NOTA TÉCNICA Nº 134/2025-STR/ANEEL

Referência: 48500.003972/2025-16

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Minas Rio - Distribuidora de Energia S.A. – EMR e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2025.

I - DO OBJETIVO.

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Energisa Minas Rio - Distribuidora de Energia S.A. – EMR, a vigorar a partir de 22 de junho de 2025, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 40/1999 e de acordo com a metodologia de cálculo das versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo IV desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A EMR, sediada na cidade de Cataguases - MG, atende aproximadamente 613 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R$ 1,34 bilhão.

3. A Tabela 1 apresenta o número de unidades consumidoras, o consumo mensal de energia e a participação percentual de cada classe consumidora.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	504.380	71.721	41,3%
Industrial	4.014	54.712	31,5%
Comercial	43.373	17.692	10,2%
Rural	54.765	10.459	6,0%
Iluminação Pública	206	7.377	4,2%
Poder Público	5.118	4.819	2,8%
Serviço Público	950	3.703	2,1%
Demais classes	170	3.365	1,9%
Total	**612.976**	**173.849**	**100%**

Fonte: SAMP – competência abril/2025.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.334, de 18 de junho de 2024, a Revisão Tarifária Periódica da EMR de 2024 representou, em média, uma variação das tarifas de -1,76%.

4. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário de 2025 foi encaminhado para os representantes da Concessionária e os Membros do Conselho de

Consumidores em 12 de maio de 2025[1].

5. Em 20 de maio de 2025, a SGM, por meio do Memorando nº 69/2025-SGM/ANEEL[2], encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrado pela EMR.

6. Em 27 de maio de 2025, a STR recebeu o Memorando nº 165/2025-SFF/ANEEL [3], com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

7. Em 01 de julho de 2024, por intermédio da Carta ENERGISAMR/VPR-ANEEL/Nº020/2024[4], a EMR apresentou pedido de reconsideração em face da Resolução Homologatória nº 3.334, de 18 de junho de 2024, que homologou o resultado do reajuste tarifário anual da Energisa Minas Rio – Distribuidora de Energia S.A.

8. Conforme consta no Despacho nº 468, de 25 de fevereiro de 2025 [5], a Diretoria da ANEEL decidiu por dar provimento parcial ao pedido de reconsideração da EMR em face do reajuste tarifário de 2024, determinando que a STR, considere em favor da distribuidora, de modo a reconhecer um componente financeiro de energia no valor de 1.274.393,38 (um milhão duzentos e setenta e quatro mil trezentos e noventa e três reais e trinta e oito centavos), a preços de junho de 2024 no Reajuste Tarifário Anual de 2025 com a devida atualização monetária, conforme regras do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Cabe esclarecer que tais valores foram calculados pela STR e constam da Nota Técnica n° 18/2025-STR/ANEEL [6].

9. Em 11 de junho de 2025, conforme previsto no Submódulo 10.2 do PRORET, a STR encaminhou, por e-mail, a proposta final de cálculo do reajuste tarifário ao conselho de consumidores e à EMR7.

10. Em 02 junho de 2025, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais[7] que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei n° 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

11. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2025 da EMR conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 3,61%, sendo de 1,61%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 4,12%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio por Subgrupo

SUGBRUPO	VARIAÇÃO
Alta Tensão (AT)	1,61%
A2(>88 kV < 138kV)	7,18%
A3 (>69 kV)	-9,12%
A4 (>2,3kV < 25kV)	2,51%
Baixa Tensão (BT)	4,12%
B1 (Residencial)	3,79%
B2 (Rural)	4,70%
B3 (outros)	4,70%
B4 (Iluminação Púb.)	4,70%
Efeito Médio (AT + BT)	**3,61%**

12. O efeito médio de 3,61% decorre:

(i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;

(ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e

(iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

13. Cabe esclarecer que a diferença entre os efeitos médios indicados na Tabela 2 decorre da variação dos itens de custos arrecadados pelas tarifas aplicadas à cada grupo, conforme Submódulo 7 do Proret. Mais especificamente para o nível de tensão A3, a redução dos custos de CUSD são mais sentidos pelos geradores que por sua vez são maioria dentre os consumidores desse subgrupo.

14. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 0,52%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 2,19%, conforme Tabela 3:

Tabela 3: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B*

	Processo Anterior (R$)	Processo Atual (R$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	912.058.453	919.014.720	0,8%	0,52%	66,7%
Encargos Setoriais	228.016.738	286.442.011	25,6%	4,36%	20,8%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.031.623	2.158.156	6,2%	0,01%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	146.557.551	185.897.549	26,8%	2,93%	13,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	13.752.965	-	-100,0%	-1,03%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(6.450.207)	(1.046.581)	-83,8%	0,40%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	6.055.375	6.113.318	1,0%	0,00%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	9.736.339	28.474.338	192,5%	1,40%	2,1%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ ERCAP	25.579.210	30.185.912	18,0%	0,34%	2,2%
PROINFA	19.484.157	23.480.034	20,5%	0,30%	1,7%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	11.269.725	11.179.284	-0,8%	-0,01%	0,8%
Custos de Transmissão	216.922.362	138.055.281	-36,4%	-5,88%	10,0%
Rede Básica	24.165.003	39.772.082	64,6%	1,16%	2,9%
Rede Básica Fronteira	4.396.801	14.426.464	228,1%	0,75%	1,0%
Rede Básica ONS (A2)	556.318	555.235	-0,2%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	5.438.815	5.630.336	3,5%	0,01%	0,4%
Transporte de Itaipu	12.431.059	9.120.521	-26,6%	-0,25%	0,7%
Conexão	2.342.373	4.451.543	90,0%	0,16%	0,3%
Uso do sistema de distribuição e CCD	167.591.994	64.099.100	-61,8%	-7,72%	4,7%
Custos de Aquisição de Energia	460.821.034	487.980.349	5,9%	2,03%	35,4%
Receitas Irrecuperáveis	6.298.320	6.537.079	3,8%	0,02%	0,5%
PARCELA B	428.790.362	458.124.215	6,8%	2,19%	33,3%
IRT	1.340.848.815	1.377.138.936	2,7%	2,71%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(46.287.456)		-3,45%	
CVA em processamento - Energia		34.727.214		2,59%	
CVA em processamento - Transporte		837.040		0,06%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		3.052.379		0,23%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(184.923)		-0,01%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		3.162.763		0,24%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(7.401.269)		-0,55%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(5.198.195)		-0,39%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		104.948		0,01%	
Financeiro CDE Eletrobras		(546.092)		-0,04%	
Crédito de PIS/COFINS		(69.518.676)		-5,18%	
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS		503.571		0,04%	
Sobrecontratação		4.839.149		0,36%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia		638.721		0,05%	
Reversão de Risco Hidrológico		(29.004.925)		-2,16%	
Risco Hidrológico		29.556.210		2,20%	
Ajuste CUSD		(1.520.444)		-0,11%	
Créditos de Modicidade (REN 1.000/2021)		420.601		0,03%	
Arrecadação de encargo CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(966.704)		-0,07%	
Arrecadação de encargo CDE Escassez Hídrica de migrantes (REN 1.008/2022)		(269.769)		-0,02%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(6.113.318)		-0,46%	
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)		(4.821.415)		-0,36%	
Despacho nº 468/2025 - Correção de custos de Energia - RTA 2024		1.424.786		0,11%	
Despacho nº 2.495/2024 - Recisão contratual UTE Termoceará		(9.107)		0,00%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				4,36%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				3,61%	

* Valores indicados na coluna Processo Anterior referem-se aos valores faturados.

15. O Gráfico 1 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

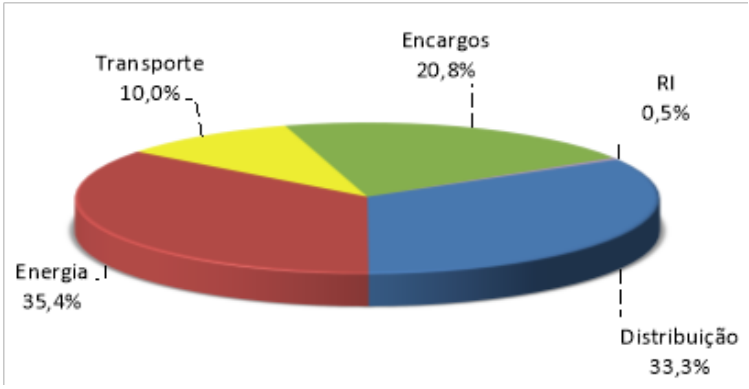


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

16. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da

distribuidora com tributos[8], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 19,0% para o ICMS e 4,1% para o PIS e COFINS (total de 23,1% por dentro), o que equivale a uma majoração de 30,1% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

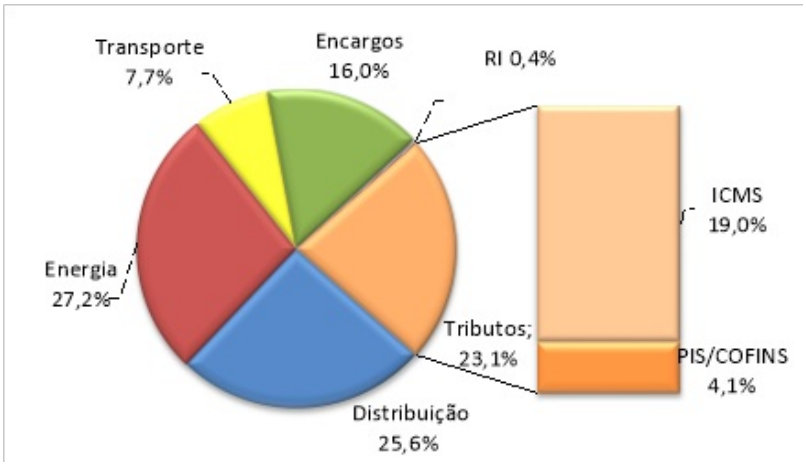


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. METODOLOGIA APLICADA

17. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. PERÍODO DE REFERÊNCIA

18. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMR é de junho/2024 a maio/2025.

IV.3. RECEITA ANUAL

19. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R$ 1.340.848.815, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R$)
Fornecimento	1.446.314	1.102.611.165
A4 (2,3 kV a 25 kV)	97.951	90.829.212
BT (menor que 2,3 kV)	1.348.362	1.011.781.953
Demais Livres	596.196	190.854.592
Distribuição	32.599	11.889.822
Geração	-	35.493.237
Total	**2.075.108**	**1.340.848.815**

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. ENCARGOS SETORIAIS

20. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na Tabela 5:

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R$)	Processo Atual (R$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.031.623	2.158.156	Submódulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	146.557.551	185.897.549	NTConj 002/2025 - CP 38/2025
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	13.752.965	-	Previsão
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(6.450.207)	(1.046.581)	DSP 1536/2025
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassı	6.055.375	6.113.318	DSP 510/2023
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	9.736.339	28.474.338	NTConj 002/2025 - CP 38/2025
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERC.	25.579.210	30.185.912	DSP 1.312/2025
PROINFA	19.484.157	23.480.034	REH 3.422/2024
P&D e Eficiência Energética	11.269.725	11.179.284	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	**228.016.738**	**286.442.011**	

* Valores indicados na coluna Processo Anterior referem-se aos valores faturados

21. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 25,6%, impactou o efeito médio em 4,36%.

22. Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE Eletrobras, com impacto de 0,40%[9]; (ii) a variação da cota de CDE USO, com impacto de 2,93%; (iii) a variação da CDE GD, que representou um aumento médio de 1,40% nas tarifas; e (iv) a variação do PROINFA, com impacto de 0,30%

23. Em contrapartida, com contribuição negativa, destaca- se a CDE Conta Covid, que foi quitada em setembro de 2024 e não possui recolhimento previsto a partir desse ano, fato este que reduziu em média as tarifas em 1,03%.

24. Cabe esclarecer que para a Conta Escassez, que também foi quitada na mesma data, permanece a cobertura econômica originalmente prevista para 2025 sendo que o efeito da quitação antecipada é concedido por meio de financeiro negativo de mesmo valor, o qual é arrecadado via TE, em benefício exclusivo dos consumidores cativos, conforme proposto na MP no 1.212/2024 e na Resolução Normativa nº 1.117/2025.

IV.4.2. TRANSMISSÃO

25. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na Tabela 6:

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R$)	Processo Atual (R$)
Rede Básica	24.165.003	39.772.082
Rede Básica Fronteira	4.396.801	14.426.464
Rede Básica ONS (A2)	556.318	555.235
MUST Itaipu	5.438.815	5.630.336
Transporte de Itaipu	12.431.059	9.120.521
Conexão	2.342.373	4.451.543
Uso do sistema de distribuição	167.591.994	64.099.100
Total dos Custos de Transporte	**216.922.362**	**138.055.281**

* Valores indicados na coluna Processo Anterior referem-se aos valores faturados

26. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de -36,4%, impactaram o efeito médio em -5,88%. Essa variação decorre principalmente do fim do contrato de uso ao sistema de distribuição (CUSD) com a Light que provocou uma redução média nas tarifas de 7,72%.

27. Por outro lado a nova conexão à Rede Básica na Subestação Leopoldina 138 kV aumentou os custos de Rede Básica e Rede Básica Fronteira, que concomitante a homologação das Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2024-2025, [10] contribuíram com impacto no efeito médio de 2,07%

28. Além disso, os custos associados ao transporte da energia proveniente de Itaipu, cuja tarifa vigente foi também definida por meio da Resolução Homologatória nº 3.349, de 16 de julho de 2024, contribuíram com impacto no efeito médio de -0,25%. O Anexo III desta Nota Técnica apresenta melhor detalhamento dos custos de Rede Básica e Rede Básica Fronteira.

IV.4.3. COMPRA DE ENERGIA

IV.4.3.1. PERDAS ELÉTRICAS E ENERGIA REQUERIDA

29. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EMR.

Tabela 7: Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	0,31%	1,51%	DSP 1.120/2025
Técnica (s/ merc. injetado)	9,77%	9,77%	REH 3.334/2024
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,27%	1,32%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	1.348.362	1.348.362	SAMP

30. Observe-se que o percentual de perdas não técnicas indicado em DRP refere-se ao mercado de baixa tensão medido, conforme metodologia de estabelecida pela Resolução Normativa nº 1.114, de 11 de março de 2025, publicado por meio do Despacho nº 1.120 de 22 de abril de 2025.

31. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a EMR para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

Tabela 8: Energia (MWh)

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
(i) - Mercado cativo total (fornecimento + suprimento)	**1.382.214**	**1.279.262**
Fornecimento Não BT	33.851	115.919
Fornecimento BT	1.348.362	1.524.359
Injetada GD	-	361.016
(ii) - Mercado Livre e Uso Distribuição (para cálculo de perdas)		
Consumidores Livres	596.196	596.196
Uso Distribuição	32.599	248.146
(iii) -Perdas Totais	**273.670**	**316.029**
Perdas Rede Básica	20.797	20.797
Perdas na Distribuição	252.873	295.232
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	4.123	23.047
Perda Técnica (% PT x E_injetada)	248.750	272.186
Energia Requerida (i) + (iii)	**1.655.884**	**1.595.291**

* Valores indicados na coluna Processo Anterior referem-se aos valores faturados

32. Observe-se também que já estão considerados os efeitos da Consulta Pública nº 09/2024 e Despacho nº 1.220/2025 para o cálculo da Energia Requerida. Assim, o cálculo levou em conta o mercado de fornecimento da distribuidora sendo subtraído deste a energia injetada por unidades participantes do sistema de MMGD.

IV.4.3.2. VALORAÇÃO DA COMPRA DE ENERGIA

33. As fontes de informações referentes a montante e preço, por tipo de contrato, constam da tabela seguinte.

Tabela 9: Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.432/2024
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SGM/ANEEL
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.353/2024
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.431/2024 e 3.437/2025

Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.422/2024
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

34. A Tabela 10 demonstra o resumo dos contratos de compra de energia elétrica e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 10: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R$/MWh)	Despesa (R$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	596.512	540.535	258,50	139.728.679
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	391.610	354.861	295,71	104.937.528
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	96.021	87.010	186,10	16.192.995
Madeira e Belo Monte	108.881	98.664	188,50	18.598.155
Bilaterais	192.720	463.657	472,99	219.305.094
Barra do Braúna Energética S/A	192.720	174.635	468,00	81.730.096
Rio Glória Energética S/A	66.751	60.487	512,84	31.020.509
Rio Pomba Energética S/A	112.216	101.685	512,84	52.148.651
Rio Pomba Energética S/A (ex-Bra	40.734	36.912	512,84	18.929.838
Zona da Mata - JCP	91.454	82.872	387,13	32.082.369
Zona da Mata - Usinas Embebida	7.797	7.065	480,35	3.393.631
Energia Base	648.967	591.099	218,15	128.946.577
Cota Angra I/Angra II	64.669	58.601	308,74	18.092.388
Cotas Lei nº 12783/2013	231.919	210.156	205,64	43.216.874
Itaipu (tirando as perdas)	320.071	290.036	233,20	67.637.314
PROINFA	32.307	32.307	-	-
Total	**1.438.199**	**1.595.291**	**305,89**	**487.980.349**

35. A Tabela 11 demonstra a variação dos montantes e dos custos com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia

	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R$/MWh)		
Tipo de contrato	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	5.528	-	-100,00%	332,27	-	-100,00%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	326.113	391.610	20,1%	251,85	295,71	17,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	96.234	96.021	-0,2%	177,41	186,10	4,9%
Madeira e Belo Monte	108.881	108.881	0,0%	178,63	188,50	5,5%
Cota Angra I e Angra II	65.847	64.669	-1,8%	355,16	308,74	-13,1%
Cotas Lei nº 12.783/2013	289.176	231.919	-19,8%	180,76	205,64	13,8%
Itaipu	329.215	320.071	-2,8%	211,71	233,20	10,2%
Bilateral	511.672	511.672	0,0%	444,83	472,99	6,3%
Proinfa	33.236	32.307	-2,8%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(110.018)	(161.859)	47,1%	296,63	312,21	5,3%
TOTAL	1.655.884	1.595.291	-3,7%	278,29	305,89	9,9%

36. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EMR, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 2,03%. A figura seguinte ilustra a as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

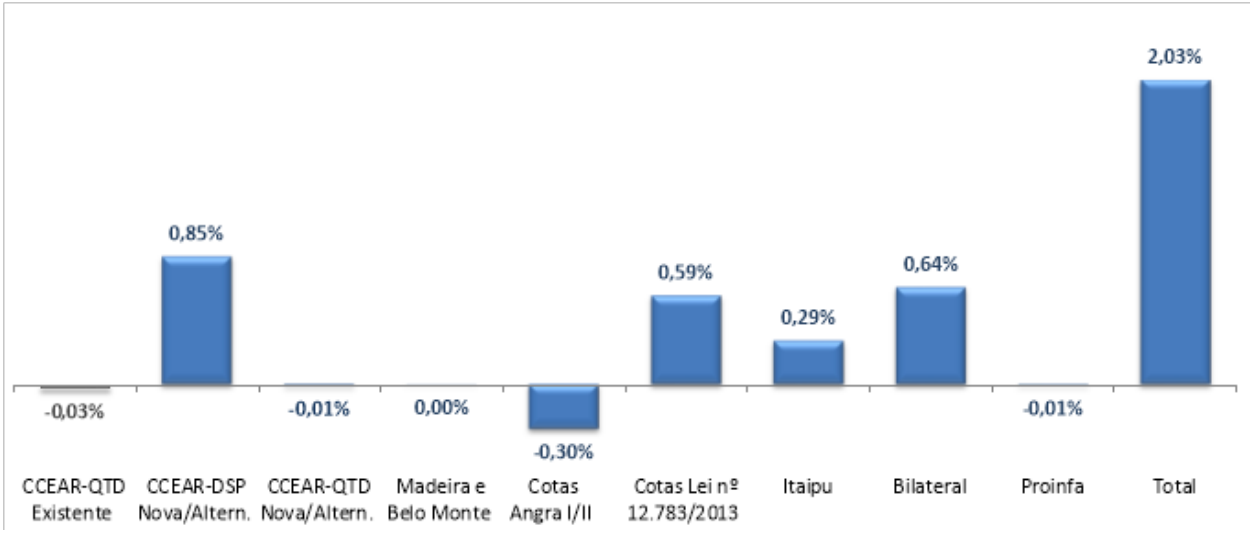


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

37. Ele decorre dos novos contratos de CCEAR por disponibilidade (0,85%), da variação das cotas da Lei nº 12.783/2013, impactados pela descotização das usinas da Eletrobras (0,59%) e pela variação de preço dos contratos bilaterais, os quais são atualizados pelo IGP-M (0,64%).

IV.5. PARCELA B

38. A Tabela 12 demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

Tabela 12: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	428.790.362	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,05474	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	452.261.358	SGT/ANEEL
(4) IPCA	5,44%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-1,39%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,70%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	-1,89%	REH 3.210/2023
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,21%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	25.018.810	
(6.1) Outras Receitas (OR)	18.657.402	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	3.237.365	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	3.124.044	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	**458.124.215**	

39. A atualização da Parcela B representou 2,19% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA de 5,44%, no período de referência, descontada do Fator X.

IV.6. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

40. A Tabela 13 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 13: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R$)	Participação
CVA em processamento - Energia	34.727.214	2,59%
CVA em processamento - Transporte	837.040	0,06%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	3.052.379	0,23%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(184.923)	-0,01%
Neutralidade de Parcela A- Energia	3.162.763	0,24%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(7.401.269)	-0,55%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(5.198.195)	-0,39%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	104.948	0,01%
Financeiro CDE Eletrobras	(546.092)	-0,04%
Crédito de PIS/COFINS	(69.518.676)	-5,18%
Neutralidade Crédito de PIS/COFINS	503.571	0,04%
Sobrecontratação	4.839.149	0,36%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) de Energia	638.721	0,05%
Reversão de Risco Hidrológico	(29.004.925)	-2,16%
Risco Hidrológico	29.556.210	2,20%
Ajuste CUSD	(1.520.444)	-0,11%
Créditos de Modicidade (REN 1.000/2021)	420.601	0,03%
Arrecadação de encargo CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(966.704)	-0,07%
Arrecadação de encargo CDE Escassez Hídrica de migrantes (REN 1.008/2022)	(269.769)	-0,02%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(6.113.318)	-0,46%
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)	(4.821.415)	-0,36%
Despacho nº 468/2025 - Correção de custos de Energia - RTA 2024	1.424.786	0,11%
Despacho nº 2.495/2024 - Recisão contratual UTE Termoceará	(9.107)	0,00%
Total	**(46.287.456)**	**-3,45%**

41. Conforme indicado na tabela acima, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -3,45% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

a) Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 2,88%). Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuíram para formação da CVA, respectivamente, em **2,59%, 0,06%** e **0,23%**;

b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de 0,36%). Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE.
Ressalta-se que o Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário;

c) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021). Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme §3º Art. 171; e (iv) repercussão financeiras aplicadas a consumidores potencialmente livres em função de desistência de migração para o ACL, conforme Inciso II do Art. 168. Por meio do sistema ConectaANEEL, a EMR informou que o volume contabilizado até o presente processo foi de R$ 2,7 milhões, como nos processos anteriores foi revertido um total de R$ 3,2 milhões, nesse processo está sendo devolvido para a EMR o valor de R$ 420,60 mil, o que representa um efeito de 0,03% no resultado;

d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes. Por meio do sistema ConectaANEEL, a EMR informou sobre os Encargos Tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2025. Assim, o valor correspondente devidamente atualizado pela Selic para a arrecadação de encargo CDE

Covid dos consumidores migrantes foi de R$ 966,70 mil, correspondendo ao efeito tarifário de -0,07%, e para a arrecadação de encargo CDE Escassez Hídrica dos consumidores migrantes foi de R$ 269,77 mil, correspondendo ao efeito tarifário de -0,02%;

e) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -5,18%). Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passando a disciplinar a devolução de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica. Conforme dados obtidos pela SFF da concessionária, dos créditos habilitados de PIS/COFINS junto à Receita Federal do Brasil, a já teria aproveitado R$ 179,61 milhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre junho/2021 e maio/2025. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R$ 177,33 milhões (valores históricos atualizado) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2021 a 2024, e considerando-se a reversão previsão de compensação mensal de 5,60 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R$ 69,52 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A tabela seguinte resume a situação.

Tabela 14: Demonstrativo de cálculo do financeiro de créditos PIS/COFINS

Item	Total Nominal	Total Atualizado (junho/2025)
Estimativa das compensações de créditos de Pis/Cofins (até maio/2025)	162.156.819	187.963.944
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até maio/2025)	(6.060.494)	(8.356.319)
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		179.607.625
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2022	(9.278.342)	(13.183.484)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2023	(44.360.433)	(55.543.429)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2024	(97.144.351)	(108.608.428)
(ii) Total de reversões		(177.335.342)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		**2.272.283**
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		179.858.996
Projeção mensal de compensações futuras		5.603.866
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		67.246.393
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		**69.518.676**

f) Quitação Conta Escassez Hídrica (efeito de -0,46%): Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME[11], de 7 de outubro de 2024, o Ministério de Minas e Energia informou a ANEEL que houve a quitação das contas Covid e Escassez Hídrica. Neste sentido, a partir da competência de setembro de 2024, as distribuidoras de energia elétrica ficaram desobrigadas do pagamento dos respectivos encargos, de forma que os benefícios correspondentes devem ser repassados aos consumidores. Ocorre que a citada MP, em seu Art. 4º, estabeleceu que os recursos antecipados da CDE Modicidade Eletrobras para a quitação das contas Covid e de Escassez Hídrica deverão ser utilizados, exclusivamente, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado (cativos). Neste sentido, em atendimento ao comando legal, está sendo considerado no presente processo tarifário financeiro negativo a ser faturado via Tarifa de Energia – TE, no valor total de R$ 6,11 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024[12], aprovado pela REN n. 1.117/2025;

g) Restituição de Cobertura tarifária da CDE Escassez TUSD e TE (efeito de -0,36%). Refere-se à devolução da cobertura tarifária excedente observada no período de referência, correspondente às competências de setembro de 2024 a março de 2025, cujos pagamentos seriam realizados em outubro de 2024 a abril de 2025, portanto, posteriores à quitação da CDE Conta Escassez. Sendo assim, em conformidade com regra proposta na Consulta Pública nº 29/2024, o valor total atualizado de R$ 4,82 milhões, correspondente a cobertura concedida e não destinada ao pagamento do Encargo Escassez Hídrica das competências citadas, está sendo revertido à modicidade tarifária dos consumidores cativos. Destaca-se a respectiva cobertura excedente da Conta Covid está sendo contabilizada na apuração da CVA de encargos.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

42. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no

período de competência de junho/2025 a maio/2026, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de junho/2024 a maio/2025.

Tabela 15: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R$)	Previsão (R$)	Valor Mensal (R$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.035.812	4.503.890	5.539.701
Subsídio Geração Fonte Incentivada	6.830	1.297.662	1.304.492
Subsídio Irrigante/Aquicultor	5.357	31.828	37.184
Subsídio SCEE	1.457.637	2.119.266	3.576.903
Total	**2.505.635**	**7.952.646**	**10.458.280**

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

43. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 40/1999-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

44. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 40/1999, no que consta do Processo nº 48500.003972/2025-16 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da EMR, com vigência a partir de 22 de junho de 2025, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 3,61% sendo de 1,61% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 4,12% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da EMR;

iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e

iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

45. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual em questão, conforme detalhado na conclusão acima.

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
RAQUEL GONÇALVES CARVALHO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DENIS PEREZ JANNUZZI [LdAS(1)
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

(*) Relação de participantes da STR na elaboração desta Nota Técnica consta de tabela na página seguinte.

Equipe	Atividade
Carlos Augusto de Almeida Moraes	Assistente Técnico
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador – Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Raquel Gonçalves Carvalho	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
Leonardo de Paiva Rodrigues	Encargos de RB e Conexão

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADOS DO MCP

ANEXO III – RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS CUSTOS DE REDE BÁSICA E CONEXÃO

ANEXO IV – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

A distribuidora e demais agentes do setor não apresentaram pleitos excepcionais que não tenham sido previamente examinados em processos tarifários anteriores ou que não estejam atualmente em discussão em consultas públicas em curso.

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADOS DO MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET[13]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela II.1 – Saldo apurado da CVA

RESULTADOS CVA					
Item	Métodos 1 e 2 (R$)	Método 3 (R$)	Delta Total (R$)	CVA 5ºd útil (R$)	CVAproc (R$)
CDE	11.474.771,74	0,00	11.474.771,74	11.902.980,79	12.802.060,15
CDE Energia	-11.589.734,66	0,00	-11.589.734,66	-12.091.935,35	-13.005.287,20
Rede Básica	1.596.962,00	6.769,45	1.603.731,45	1.798.547,94	1.934.399,40
Compra de Energia	5.797.649,97	24.194.131,83	29.991.781,80	32.288.346,67	34.727.213,58
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	-1.023.017,90	0,00	-1.023.017,90	-1.020.292,25	-1.097.358,98
Proinfa	2.269.163,90	0,00	2.269.163,90	2.361.831,95	2.540.230,49
ESS	4.959.480,63	-4.611.623,40	347.857,23	665.134,94	715.375,22
CVA Total	**13.485.275,67**	**19.589.277,88**	**33.074.553,55**	**35.904.614,69**	**38.616.632,67**

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 14,55%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados na apuração foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, que utilizou o banco de dados corporativo para receber as informações, enviadas pela distribuidora, relativas aos pagamentos dos itens de custos observados na apuração do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 2,88% e está detalhado no gráfico a seguir:

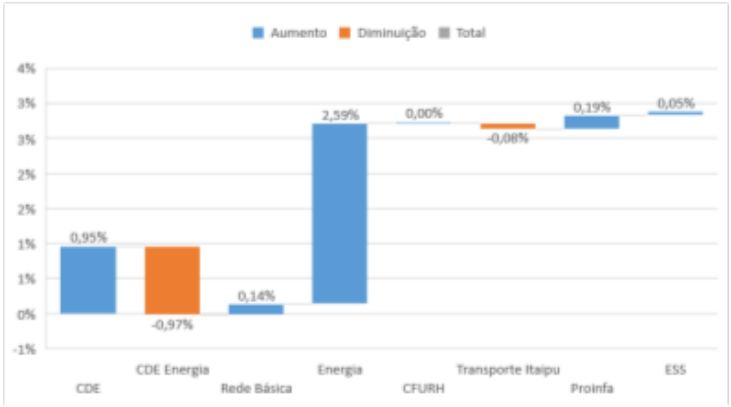


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 2,40% de redução no reajuste das tarifas.

5. A seguir serão detalhados os itens cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da apuração de CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação PLD<CVU≤CMO), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela a seguir apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

Tabela II.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE

Competência	ESS (R$)	EER (R$)	Excedente da CONER (R$)	Alívio Retroativo (R$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R$)
abr-24	162.622,65	2.862.697,68	-	-	39,17
mai-24	118.187,30	2.919.828,13	-	-	92.690,17
jun-24	190.828,99	2.898.791,98	-	-	216,52
jul-24	855.945,56	2.958.212,44	-	-	1.813,25
ago-24	1.174.342,12	2.707.696,10	-	-	4.753,58
set-24	302.932,97	2.537.907,35	-	-	16.065,56
out-24	55.989,36	1.605.851,03	-	-	18.971,64
nov-24	1.042.181,43	383.646,68	-	-	34.644,29
dez-24	382.932,25	3.486.988,08	-	-	15.634,38
jan-25	461.421,63	850.586,43	-	-	11.866,19
fev-25	-71,15	3.587.813,05	-	-619.529,01	9.523,90
mar-25	-13.548,77	3.404.887,41	-	-4.546.193,58	3.029,92
	-	-	-	-	-
Total	**4.733.764,34**	**30.204.906,36**	**0,00**	**-5.165.722,59**	**209.248,57**

7. Para fins de monitoramento, foi comparada a cobertura tarifária concedida no processo tarifário, segregada por ESS e EER, com os pagamentos realizados. Os resultados estão apresentados nos Gráficos II.2. II.3 e Tabela II.3.

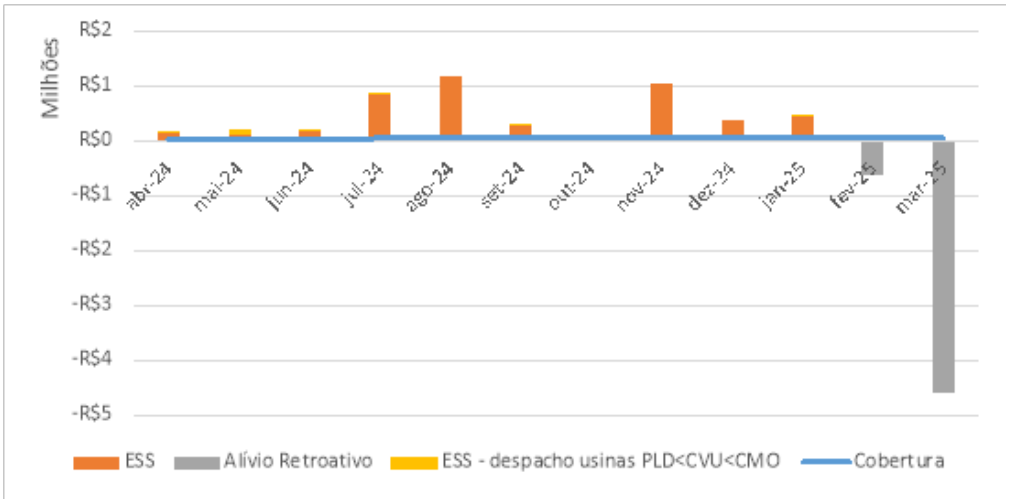


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

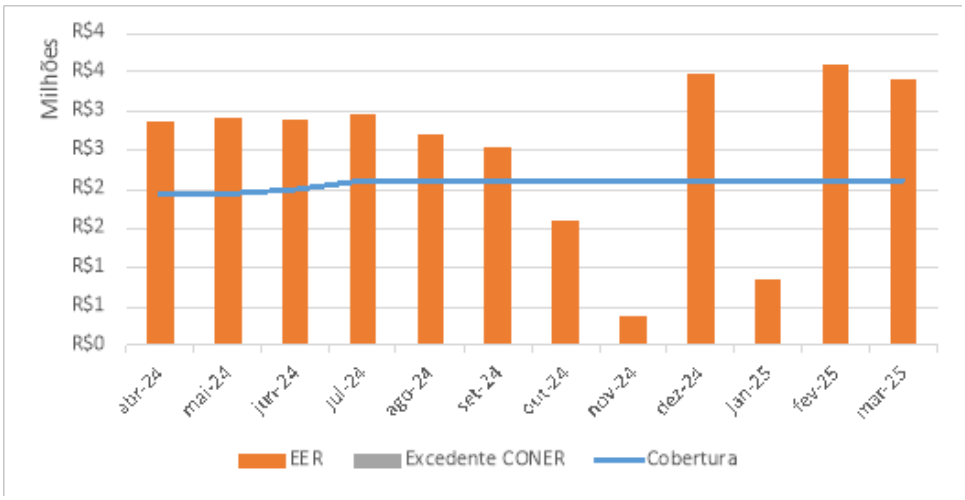


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

Tabela II.3 – Comparativo dos valores totais de cobertura e pagamento de ESS e EER

Item	Pagamento (R$)	Cobertura (R$)	Delta (R$)
ESS	(222.709,68)	583.782,40	(806.492,08)
EER	30.204.906,36	24.812.313,72	5.392.592,64

Compra de Energia

8. A tabela a seguir apresenta a participação dos tipos de contratos no portfólio de compra de energia da distribuidora.

Tabela II.4 – Portfólio de Contratos de Compra de Energia

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	211.923	13,0%
CCEAR-D	296.148	18,2%
MCSD	-	0,0%
CCEN	65.421	4,0%
PROINFA	32.047	2,0%
Itaipu	328.022	20,2%
BILATERAL	506.190	31,2%
CCGF	306.711	18,9%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(121.748)	(7,5%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	1.624.714	100,0%

9. O gráfico a seguir apresenta a formação do saldo da CVA Energia apurado pela aplicação do Método 2. As barras representam o comparativo entre a tarifa média de cobertura concedida e o preço realizado (sem os efeitos dos custos apurados pelo Método 3). Já a área em cinza representa o saldo acumulado da CVA Energia ao longo do período de apuração.

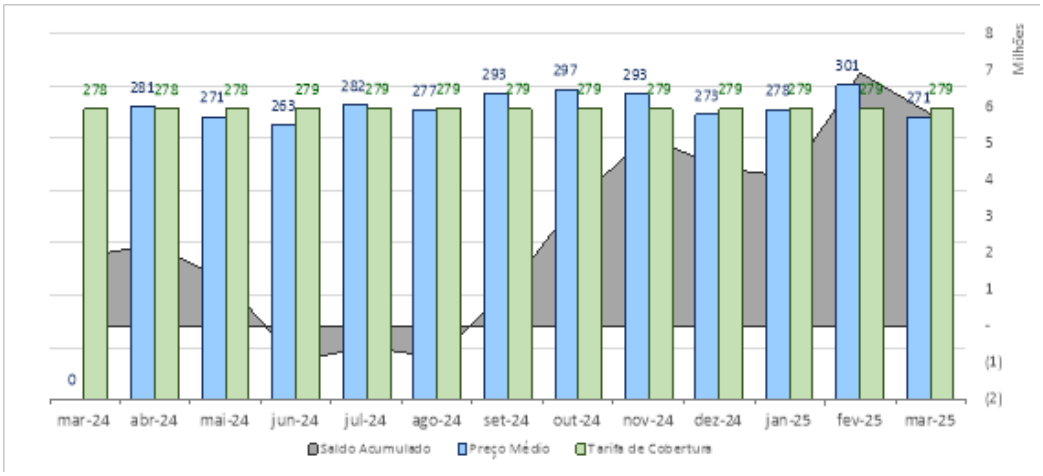


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

10. A Tabela II.5 apresenta os custos de compra de energia apurados por meio do Método 3, cujos valores são liquidados na CCEE. Já a Tabela I.6 apresenta os deltas dos itens da Energia apurados pelo Método 3, decorrentes das recontabilizações da CCEE.

Tabela II.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3

Item	R$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 87.474,21
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	142.227,37
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	7.492.370,32
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 686.208,74
Exposição entre Submercados	994.774,39
Risco Hidrológico - Itaipu	9.949.531,55
Risco Hidrológico - CCGF	6.498.396,26
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	11.509.235,45
Demais Itens	- 737.809,97
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 157.957,55
MAC - Energia	715.965,93
Recontabilização dos MAC - Energia	- 47,83
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 10.915.676,45
Ressarcimentos	- 523.194,67
Total	24.194.131,83

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 154.354,27
Efeito do CCGF	15.131,76
Efeito do CCEN	2.422,66
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 14.520,53
Exposição financeira entre submercados	451,03
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 7.088,20
Total	- 157.957,55

11. O gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o preço médio dos contratos de compra de energia, por modalidade, considerando os custos apurados pelos Métodos 2 e 3, e a cobertura tarifária econômica concedida.

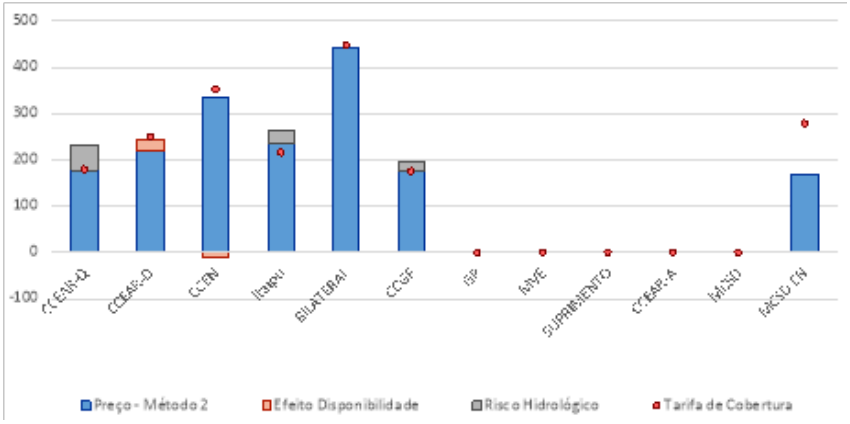


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 2,59% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a

respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

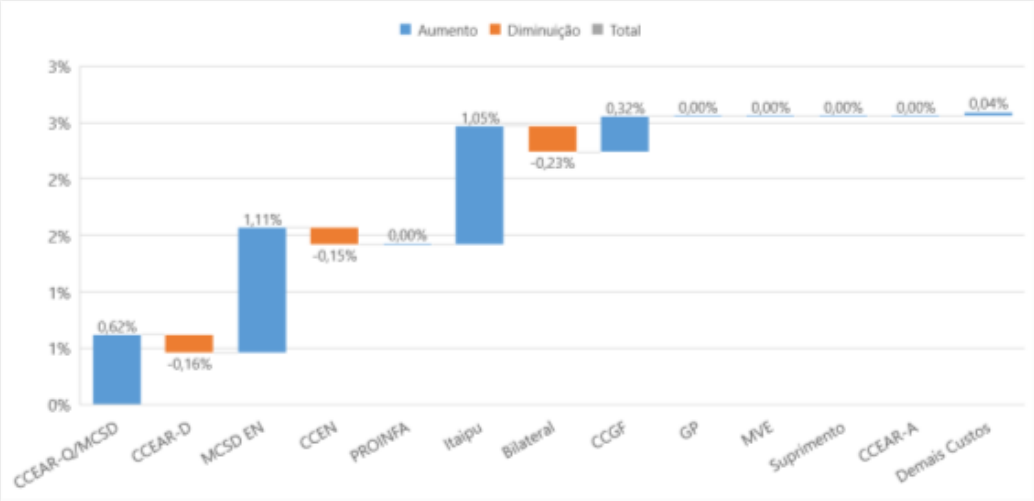


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

13. Já tabela abaixo apresenta os impactos de cada modalidade contratual no índice de reajuste, observando as diferenças apuradas conforme os Método 2 e 3 de apuração do saldo da CVA.

Tabela II.7 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia, segregado em Método 2 e 3

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**1,22%**
CCEAR-Q/MCSD	-0,03%
MCSD EN	1,11%
CCEN	-0,09%
Itaipu	0,47%
Bilateral	-0,23%
CCGF	-0,01%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	**1,37%**
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,06%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,39%
Demais Custos	0,04%
Total	**2,59%**

* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D

Glosa de Energia

14. Tendo em vista que a distribuidora apresentou, para o período em questão, uma carga real inferior à energia requerida regulatória, não houve aplicação do ajuste da glosa de energia.

Tabela II.8 – Comparativo entre a carga real e a energia requerida regulatória

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R$/MWh)	Cobertura (R$/MWh)	Ajuste de Glosa (R$)
abr-24	125.637	134.183	143.939	0	291,13	278,28	0
mai-24	119.442	139.972	150.149	0	281,91	278,28	0
jun-24	114.228	123.557	132.541	0	273,30	278,58	0
jul-24	112.446	128.916	138.289	0	294,59	279,26	0
ago-24	111.182	124.803	133.877	0	288,64	279,26	0
set-24	111.389	132.409	142.037	0	294,74	279,26	0
out-24	117.728	134.173	143.929	0	301,25	279,26	0
nov-24	113.051	127.253	136.506	0	302,99	279,26	0
dez-24	119.525	132.869	142.530	0	282,48	279,26	0
jan-25	117.433	129.670	139.098	0	286,89	279,26	0
fev-25	122.220	123.256	132.218	0	311,45	279,26	0
mar-25	119.096	131.169	140.706	0	285,07	279,26	0
abr-25	-	-	-	-	-	-	-
Total	**1.403.377**	**1.562.230**	**1.675.817**	**0**	**291,13**	**279,03**	**0,00**
% perda s. mercado venda		**11,32%**	**19,41%**				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

15. O Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, sendo obtidos os seguintes resultados:

- O resultado das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/04/2024 e 01/03/2025, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R$ 5.089.077,45 a preços de junho/2025.
- Para o ano civil de 2024: Sobrecontratação de energia de 75.040,82 MWh, que representa 4,47% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- Ressalta-se que para a distribuidora não houve alteração no recálculo da sobrecontratação do ano civil de 2023 e 2024.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R$ -249.927,99.
- Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R$ 4.839.149,46, já atualizado para preços de junho/2025, com impacto de 0,36% no reajuste das tarifas.

16. O gráfico a seguir apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.

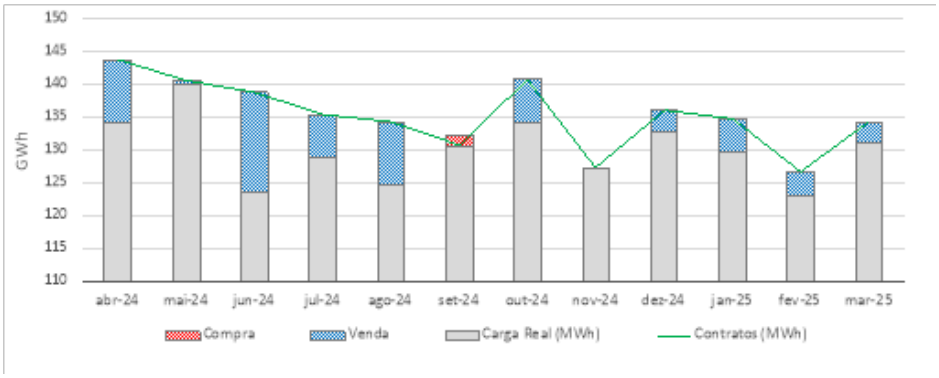


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

17. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo[14] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

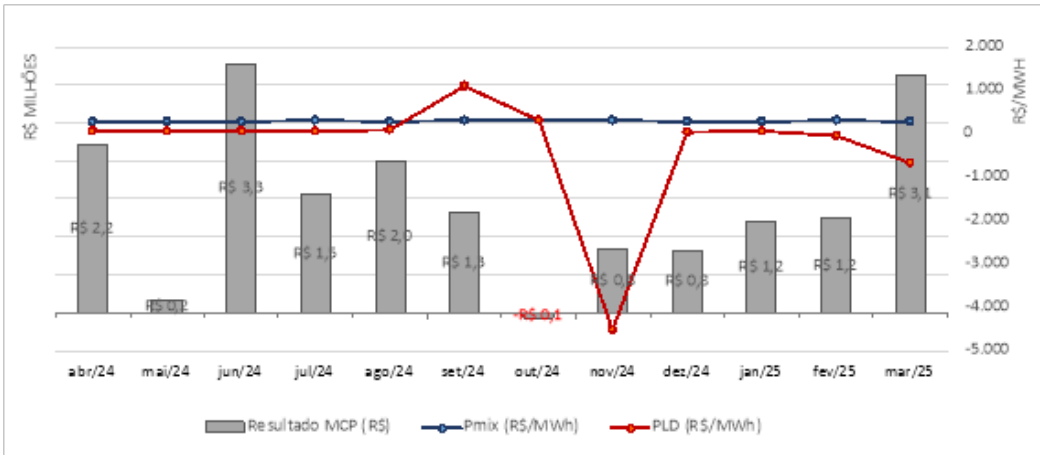


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

18. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas "Resultado MCP" e "ESS" da Conta Bandeiras, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

Tabela II.9 – Impacto dos custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos na Conta Bandeiras

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	**1,39%**
Risco Hidrológico de CCGF	0,33%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,65%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,58%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,16%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	**-2,16%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,59%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,91%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,67%
III - Receitas de MCP e ESS	**0,49%**
Resultado MCP	R$4.839.149,46
Diferença de Preços entre Submercados**	R$1.075.646,58
ESS + CONER	R$715.375,22
IV - Receita Excedente (I +II + III)	**-0,27%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,09%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,09%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,03%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,06%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

** Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira

19. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -0,27%.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 1,20%[15].

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**1,22%**
CCEAR-Q/MCSD	-0,03%
MCSD EN	1,11%
CCEN	-0,09%
Itaipu	0,47%
Bilateral	-0,23%
CCGF	-0,01%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	**-0,02%**
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,06%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,04%
Total	**1,20%**
* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D	

21. Cabe aqui ressalvar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de abril de 2024 a março de 2025, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 4,02%.

ANEXO III – RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS CUSTOS DE REDE BÁSICA E CONEXÃO

1. Em decorrência do acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) e do uso das instalações de transmissão, as distribuidoras são responsáveis pelo pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) às transmissoras. Ainda, são pagos encargos de conexão devido à utilização de Demais Instalações de Transmissão de Uso Exclusivo (DIT) e Instalações de Transmissão de Interesse Exclusivo para Conexão Compartilhada (ICG), bem como em função de Parcelas de Ajuste (PA) de exercícios anteriores das transmissoras.

2. O EUST é calculado pela multiplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) pelos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) contratados em cada ponto de conexão com a Rede Básica. As TUST são definidas em Resolução Homologatória (REH) emitida anualmente pela ANEEL, enquanto os MUST são contratados pelas distribuidoras por meio dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e seus respectivos termos aditivos (TA), celebrados com o Operador Nacional do Sistema (ONS).

3. As TUST em DRP, bem como os MUST considerados em DRP, são aqueles vigentes no momento de aprovação do processo tarifário da distribuidora. As TUST em DRA são aquelas utilizadas no processo tarifário anterior (Proret 3.3).

4. Variações de TUST considerada no cálculo do EUST e o que foi efetivamente pago pela concessionária são recompostas pela conta de compensação de variação de custos da parcela a (CVA).

5. Os encargos de conexão são definidos na REH que estabelece a Receita Anual Permitida (RAP) das transmissoras, emitida anualmente pela ANEEL. No caso dos encargos de conexão, os custos são concatenados com o processo da distribuidora, conforme Portaria Interministerial MME/MF nº 025/2002 e, assim, não estão sujeitos à CVA. No entanto, eventuais ajustes podem ser

realizados em casos de recursos providos no último processo tarifário da distribuidora e por decisões específicas da Diretoria e das demais Superintendências da ANEEL.

6. Assim, no presente processo, foram considerados os seguintes atos e documentos:

- TUST em DRP: REH nº 3.349/2024.
- MUST em DRP: CUST nº 012/2009 (Aditivo:20).
- Encargos em DRP: REH nº 3.348/2024.

7. No âmbito do processo, foram encaminhados ofícios às transmissoras envolvidas e a distribuidora se manifestou via e-mail. Como resposta, recebemos as seguintes correspondências.

- (Transmissora Rio Minas). Protocolo: 48500.003972/2025 (Ofício 126).
- (Linha de Transmissão Montes Claros Protocolo: 48500.003972/2025 (Ofício 127.
- (A Distribuidora apresentou seu pleito via e-mail e este foi acatado.

De forma objetiva, além das informações de concordância com os valores encaminhados:

(i) A Transmissora Rio Minas não apresentou pleito e está de acordo com os dados constantes na planilha de encargos.

(ii) A Linha de Transmissão Montes Claros também não apresentou pleito, estando de acordo com os dados da planilha.

(iii) A distribuidora informou que 7 módulos (sendo 6 Entradas de Linha e 1 Interligação de barra) entraram em operação em 3/10/24 todos na subestação Leopoldina 2, novo ponto de conexão que trouxe aumento de encargos e de custos de RB e RBF.

A tabela a seguir apresenta a variação dos principais componentes dos custos relacionados aos Encargos de Uso de Rede Básica e Conexão da distribuidora, seguida das considerações e justificativas para essas variações.

Tabela – Custos e variação

Descrição	DRA (R$)	DRP (R$)	%
Rede Básica	23.298.912	39.772.082	71%
Rede Básica Fronteira	4.364.736	14.426.464	231%
Conexão	2.258.452	4.451.543	97%
TOTAL	**29.922.100**	**58.650.089**	**96%**

Encargo de Uso de Rede Básica

Os custos totais com RB e RBF tiveram variação de 71 e 231% respectivamente. A principal razão para este efeito foi a conexão ao novo ponto Leopoldina 2 - 138k KV.

Conexão

Os Custos com Encargos de Conexão tiveram uma variação de 97%. Esse efeito decorreu, basicamente, da consideração da RAP associada às instalações do novo ponto Leopoldina 2 – 138 KV.

ANEXO IV – METODOLOGIA DE REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que ainda não assinaram termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).

2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)[16], os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.

3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1	Procedimentos Gerais	1.4 C	01/03/2022
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4	Encargos Setoriais	1.1	06/12/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.7	06/12/2022
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.3	10/02/2023
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.10 C	01/04/2024
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

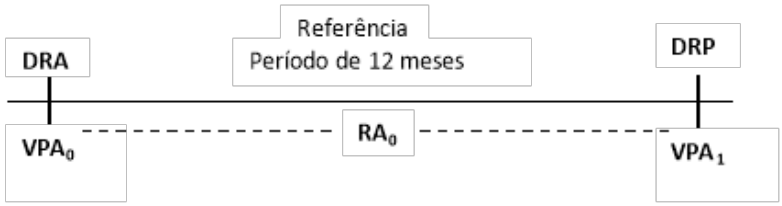
5. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não

incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

6. A Parcela A é a parcela da receita que contempla os custos referentes aos seguintes itens: (i) Encargos Setoriais; (ii) Energia Elétrica Comprada e (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica;

7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

8. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



9. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

Mercado de Referência *- como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;*

VPA_1 *- Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do "Mercado de Referência;*

RA_0 *- Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;*

VPB_0 *- Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior", e o "Mercado de Referência", calculado da seguinte forma:*

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA_0 *- Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";*

IVI *- Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e*

X *- Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*

III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

10. O período de referência para o reajuste anual corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de reajuste.

B. Cômputo da Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual inicial (RA_0) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.
12.

C. Cômputo da Parcela A

13. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Encargos Setoriais; (ii) Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria.

14. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

1. Encargos Setoriais

15. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

16. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

i) o desenvolvimento energético dos Estados;
ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;
iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

17. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora os seguintes valores:

i) quota anual de **CDE Uso.** Paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)** Por intermédio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo coronavírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica –

CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid;

iii) quota anual da **CDE – Conta-Escassez (TUSD e TE).** De acordo com a REN nº 1.008, de 15 de março de 2022, essa quota destina-se a receber recursos para cobrir, total ou parcialmente, os custos adicionais decorrentes da situação de escassez hídrica para as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, e os diferimentos de que trata o § 1º-I do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e regular a utilização do encargo tarifário da CDE, para fins de pagamentos e recebimentos de valores;

iv) quota anual da **CDE – GD**. Trata-se de encargo que visa operacionalizar a transferência de recursos para compensar perdas de receitas tarifárias de distribuidoras com unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, nos moldes da Lei nº 14.300, que instituiu o Marco Legal da micro e minigeração distribuída – MMGD; e

v) quota anual da **CDE – Eletrobras**. Nos termos do inciso I do art. 4º da Lei 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), estabeleceu que a Eletrobras aportará na CDE, para fins de modicidade tarifária, o montante correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, cuja quota, fixada neste processo tarifário, corresponde à publicada anualmente pela STR/ANEEL, utilizando o fator de garantia física como parâmetro de rateio entre as demais concessionárias.

b. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

18. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei n° 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

c. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA .

19. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET.

d. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH .

20. Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

e. Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER

21. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

f. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)

22. Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº 185/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

2. Custo com Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição

23. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

24. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

a. Custo de Rede Básica

25. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

26. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, valoradas pelas tarifas vigentes homologadas em junho de cada ano.

b. Custo de Conexão

27. Refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

28. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

29. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa nº 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa nº 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

30. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

31. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R$/MW.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

32. Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do

Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

3. Compra de Energia

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

34. A Lei n° 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia "*deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada*".

35. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

36. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

i) ***Contratos Bilaterais***: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto n° 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

ii) ***Contratos de Leilões*** *(CCEARs)*: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto nº 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

iii) ***Leilões de Ajuste***: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto n° 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

iv) ***Cotas de ITAIPU***: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra no Submódulo 12.6 do PRORET;

v) ***Cotas de Angra I e II***: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12.6 do PRORET;

vi) ***Cotas do PROINFA*** refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

vii) ***Cotas das Concessões Renovadas***: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015*;*

viii) ***Geração Própria***: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei nº 10.848,

de 2004;

ix) ***Suprimento**:* refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) ***Geração Distribuída**:* energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto.

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

37. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (técnicas e não técnicas na distribuição e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

38. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

39. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica[17].

40. As perdas regulatórias na distribuição são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário, utilizando-se os valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

b. Valoração da Compra de Energia

41. O Art. 36 do Decreto n° 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

42. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

43. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits[18] considerando o período de referência em questão.

44. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

45. Os critérios e procedimentos adotados no cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia estão detalhados no Submódulo 3.2 do PRORET.

D. Cômputo da Parcela B

46. O cômputo da Parcela B é efetuado conforme o Submódulo 3.1 do PRORET que estabelece que o Valor da Parcela "B", VPB_0, considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte

forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

RA_0 *- Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;*

VPA_0 *- Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";*

47. Já o valor da Parcela "B" (VPB1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \, x \, (IGPM - X)$$

onde:

IGPM *- Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à "Data de Referência Anterior". Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e*

X *– Fator X definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.*

48. O Fator X[19] é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T$$

onde:

Pd *= Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;*
Q *= Qualidade do serviço; e*
T *= Trajetória de custos operacionais.*

49. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras

50. E o componente T ajusta, ao longo de um período definido, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

51. Por fim, o componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Na aferição da qualidade são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais, seu cálculo leva em conta a variação destes indicadores e o atendimento aos padrões estabelecidos pela ANEEL.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET[20].

53. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual são:

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

54. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior atualizadas pela taxa SELIC.

2. Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

55. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial n° 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic[21].

- Em observância ao Submódulo 4.2 e 6.8 do PRORET, na apuração da $CVA_{ENERGIA}$ e na $CVA_{ESS/ERR}$, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.

- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.

- A SFF/ANEEL recomenda que a SGT/ANEEL não utilize dados que não estejam salvos no citado banco. Solicita ainda que oriente as empresas, caso necessário, a reenviar ou retificar os dados sempre para o banco de pagamentos via Dutonet.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

56. Conforme previsto no § 4° do artigo 3° da Portaria Interministerial MME/MF n° 25/2002, deve ser verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário do ciclo anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET[22], aprovado pela REN nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

58. Ainda de acordo com o Submódulo 4.3 do PRORET, quando ocorrerem recontabilizações de montantes contabilizados de contratos e de carga realizadas pela CCEE, deve ocorrer o repasse da Sobrecontratação de Energia referentes para as competências a partir de janeiro de 2015, o qual será efetuado até 5 anos após seu mês de competência.

6. Demais Componentes Financeiros

59. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de imites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix) Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET[23] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV.ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

60. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

61. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

62. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

63. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias e os repasses da Conta Bandeiras devem ser considerados na apuração da $CVA_{ENERGIA,}$ da $CVA_{ESS/EER}$ da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V.SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

64. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; e subclasse cooperativa de eletrificação rural; e serviço público de irrigação; bem como unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída (MMGD) do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, conforme a Lei nº 14.300/2022.

65. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a STR/ANEEL deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL

---

[1] Documento SEI nº 0125538

[2] Documento SEI nº 0115442

[3] Documento SEI nº 0119743

4 SIC nº 48513.018573/2024-00

[5] Documento SEI nº. 0059652.

[6] Documento SEI nº. 0032030.

[7] Documento SEI nº. 0133405

[8] Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência.

[9] A Medida Provisória nº 1.232/2024 e da Portaria Interministerial MME/MF nº 1/2024 definiram a possibilidade de a CCEE negociar a antecipação dos recebíveis da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE relacionados às obrigações futuras da Eletrobras quanto aos

aportes definidos na Lei nº 14.182/2021(CDE Eletrobras) para quitação das contas Covid e Escassez Hídrica. Com isso, não está sendo considerada a cota a ser revertida à modicidade para o ano de 2025, o que implica em impacto positivo nas tarifas.

[10] aprovadas em julho de 2024, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.348 e nº 3.349, ambas de 16 de julho de 2024

[11] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[12] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[13] Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

[14] Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

[15] A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

[16] O PRORET pode ser acessado em: https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/proret.

[17] De acordo com o § 2° do art. 8° da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

[18] As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

[19] Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

[20] Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret

[21] Em conformidade com os §§ 2° e 3° do Art. 3° da Portaria Interministerial MF/MME n° 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1° e 2º do Art. 6° da Resolução n° 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

[22] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

[23] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2019845_Proret_Submod_4_4_V5.pdf

Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco**, **Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 11/06/2025, às 18:35, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi**, **Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a)**, em 11/06/2025, às 19:10, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu**, **Gerente de Gestão Tarifária**, em 12/06/2025, às 09:38, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva**, **Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 12/06/2025, às 12:19, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

Documento assinado eletronicamente por **Raquel Gonçalves Carvalho**, **Especialista em Regulação**, em 12/06/2025, às 13:06, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.

A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0133420** e o código CRC **A195D217**.