão tarifária.
9. Em 03 de outubro de 2023, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF enviou, por meio do Memorando nº 231/2023-SFF/ANEEL<sup>6</sup>, os valores solicitados para a composição da Base de Remuneração.
10. Em 11 de outubro de 2023, em resposta ao Ofício Circular nº 06/2023-SGT/ANEEL, a EDP SP encaminhou o pleito do componente de Parcela B relacionado à redução de mercado conhecida, e não observada de forma plena no período de referência, associada à Micro e Minigeração Distribuída – MMD.
11. Em 11 de outubro de 2023, a proposta final da Revisão Tarifária foi discutida com o Conselho de Consumidores da EDP SP em reunião virtual.
12. Em 11 de outubro de 2023, a STR emitiu a Nota Técnica nº 124/2023–STR/ANEEL<sup>7</sup> que apresenta o Relatório de Contribuições da Consulta Pública nº 023/2023.

---

<sup>4</sup> SIC 48552.002339/2023-00.

<sup>5</sup> Nota Técnica nº 97/2023-STD/ANEEL, SicNet nº 48552.002448/2023-00.

<sup>6</sup> SIC 48536.004448/2023-00.

<sup>7</sup> SIC 48480.002644/2023-00

13. Em 11 de outubro de 2023, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações (SGA), a STR verificou que a EDP SP encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais<sup>8</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 15/03/2004.

14. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), por sua vez, consolidou<sup>9</sup> os valores necessários para a composição da Base de Remuneração, em 3 de outubro de 2023.

15. Por fim, a STR, mediante a Nota Técnica nº 123/2023-STR/ANEEL<sup>10</sup>, de 11 de outubro de 2023, consolidou o resultado da Revisão Tarifária Periódica da EDP SP.

16. É o relatório.

## II – FUNDAMENTAÇÃO

17. Trata-se da revisão das tarifas da EDP SP, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **6,83%**, sendo de **6,28%**, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de **7,12%**, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão.

18. 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)	6,28%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	7,12%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>6,83%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-SGT/ANEEL.

19. O efeito médio de **6,83%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos das Parcelas A e B, com efeito tarifário de **3,92%**; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, com efeito tarifário de **-2,33%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a presente revisão, que representam o impacto de **5,24%**.

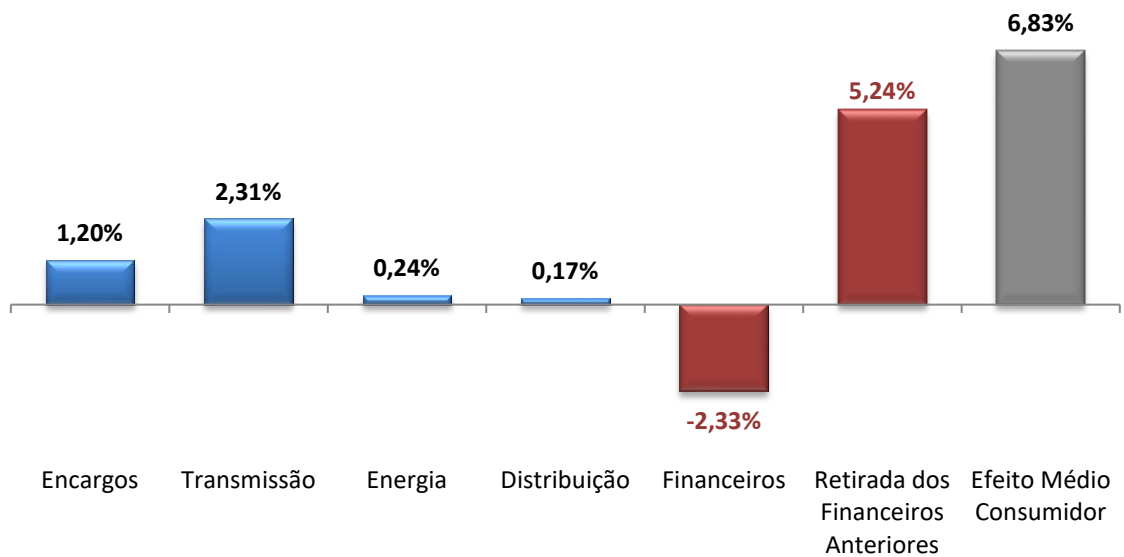
<sup>8</sup> SIC 48580.002042/2023-00

<sup>9</sup> SIC 48536.004448/2023-00.

<sup>10</sup> SIC 48580.002043/2023-00

20. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa, bem como às novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias.

21. No Gráfico 1 constam os principais itens de custo que contribuem para o efeito médio.



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

Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-SGT/ANEEL

22. 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.

23. 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.

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. Na Tabela 2 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 2. Itens de custo da revisão tarifária da EDP SP.**

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
<b>PARCELA A</b>	<b>4.588.812.032</b>	<b>4.824.179.993</b>	<b>5,1%</b>	<b>3,75%</b>	<b>74,0%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>1.507.087.527</b>	<b>1.582.503.804</b>	<b>5,0%</b>	<b>1,20%</b>	<b>24,3%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	8.858.700	8.142.810	-8,1%	-0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	1.031.396.999	987.485.391	-4,3%	-0,70%	15,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	55.684.582	56.448.293	0,0%	0,01%	0,9%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	85.461.918	84.966.585	-0,6%	-0,01%	1,3%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(136.982.703)	(15.907.159)	-88,4%	1,93%	-0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TUSD)		1.370.868	-	0,02%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)		30.053.983	-	0,48%	0,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD		44.577.411	-	0,71%	0,7%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	220.090.447	163.441.726	-25,7%	-0,90%	2,5%
PROINFA	196.736.300	170.155.238	-13,5%	-0,42%	2,6%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	45.648.289	51.554.559	12,9%	0,09%	0,8%
ONS	192.996	214.098	10,9%	0,00%	0,0%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>789.281.780</b>	<b>933.968.299</b>	<b>18,3%</b>	<b>2,31%</b>	<b>14,3%</b>
Rede Básica	558.025.502	658.259.178	18,0%	1,60%	10,1%
Rede Básica Fronteira	129.828.714	151.151.345	16,4%	0,34%	2,3%
Rede Básica ONS (A2)	348.506	234.973	-32,6%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	34.641.918	34.879.312	0,7%	0,00%	0,5%
Transporte de Itaipu	49.845.278	70.369.064	41,2%	0,33%	1,1%
Conexão	16.591.861	19.074.426	15,0%	0,04%	0,3%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>2.292.442.725</b>	<b>2.307.707.891</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,24%</b>	<b>35,4%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>1.688.056.632</b>	<b>1.698.911.039</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,17%</b>	<b>26,0%</b>
Custos Operacionais	910.697.483	852.550.219	-6,4%	-0,93%	13,1%
Anuidades	106.034.890	105.105.370	-0,9%	-0,01%	1,6%
Remuneração	448.876.418	486.374.674	8,4%	0,60%	7,5%
Depreciação	238.758.929	284.370.152	19,1%	0,73%	4,4%
Receitas Irrecuperáveis	42.276.377	52.331.744	23,8%	0,16%	0,8%
Outras Receitas + Exc. Reativos + Ult. Demanda	(58.587.464)	(88.438.849)	51,0%	-0,48%	-1,4%
<b>Reposicionamento Tarifário</b>	<b>6.276.868.665</b>	<b>6.523.091.032</b>		<b>3,92%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>(148.051.277)</b>		<b>-2,33%</b>	
CVA em processamento - Energia		(388.083.247)		-6,11%	
CVA em processamento -Transporte		104.365.788		1,64%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		(49.441.639)		-0,78%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		8.008.092		0,13%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		17.883.950		0,28%	
Sobrecontratação/exposição de energia		154.608.493		2,44%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		712.205		0,01%	
Conselho de Consumidores		(687.852)		-0,01%	
Previsão de Risco Hidrológico		220.701.920		3,48%	
Reversão do Risco Hidrológico		(207.605.901)		-3,27%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circul:		(5.854.636)		-0,1%	
Financeiro CDE Modicidade Eletrobras		(10.907.658)		-0,17%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(1.682.836)		-0,03%	
Neutralidade de Créditos de Pis/Cofins		4.992.955		0,08%	
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER		4.840.959		0,08%	
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica		98.131		0,00%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>				<b>5,24%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>				<b>6,83%</b>	

Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-STR/ANEEL.

26. O reposicionamento econômico de **3,92%** é derivado das variações de custos da **Parcela A** e da **Parcela B**.

27. Dessa forma, passo a descrever cada uma das parcelas.

#### **Custos da Parcela A**

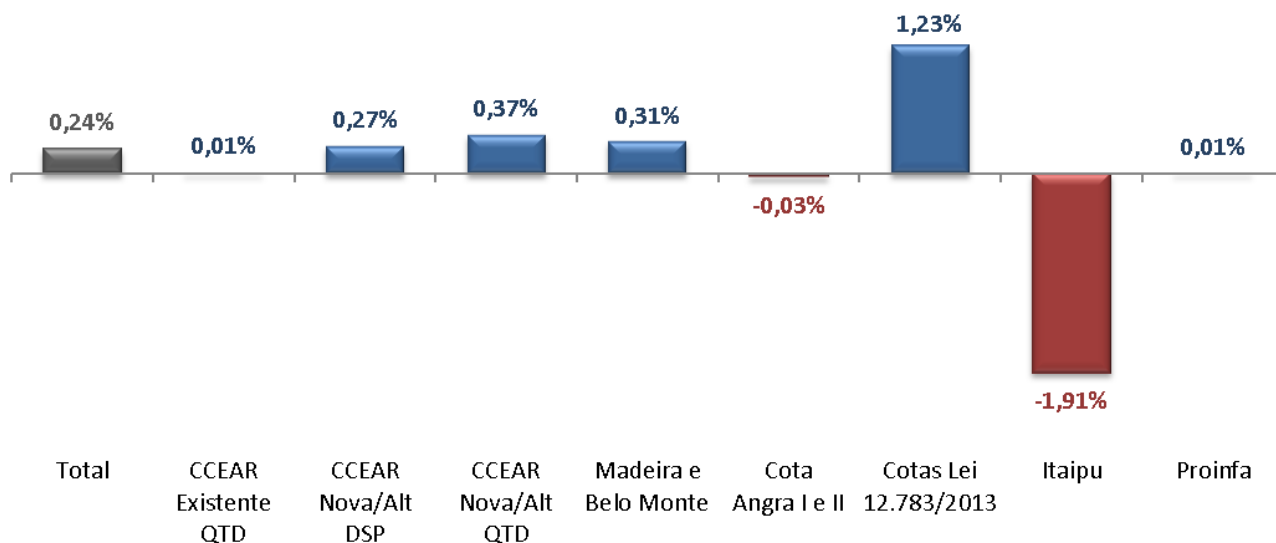
28. A Parcela A compreende os custos não gerenciáveis relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, e às atividades de transmissão e de geração de energia elétrica. Essa Parcela representa 74,0% dos custos da concessionária, com variação de **5,1%**, o que representa um impacto tarifário **3,75%**.

29. Os custos com os **encargos setoriais** impactaram a revisão em **1,20%**. Destaca-se o início do recolhimento da CDE Conta Escassez Hídrica, com impacto de 0,50%, 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 0,71%. Por outro lado, a redução das cotas de CDE Uso, Proinfa e da nova previsão ESS/EER para a distribuidora contribuíram com uma redução agregada de 2,03%. Destaca-se ainda a variação da cota associada à CDE Modicidade Eletrobrás (1,93%), em razão de a cota para 2023 ser menor que a cota para 2022.

30. Já os **custos de transmissão** foram responsáveis pelo impacto de **2,31%**, esse efeito decorre das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, homologadas em julho de 2023, conforme Resolução Homologatória nº 3.217/2023.

31. Os custos com **compra de energia** impactaram a revisão de **0,24%**. Contribuiu para esse efeito principalmente a atualização dos custos relacionados a Itaipu (-1,91%), 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 1,23% no efeito médio, em vista das variações do montante e do custo decorrentes da descotização das usinas da Eletrobras.

32. 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 123/2023-STR/ANEEL.

### Perdas Regulatórias

33. 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 **4,1889%** em relação à energia injetada, conforme Nota Técnica **nº 93/2023-STD/ANEEL**.

34. Já 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 EDP SP, conforme regra definida no Proret, o ponto de partida foi estabelecido em **8,0473%** sobre o mercado de baixa tensão faturado, porém sem trajetória de redução.

### Custos da Parcela B

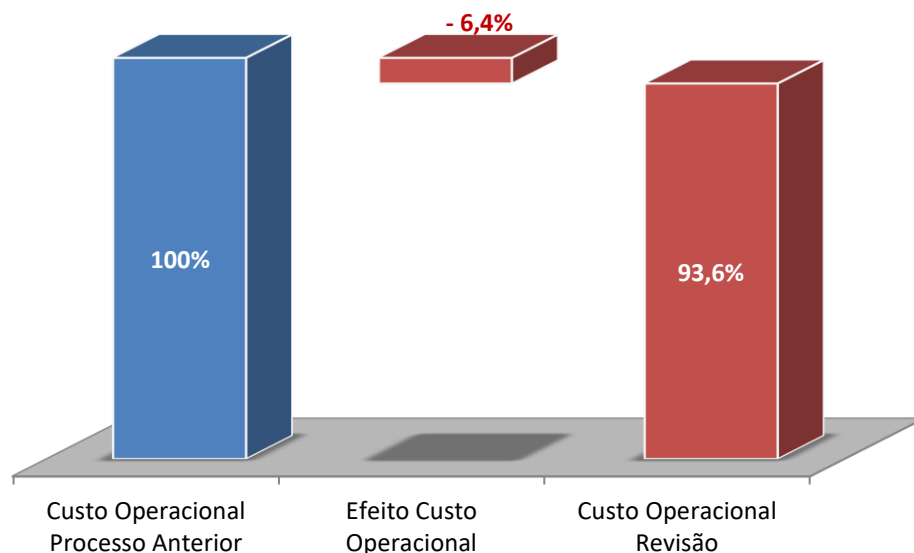
35. A **Parcela B**, cujos custos são administrados pelas distribuidoras, é o objeto no qual se opera a metodologia das revisões tarifárias periódicas. Essa parcela trata dos custos com a atividade de distribuição e compreende os custos de administração, operação e manutenção, ou seja, os custos operacionais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



distribuidora. A Parcela B representa 26,0% dos custos da concessionária e variou em **0,6%**, o que representa um impacto tarifário de **0,17%**

36. 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.

37. Os **custos operacionais** variaram em **-6,4%**, contribuindo com um impacto tarifário de **-0,93%**. A aplicação da metodologia indicou redução dos custos regulatórios ao longo do ciclo, tendo em vista que a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa está acima do intervalo de eficiência definido pelo método de benchmarking.

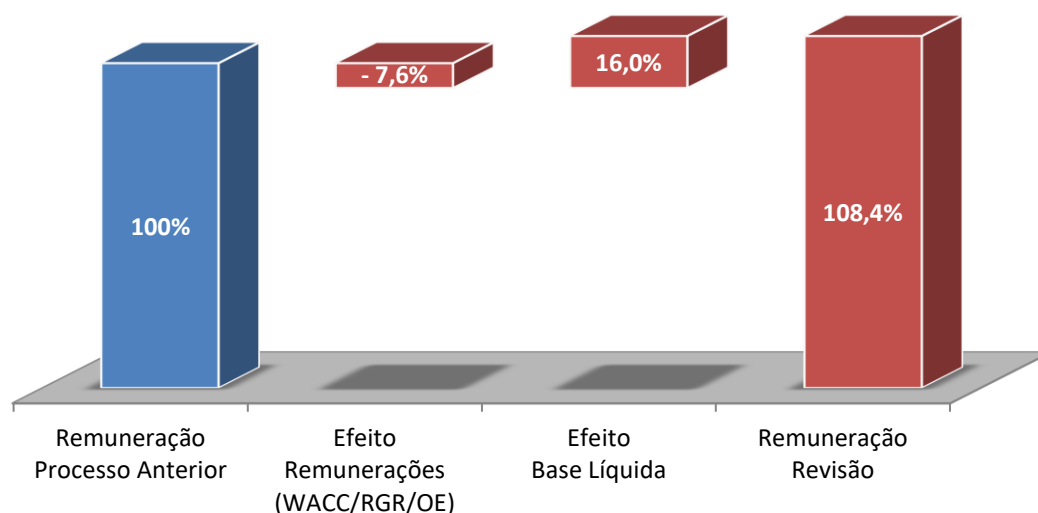


**Gráfico 3. Efeito da revisão sobre quota de reintegração.**

Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-SGT/ANEEL.

38. 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.

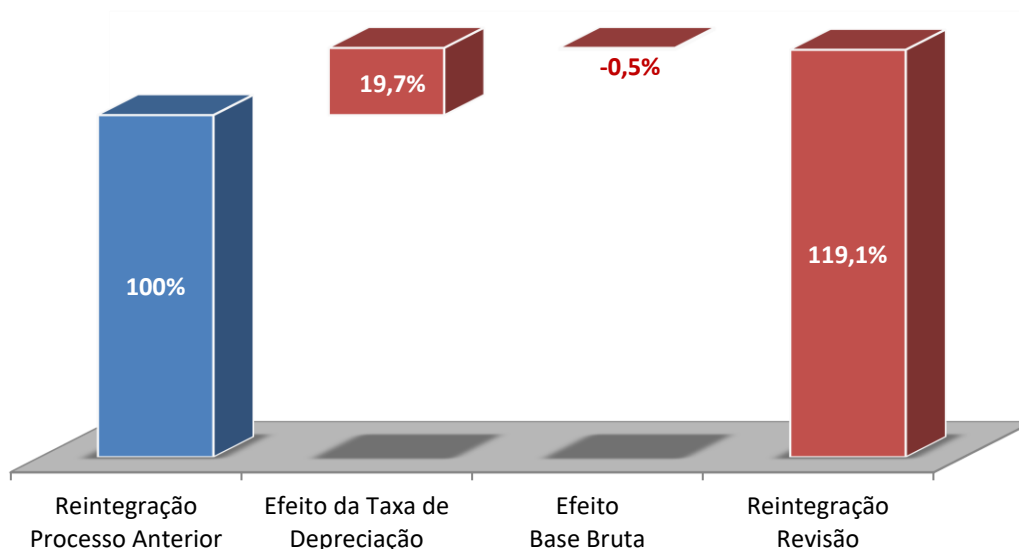
39. A **remuneração do capital** sofreu variação de **8,4%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto de **0,60%**. A variação negativa deve-se à redução da taxa de remuneração regulatória (WACC) em relação àquela considerada no último processo de revisão tarifária. Por outro lado, o aumento da Base de Remuneração Líquida suplantou 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 123/2023-SGT/ANEEL.

40. A **quota de reintegração regulatória** variou **19,1%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou um impacto nas tarifas de **0,73%**. No caso específico da EDP SP, esse aumento decorre, especialmente, da nova taxa de depreciação dos ativos, de 4,39%, superior à considerada no ciclo anterior (de 3,67%). 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 demonstra ambos os efeitos.



**Gráfico 5. Efeito da revisão sobre quota de reintegração**

Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-SGT/ANEEL.

41. A cobertura para **Anuidades** variou **-0,9%**, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de **-0,01%** no efeito médio. Esse resultado proveio da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende.
42. As **receitas irrecuperáveis** variaram **23,8%** em relação aos valores tarifários atuais, com impacto de **0,16%** nas tarifas. Esse resultado decorreu da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a EDP SP e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.
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 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, sendo chamado “**Excedente de Reativos**” (ER).

45. 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 **-0,48%**.

### Componentes Financeiros

46. A Tabela 3 resume os componentes financeiros incluídos nesta revisão da EDP SP.

**Tabela 3. Componentes Financeiros**

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(388.083.247)	-6,11%
CVA em processamento -Transporte	104.365.788	1,64%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(49.441.639)	-0,78%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	8.008.092	0,13%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	17.883.950	0,28%
Sobrecontratação/exposição de energia	154.608.493	2,44%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	712.205	0,01%
Conselho de Consumidores	(687.852)	-0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	220.701.920	3,48%
Reversão do Risco Hidrológico	(207.605.901)	-3,27%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circul;	(5.854.636)	-0,09%
Financeiro CDE Modicidade Eletrobras	(10.907.658)	-0,17%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(1.682.836)	-0,03%
Neutralidade de Créditos de Pis/Cofins	4.992.955	0,08%
Spread sobre a antecipação de créditos de UDER	4.840.959	0,08%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Escassez Hídrica	98.131	0,00%
<b>Total</b>	<b>(148.051.277)</b>	<b>-2,33%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-SGT/ANEEL.

47. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-2,33%** na atual revisão da EDP SP.

48. 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 2,44%.

49. Quanto os financeiros negativos, destaca, principalmente, a Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento, cujo efeito conjunto contribuiu com uma participação de -5,25% 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.

50. Sobre os créditos de PIS/COFINS, relativos às ações judiciais que questionam a incidência sobre ICMS, destaco que foram considerados apenas valores residuais.

### **Definição do Fator X para os Próximos Reajustes Tarifários**

51. 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.

52. 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.

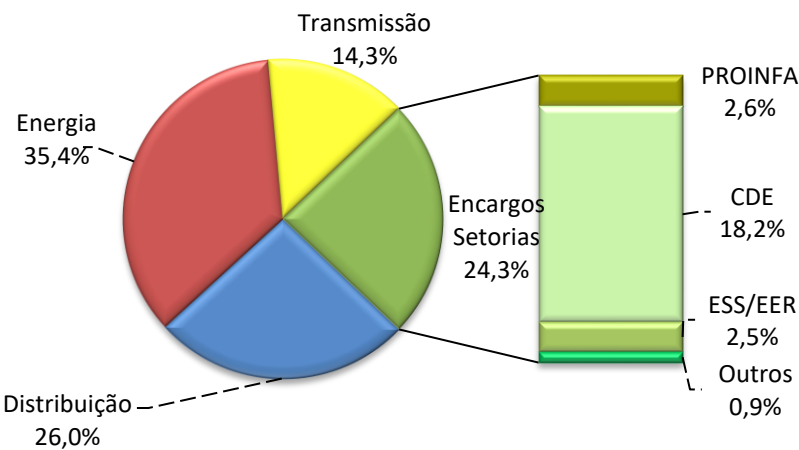
53. O **Componente Pd** objetiva estimar os ganhos potenciais de produtividade de uma distribuidora em função da produtividade média do Setor, do crescimento anual do mercado e do número de unidades consumidoras da própria empresa. O valor definido do Componente Pd nesta Revisão é de **0,640%**.

54. 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 EDP SP é de **3,595%**.

55. 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 **-0,433%**. 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.

56. Assim, o valor do **Fator X** a ser considerado nos reajustes da EDP SP, até a próxima revisão tarifária, será de **4,235%**, ao qual deve ser acrescido o **Componente Q**, atualizado em cada processo de reajuste.

57. A participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora é mostrado nos Gráfico 6.



**Gráfico 6. Composição da receita sem tributos**  
Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-SGT/ANEEL.

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

58. A Tabela 4 ilustra a diferença ocorrida no efeito médio a ser percebido pelos consumidores entre a proposta da Consulta Pública e o resultado da revisão tarifária, com uma variação de 2,44%.

**Tabela 4. Comparação da Proposta da CP 023/2023 e o resultado da revisão.**

Descrição	CP 023/23 Participação na Revisão	Final Participação na Revisão	Variação Total
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	3,82%	3,75%	-0,07%
Encargos Setoriais	1,16%	1,20%	0,04%
Custos de Transmissão	2,24%	2,31%	0,07%
Custo de Aquisição de Energia	0,43%	0,24%	-0,18%
PARCELA B	0,08%	0,17%	0,09%
Reposicionamento Tarifário	3,90%	3,92%	0,02%
Componentes Financeiros do Processo Atual	-3,29%	-2,33%	0,95%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Proce	5,04%	5,24%	0,20%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores	5,66%	6,83%	1,17%

Fonte: Nota Técnica nº 123/2023-SGT/ANEEL.

59. Os itens relacionados à Parcela A e Parcela B não tiveram grandes variações entre os valores considerados na abertura da Consulta Pública e agora.

60. Por fim, entre os componentes financeiros, cuja diferença foi de 0,95%, destacam-se o resultado da previsão de risco hidrológico e da sobrecontratação/exposição de energia.

### **Definição dos Limites para os Indicadores DEC e FEC**

61. 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 na Seção 8.2 do Módulo 8 do PRODIST<sup>11</sup>.

62. Nos Gráficos 7 e 8 são apresentados o histórico de apuração de **DEC** e **FEC**, os limites globais propostos pela ANEEL na CP nº 023/2023, a contraproposta da Distribuidora e os limites propostos após a análise das contribuições enviadas. Em relação aos limites globais para os anos de 2024 a 2027, a redução anual é de **1,64%** no DEC e de **1,68%** no FEC.

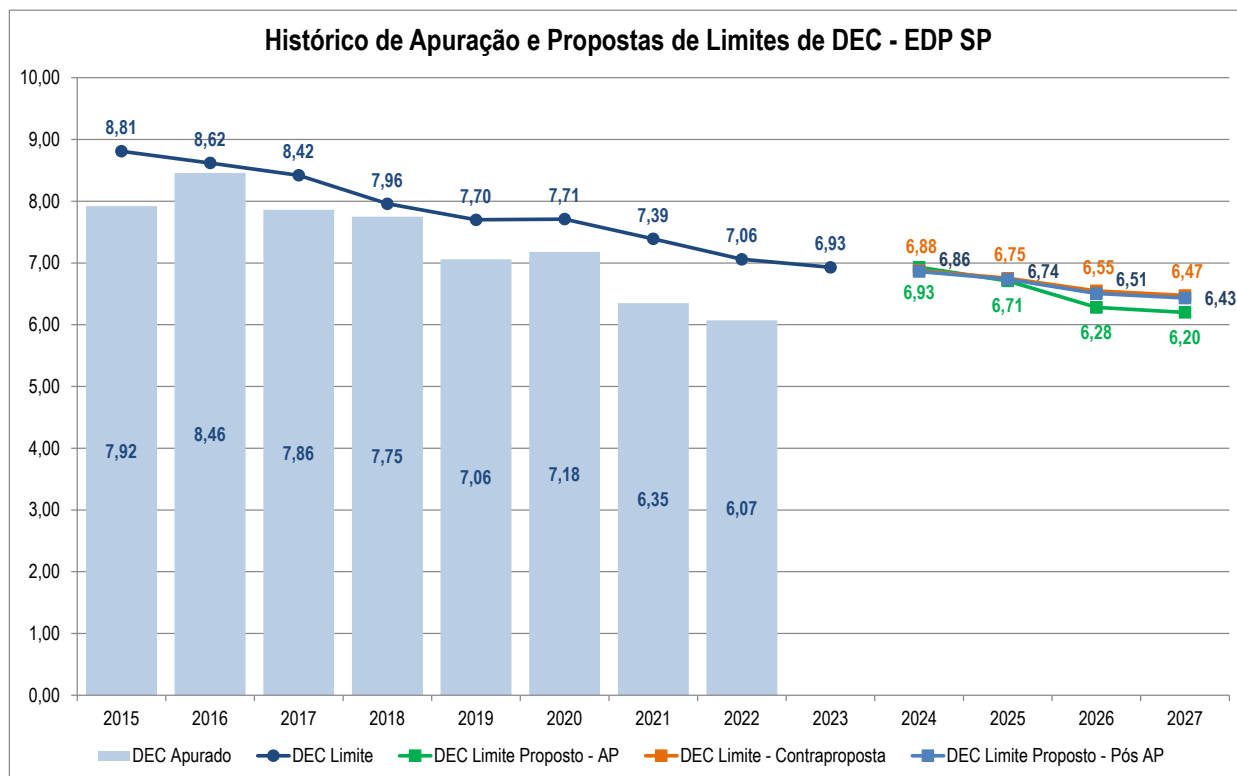
---

<sup>11</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.

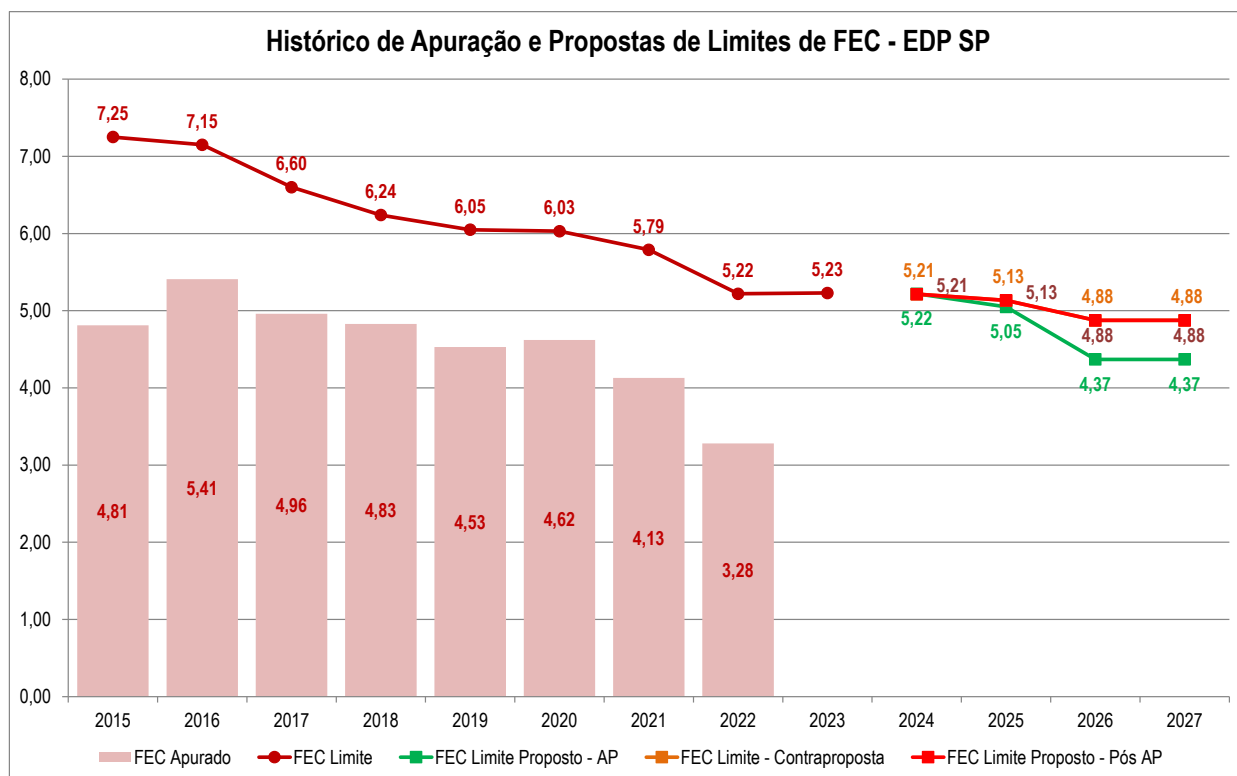
210. No estabelecimento dos limites anuais de DEC e FEC para os conjuntos de unidades consumidoras deve ser aplicado o seguinte procedimento:

- a) seleção dos atributos relevantes para aplicação de análise comparativa;
- b) aplicação de análise comparativa, com base nos atributos selecionados na alínea “a”;
- 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.”



**Gráfico 7. Histórico de apuração e limites globais de DEC propostos da EDP SP.**

Fonte: Nota Técnica nº 97/2023-SRD/ANEEL.

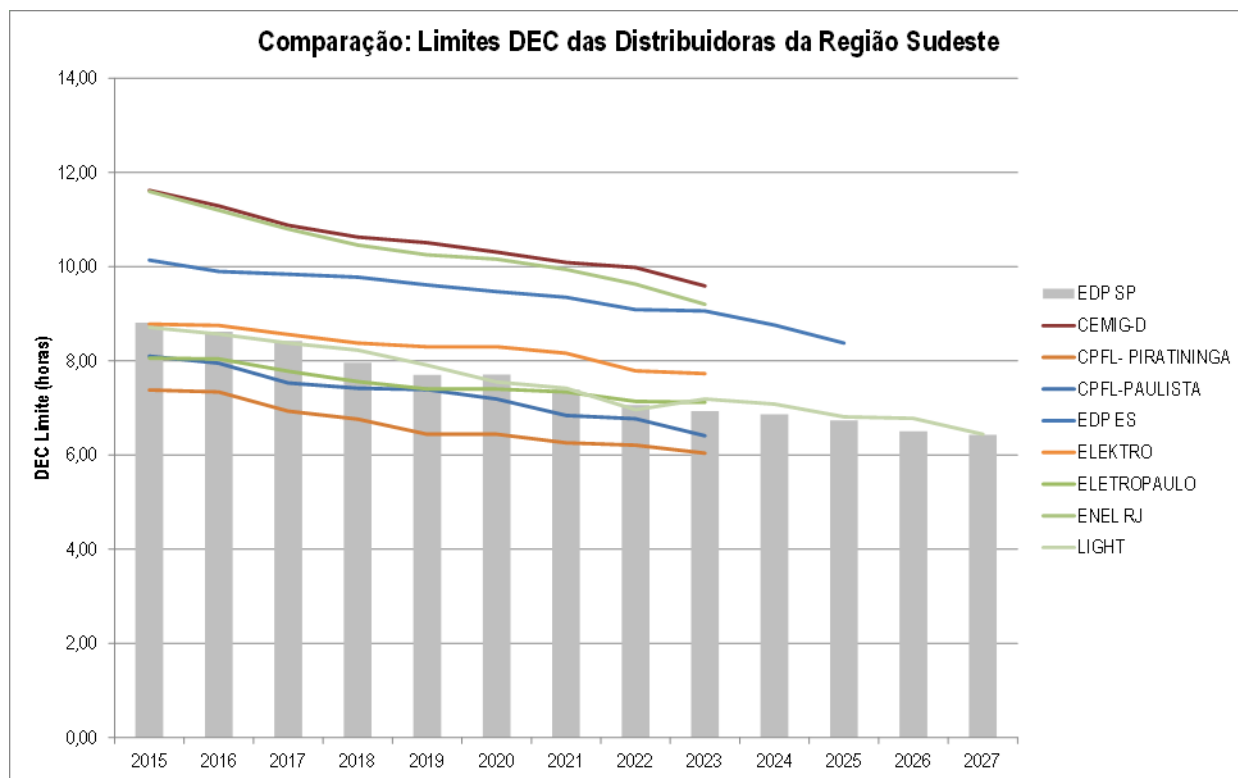


**Gráfico 8. Histórico de apuração e limites globais de FEC propostos da EDP SP.**

Fonte: Nota Técnica nº 97/2023-SRD/ANEEL.

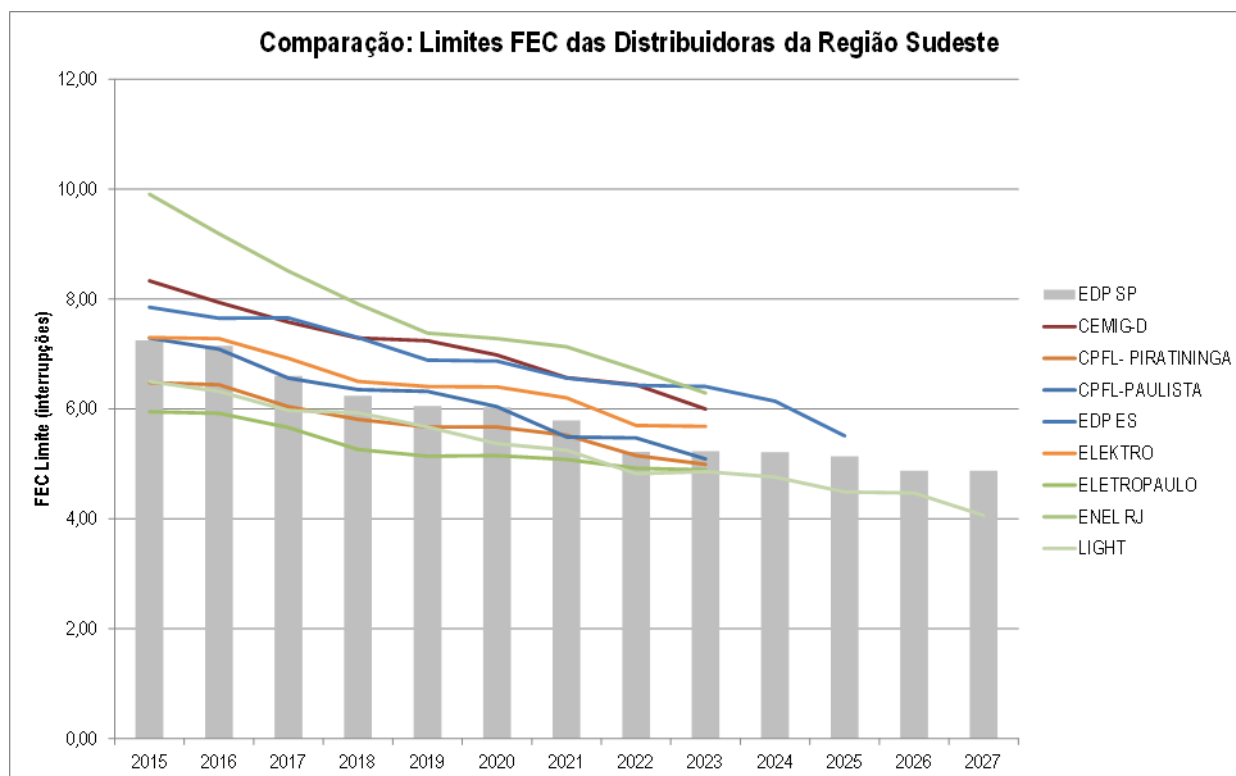


63. Para avaliar a consistência dos limites globais da EDP SP, apresenta-se, nos Gráficos 9 e 10, uma comparação com os limites das distribuidoras de grande porte da região Sudeste. Observa-se que os **limites de DEC e FEC da EDP SP** estão aderentes à realidade da região.



**Gráfico 9. Limites de DEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.**

Fonte: Nota Técnica nº 97/2023-SRD/ANEEL.



**Gráfico 10. Limites de FEC de distribuidoras de grande porte da região Sudeste.**

Fonte: Nota Técnica nº 97/2023-SRD/ANEEL.

64. 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 EDP SP entre 2020 e 2022:

**Tabela 5. Compensações efetuadas pela EDP SP**

Ano	Nº de Compensações	Compensação (R\$)
2020	1.457.381	8.739.955,12
2021	1.311.378	9.795.150,03
2022	521.896	15.365.535,76

Fonte: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD.

### III – DIREITO

65. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- c) Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.;
- d) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;

- e) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret;
- f) Módulos 7 e 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – Prodist; e
- g) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição nº 202/1998.

#### IV – DISPOSITIVO

66. Diante do exposto e do que consta nos processos nº 48500.006878/2022-68 e nº 48500.003299/2023-44, voto por **aprovar** o resultado da Revisão Tarifária Periódica da EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. – EDP SP, na forma da Resolução Homologatória anexa, a fim de:

- a) **homologar** o resultado da quinta Revisão Tarifária Periódica da EDP SP, a vigorar a partir de 23 de outubro de 2023, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **6,83%**, sendo de **6,28%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **7,12%**, 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 EDP SP, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- e) **definir** os postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) **fixar** os componentes T e Pd do Fator X em 3,595% e 0,640%, respectivamente;
- g) **fixar** os limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC para o período de 2024 a 2027 a serem observados pela EDP SP; e
- h) **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	4,1889%	4,1889%	4,1889%	4,1889%
Perdas Não Técnicas sobre Energia	8,0473%	7,6878%	7,3282%	6,9798%

Brasília, 17 de outubro de 2023.

*(Assinado digitalmente)*  
**RICARDO LAVORATO TILI**  
Diretor