

NOTA TÉCNICA Nº 233/2025-STR/ANEEL

Referência: 48500.003997/2025-10

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA 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 Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA, a vigorar a partir de 13 de dezembro de 2025, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 01/2021 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo IV desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. A CEA, sediada na cidade de Macapá - AP, atende aproximadamente 280 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 1,15 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	256.105	75.252	59,1%
Industrial	661	14.122	11,1%
Comercial	17.471	19.755	15,5%
Rural	2.901	544	0,4%
Iluminação Pública	336	4.666	3,7%
Poder Público	2.486	12.554	9,9%
Serviço Público	214	317	0,2%
Demais classes	97	193	0,2%
Total	280.271	127.404	100%

Fonte: SAMP – competência outubro/2025.

4. Conforme consta da REH nº 3.430, de 10 de dezembro de 2024, o Reajuste Tarifário Anual da CEA de 2024 representou, em média, uma variação das tarifas de 13,70%.

5. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário Anual de 2025 foi encaminhado para os

representantes da Concessionária e os Membros do Conselho de Consumidores em 20 de outubro de 2025^[1].

6. Em 19 de novembro de 2025 a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica - SGM, por meio do Memorando nº 156/2025-SGM/ANEEL^[2], informou o contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica celebrado pela CEA.

7. Em 24 de novembro de 2025, a STR recebeu o Memorando nº 390/2025-SFF/ANEEL^[3], com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

8. Em 26 de novembro de 2025, a STR encaminhou planilhas preliminares de cálculo aos representantes do Conselho de Consumidores^[4].

9. Em 1º de dezembro de 2025, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais^[5] que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

10. No dia 3 de dezembro de 2025, a STR encaminhou planilhas finais de cálculo para a distribuidora e Conselho de Consumidores^[6].

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

11. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2025 da CEA conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 24,13%, sendo de 30,97%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 22,57%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Efeito médio por Subgrupo	
Subgrupo de consumo	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	30,97%
A2 (≥ 88 kV e ≤ 138kV)	70,86%
A3 (>69 kV)	72,53%
A3a (>30 kV a 44kV)	34,05%
A4 (>2,3kV < 25kV)	30,63%
Baixa Tensão (BT)	22,57%
B1 (Residencial)	22,14%
B2 (Rural)	23,85%
B3 (outros)	23,87%
B4 (Iluminação Púb.)	23,82%
Efeito Médio (AT + BT)	24,13%

12. O efeito médio de 24,13% 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. Dentre estes, destaca-se o valor associado a modicidade tarifária resultado no disposto no art. 2ª-G da Lei 13.203/2015, incluído pela Lei n. 15.269/2025, que será detalhado nesta Nota Técnica; 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 custo arrecadados pelas tarifas aplicadas à cada grupo, conforme Submódulo 7 do Proret.

14. Cabe destacar a análise dos subgrupos A2 e A3. O único mercado atendido no subgrupo A2 é a Central Geradora Coaracy Nunes que possui regra específica de apuração de sua tarifa conforme PRORET 7.4, sendo que o efeito percebido este ano reverte a variação negativa de mesma ordem de grandeza percebido em 2024 devido a movimentações de componentes financeiros. No A3 o mercado é predominantemente de consumidor livre, que percebeu a variação de custos de transmissão e não percebe os efeitos de redução da TE.

15. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 12,21%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,81%, conforme Tabela 3:

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

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	674.891.511	815.171.554	20,8%	12,21%	62,2%
Encargos Setoriais	199.104.377	221.157.553	11,1%	1,92%	16,9%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.544.521	1.611.970	4,4%	0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	42.158.223	61.013.503	44,7%	1,64%	4,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	27.490.538	-	-100,0%	-2,39%	0,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(4.126.600)	(790.184)	-80,9%	0,29%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	75.284.540	77.994.317	3,6%	0,24%	6,0%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	3.532.661	10.954.821	210,1%	0,65%	0,8%
Encargos Serv. Sist. – ESS/Energ. Reserv. – EER/ERCAP	32.404.943	46.479.443	43,4%	1,22%	3,5%
PROINFA	10.305.817	12.351.104	19,8%	0,18%	0,9%
P&D, Efic.Energ.e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	10.509.734	11.542.579	9,8%	0,09%	0,9%
Custos de Transmissão	45.540.709	93.425.721	105,1%	4,17%	7,1%
Rede Básica	35.540.981	76.618.117	115,6%	3,57%	5,8%
Rede Básica Fronteira	6.581.957	11.308.906	71,8%	0,41%	0,9%
Rede Básica ONS (A2)	178.691	182.313	2,0%	0,00%	0,0%
Conexão	225.322	2.400.507	965,4%	0,19%	0,2%
Uso do sistema de distribuição	3.013.758	2.915.877	-3,2%	-0,01%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	411.376.540	474.524.604	15,4%	5,49%	36,2%
Receitas Irrecuperáveis	18.869.885	26.063.675	38,1%	0,63%	2,0%
PARCELA B	474.470.020	495.301.743	4,4%	1,81%	37,8%
RT considerando a variação tarifária do RTA	1.149.361.531	1.310.473.297		14,02%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(66.467.048)		-5,78%	
CVA em processamento - Energia		39.036.985		3,40%	
CVA em processamento - Transporte		4.121.862		0,36%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		10.753.728		0,94%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		2.016.742		0,18%	
Neutralidade de Parcela A - Energia		2.936.674		0,26%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		46.604.995		4,05%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(3.869.601)		-0,34%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		2.835.190		0,25%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(13.748)		0,00%	
Financeiro CDE Eletrobras		(858.361)		-0,07%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		773.129		0,07%	
Reversão de Risco Hidrológico		(32.190.253)		-2,80%	
Risco Hidrológico		30.452.468		2,65%	
Ajuste CUSD		(23.477)		0,00%	
Financeiro de Postergação Encargo		6.704.713		0,58%	
Financeiro de Postergação Energia		11.692.842		1,02%	
Financeiro de Postergação Transporte		1.687.583		0,15%	
Financeiro de Postergação Parcela B		11.921.640		1,04%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(1.062.735)		-0,09%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).		(3.350.147)		-0,29%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(77.994.317)		-6,79%	
Aplicação do Art. 2º-G - Lei 15.269/2025		(118.642.962)		-10,32%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				15,90%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				24,13%	

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

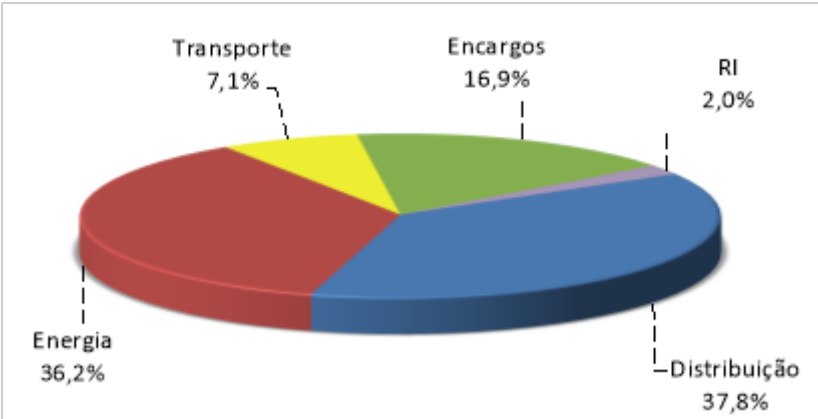


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

17. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos^[7], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 17,2% para o ICMS e 7,9% para o PIS e COFINS (total de 25,1% por dentro), o que equivale a uma majoração de 33,5% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

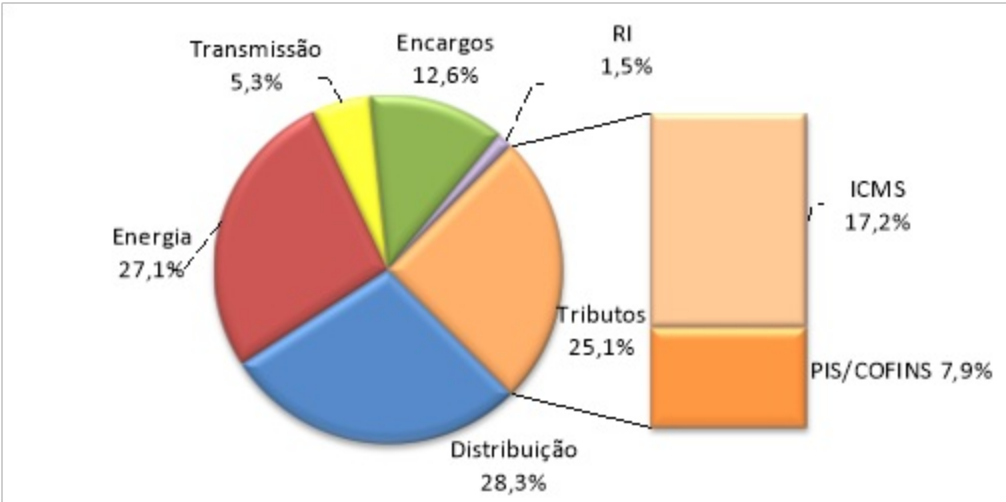


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

18. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. Período de Referência

19. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da CEA é de dezembro/2024 a novembro/2025.

IV.3. Receita Anual

20. 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\$ 1.149.361.531,

conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.246.962	1.086.671.796
A3 (69 kV)	731	780.509
A3a (30 kV a 44 kV)	412	398.084
A4 (2,3 kV a 25 kV)	163.820	145.378.551
BT (menor que 2,3 kV)	1.081.999	940.114.652
Demais Livres	120.302	61.653.617
Geração	-	1.036.119
Total	1.367.264	1.149.361.531

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

21. 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	1.544.521	1.611.970	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	42.158.223	149.172.456	REH 3.484/2025
CDE Conta-Covid	27.490.538	-	Quitação
CDE Eletrobrás	(4.126.600)	46.479.443	DSP 1.536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	75.284.540	12.351.104	DSP 510/2023
CDE GD	3.532.661	11.542.579	REH 3.484/2025
ESS / ERR / ERCAP	32.404.943	93.425.721	DSP 2.566/2025
PROINFA	10.305.817	76.618.117	REH 3.422/2024
P&D e Eficiência Energética	10.509.734	11.308.906	Submódulo 5.6 do PRORET
Contribuição ONS	-	182.313	-
Total de Encargos Tarifários	199.104.377	402.692.610	

22. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 11,1%, impactou o efeito médio em 1,92%.
23. Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE USO, com impacto de 1,64%; (ii) a variação da cota de CDE-GD, com impacto de 0,65%; (iii) a variação da cota de CDE Eletrobras, com impacto de 0,29%^[8]; e (iv) a variação dos encargos ESS, ERR e ERCAP , com impacto total de 1,22%.
24. 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 impactou o reajuste em -2,39%.
25. 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

26. 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	35.540.981	76.618.117
Rede Básica Fronteira	6.581.957	11.308.906
Rede Básica ONS (A2)	178.691	182.313
Conexão	225.322	2.400.507
Uso do sistema de distribuição	3.013.758	2.915.877
Total dos Custos de Transporte	45.540.709	93.425.721

27. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 105,1%, impactaram o efeito médio em 4,17%.

28. Além da aplicação das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme REH nº 3.481 e 3.482, ambas de 15 de julho de 2025, essa variação decorre do aumento de 100,05% do MUST contratado[9] em relação àquele observado no RTA de 2024, decorrente, predominantemente, da entrada do ponto MACAPA III 69 kV. De acordo com a distribuidora, o aumento do MUST contratado foi necessário para garantir continuidade do serviço de distribuição em situações de contingência. 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 CEA.

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

Perdas	Processo anterior	Processo atual	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	40,20%	41,04%	REH 2184/2016 e DSP. 1.220
Técnica (s/ Energia injetada)	11,50%	11,50%	REH 2184/2016 e DSP. 1.220
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,92%	1,95%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	1.081.999	1.099.451	SAMP
Energia Injetada (MWh)	2.074.909	2.080.998	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 cálculo proposta na Nota Técnica nº 53/2025-STR/ANEEL, referente à conclusão da Consulta Pública nº 09/2024, publicado por meio do Despacho nº 1.220 de 22 de abril de 2025.

31. A Tabela 8 demonstra os requisitos de energia elétrica a CEA 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 - GD)	1.169.510	1.128.098
Fornecimento BT	1.081.999	1.099.451
Fornecimento MT + AT	87.511	170.140
Energia Injetada MMGD	-	(141.493)
(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)	120.302	120.879
Consumidores Livres	120.302	120.879
(iii) - Perdas Totais	708.966	725.916
Perdas Rede Básica	35.388	35.388
Perdas na Distribuição	673.578	690.528
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	434.964	451.214
Perda Técnica (% PT x E_injetada + Perdas DIT)	238.615	239.315
Energia Requerida (i) + (iii)	1.878.476	1.854.014

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 na Tabela 9.

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 3.506/2025
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.420/2024 e REH 3.431/2024
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	2.459.708	1.656.579	259,62	430.080.225
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.075.823	1.398.039	268,72	375.682.533
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	355.712	239.567	212,24	50.845.622
Madeira e Belo Monte	28.172	18.973	187,21	3.552.069
Bilaterais	52.700	35.493	319,27	11.331.847
Oiapoque Energia S/A	52.700	35.493	319,27	11.331.847
Energia Base	227.088	161.942	204,47	33.112.533
Cota Angra I/Angra II	45.205	30.445	308,74	9.399.639
Cotas Lei n º 12783/2013	154.314	103.929	228,17	23.712.894
PROINFA	27.568	27.568	-	-
Total	2.739.495	1.854.014	255,94	474.524.604

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

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.590.042	2.075.823	30,6%	227,02	268,72	18,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	355.712	355.712	0,0%	202,46	212,24	4,8%
Madeira e Belo Monte	28.172	28.172	0,0%	178,88	187,21	4,7%
Cota Angra I e Angra II	45.652	45.205	-1,0%	355,16	308,74	-13,1%
Cotas Lei nº 12.783/2013	193.537	154.314	-20,3%	195,48	228,17	16,7%
Bilateral	52.700	52.700	0,0%	240,35	319,27	32,8%
Proinfa	26.768	27.568	3,0%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(414.107)	(885.481)	113,8%	225,46	259,81	15,2%
TOTAL	1.878.476	1.854.014	-1,3%	218,99	255,94	16,9%

36. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a CEA, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 5,49%. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

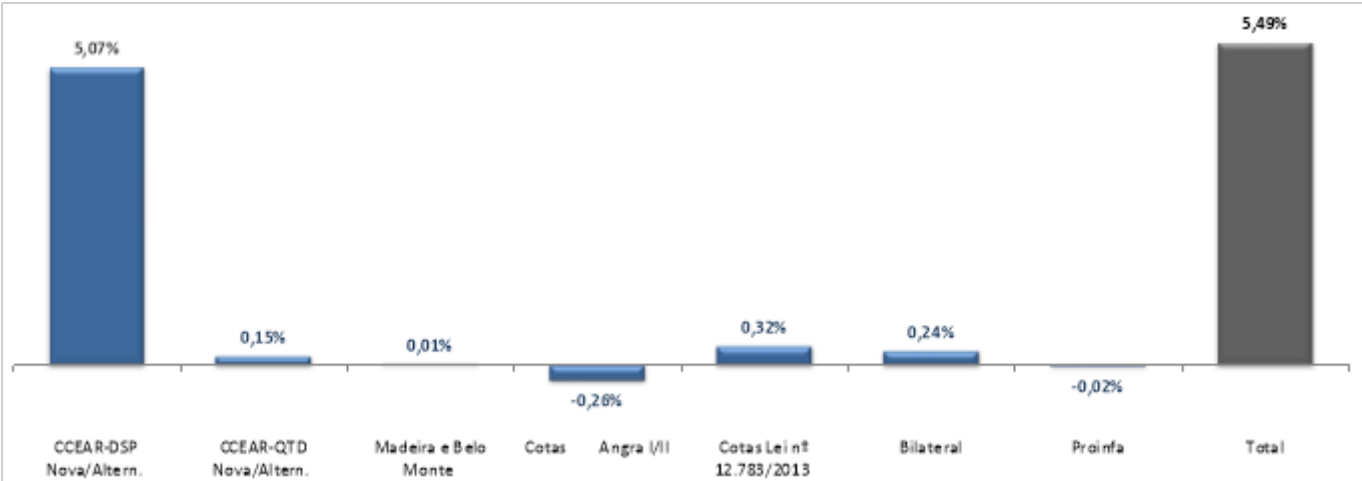


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

37. Impactou o efeito, principalmente o CCEAR-DSP de energia nova e alternativa com impacto de 5,07%. O impacto em questão decorre do contrato UTE GNA II (26º LEN - Antiga GNA Porto do Açu III) que representa 26% do montante total contratado. É oportuno destacar que esse acréscimo impactou também o resultado da CVA Energia apurada, conforme explicado na seção relativa aos componentes financeiros.

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	474.470.020	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,02230	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	485.052.111	SGT/ANEEL
(4) IPCA	4,49%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	0,25%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,00%	Contrato
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	Contrato
(5.3) Componente Q do Fator X	0,25%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	10.315.380	
(6.1) Outras Receitas (OR)	6.003.513	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	1.830.463	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	2.481.404	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	495.301.743	

39. A atualização da Parcela B representou 1,81% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA de 4,49%, no período de referência, descontado o Fator X, de 0,25%.

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	39.036.985	3,40%
CVA em processamento - Transporte	4.121.862	0,36%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	10.753.728	0,94%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	2.016.742	0,18%
Neutralidade de Parcela A- Energia	2.936.674	0,26%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	46.604.995	4,05%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(3.869.601)	-0,34%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	2.835.190	0,25%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(13.748)	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	(858.361)	-0,07%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	773.129	0,07%
Reversão de Risco Hidrológico	(32.190.253)	-2,80%
Risco Hidrológico	30.452.468	2,65%
Ajuste CUSD	(23.477)	0,00%
Financeiro de Postergação Encargo	6.704.713	0,58%
Financeiro de Postergação Energia	11.692.842	1,02%
Financeiro de Postergação Transporte	1.687.583	0,15%
Financeiro de Postergação Parcela B	11.921.640	1,04%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(1.062.735)	-0,09%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(3.350.147)	-0,29%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(77.994.317)	-6,79%
Aplicação do Art. 2º-G - Lei 15.269/2025	(118.642.962)	-10,32%
Total	(66.467.048)	-5,78%

41. Conforme indicado na Tabela 13, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de -5,78% 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 4,69%). 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 **3,40%, 0,36% e 0,94%**. Cabe observar que o principal impacto na CVA energia decorre dos custos de disponibilidade dos CCEAR-DSP que contribuíram com 3,24%, sendo que o início de suprimento da UTE GNA II (26º LEN - Antiga GNA Porto do Açú III), contribuiu significativamente para esse resultado.

Ressalta-se que o Anexo I 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.

b) Neutralidade de Parcela A - Transporte (Efeito de 4,05%). Esse impacto está associado à variação do MUST contratado, a partir de dezembro de 2024, decorrente da entrada do ponto MACAPA III 69 kV. Conforme metodologia vigente, no cálculo da neutralidade de transporte considera-se a compensação pelos custos incorridos pela distribuidora associados ao adicional de MUST não considerado no RTA anterior.

c) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes (-0,38%) A CEA informou, por meio do Sistema ConectaANEEL, 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 informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de aproximadamente R\$ -4,41 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,38%.

d) Quitação Conta Escassez Hídrica (-6,79%): Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME^[10], 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\$ 77,99 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024^[11], aprovado pela REN n. 1.117/2025.

e) Aplicação do Art. 2º-G da Lei 13.203/2015, alterada pela Lei 15.269/2025 (-10,32%): Trata-se dos valores excedentes do mecanismo concorrencial centralizado destinados à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que conforme o art. 7º da Medida Provisória nº 1.300, de 21 de maio de 2025, devem ser utilizados, no ano de 2025, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado das concessionárias de distribuição de energia elétrica da Região Norte que ainda não tiveram os resultados dos processos tarifários homologados pela Aneel na data de publicação desse artigo, na proporção do mercado regulado das respectivas distribuidoras. Para a CEA, o valor do repasse é de R\$ 118,64 milhões, conforme apresentado na Tabela 14.

Tabela 14 - Financeiro repasse MP 1304

Distribuidora	Mercado Regulado	Repasse MP1304
Equatorial CEA	1.246.962,37	R\$ 118.642.961,90
Energisa AC	1.161.523,76	R\$ 110.513.855,53
Energisa RO	3.378.759,79	R\$ 321.474.070,67
TOTAL	5.787.245,92	R\$ 550.630.888,10

* Mercado em MWh

Foram adotadas as mesmas referências de mercado regulado (TE) para o rateio do valor entre as 3 distribuidoras que fazem jus ao valor. O valor informado pela CCEE refere-se ao excedente (ágio) do mecanismo concorrencial realizado em 1º de agosto de 2025, devidamente atualizado. Como visto nos resultados, trata-se de valor expressivo em prol da modicidade tarifária específico deste processo de 2025.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

43. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de dezembro/2025 a novembro/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 dezembro/2024 a novembro/2025.

Tabela 15 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	440.449,85	2.222.713,98	2.663.163,83
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(89,46)	-	(89,46)
Subsídio SCEE	686.796,53	3.213.617,48	3.900.414,01
Total	1.127.156,92	5.436.331,46	6.563.488,38

VI - APLICAÇÃO DO ART. 4º B DA LEI 12.111/2009

44. O Art. 4º B da Lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009, com redação dada pela Lei nº 14.146, de 26 de abril de 2021, estabeleceu aumento dos percentuais de perdas não técnicas regulatórias reconhecido em favor da Equatorial CEA, sendo que a diferença de custos de energia correspondentes deve ser repassada à CCC.

45. Conforme consta da Nota Técnica nº 301/2021-SGT/ANEEL^[12], observando o disposto nos incisos I e II do artigo citado, foram obtidos os percentuais de perdas não técnicas que devem ser custeadas pela CCC à Equatorial CEA até o processo tarifário de 2025:

	2021	2022	2023	2024	2025
Perdas Não Técnicas (Lei 12.111 Art. 4-B)	103,00%	90,40%	77,80%	65,19%	58,17% ^[13]
Perdas Não Técnicas (Lei 12.111 Art. 4-A)	49,49%	46,39%	43,29%	40,20%	37,10%
Diferença custeada pela CCC	53,51%%	44,01%	34,51%	24,99%	15,49%

46. Diante do exposto, considerando-se a diferença indicada na tabela para o ano de 2025, a STR calculou o valor a ser ressarcido pela CCC à Equatorial CEA decorrente da aplicação do disposto de

R\$ 474.524.604,17 (quatrocentos e setenta e quatro milhões, quinhentos e vinte e quatro mil, seiscentos e quatro reais e dezessete centavos).

VII - APLICAÇÃO DO ART. 4º C DA LEI 12.111/2009

47. O Art. 4º C da Lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009, com redação dada pela Lei nº 14.146, de 26 de abril de 2021, estabeleceu que o ônus decorrente da sobrecontratação reconhecida pela Aneel como exposição involuntária, para as distribuidoras de energia elétrica prestadoras do serviço em Estados da Federação cujas capitais não estavam interligadas ao SIN em 9 de dezembro de 2009, a partir da interligação ao SIN, será repassado à CCC.

48. Conforme Relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e do Resultado do MCP, que constitui o Anexo II dessa Nota Técnica, o montante correspondente a ser repassado à CCC é de R\$ 1.707.427,12.

VIII - DO FUNDAMENTO LEGAL

49. 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; o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 01/2021-ANEEL; a Lei n. 12.111 de 9/12/2009; e a Lei n. 15.269 de 24/11/2025.

IX - DA CONCLUSÃO

50. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 01/2021, no que consta do Processo nº 48500.003997/2025-10 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da CEA, com vigência a partir de 13 de dezembro de 2025, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 24,13% sendo de 30,97% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 22,57% 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 CEA;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo;
- 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;
- v) pela homologação dos valores a serem repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária e para as compensações referentes aos artigos 4º B e 4º C da Lei 12.111;
- vi) pela homologação do valor a ser repassado pela CCEE à distribuidora associado ao disposto no art. 2º-G da Lei n. 13.203 de 2015, incluído pela Lei n. 15.269/2025, com vistas a modicidade tarifária do mercado regulado em 2025.

X - DA RECOMENDAÇÃO

51. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da CEA, conforme detalhado na conclusão acima.

(Assinado digitalmente)

CHARLES ALEXANDRE LENZA ROCHA
Analista Superior

(Assinado digitalmente)

RAQUEL GONÇALVES CARVALHO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE PAIVA RODRIGUES
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de Distribuição

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Coordenador de Gestão Tarifária de
Distribuição

(Assinado digitalmente)

ROBSON KUHNS YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA
Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

Relação de participantes da STR na elaboração desta Nota Técnica:

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
Herivelto Augusto de Vasconcelos	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 Casemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
Leonardo de Paiva Rodrigues	Encargos de RB e Conexão
Equipe	Atividade

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

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

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

1. A distribuidora e demais agentes do setor não apresentaram pleitos extraordinários, que não tenham sido objeto de análise em processos tarifários anteriores ou que não sejam objeto de discussão de consultas públicas em andamento.

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^[14]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os resultados apresentados na Tabela I.1:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVApróc (R\$)
CDE	14.525.447,06	0,00	14.525.447,06	15.506.626,73	16.624.515,94
CDE Energia	-3.240.437,14	0,00	-3.240.437,14	-3.684.526,47	-3.950.147,90
Rede Básica	3.675.152,50	9.722,91	3.684.875,41	3.844.694,33	4.121.862,43
Compra de Energia	49.478.181,56	-17.035.514,54	32.442.667,01	36.412.005,18	39.036.985,37
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	1.786.313,86	0,00	1.786.313,86	1.931.438,20	2.070.677,63
ESS	-2.547.465,21	-889.892,80	-3.437.358,01	-3.722.927,56	-3.991.317,37
CVA Total	63.677.192,62	-17.915.684,43	45.761.508,18	50.287.310,41	53.912.576,11

* 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 13,86%. 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 4,69% e está detalhado no Gráfico I.1:

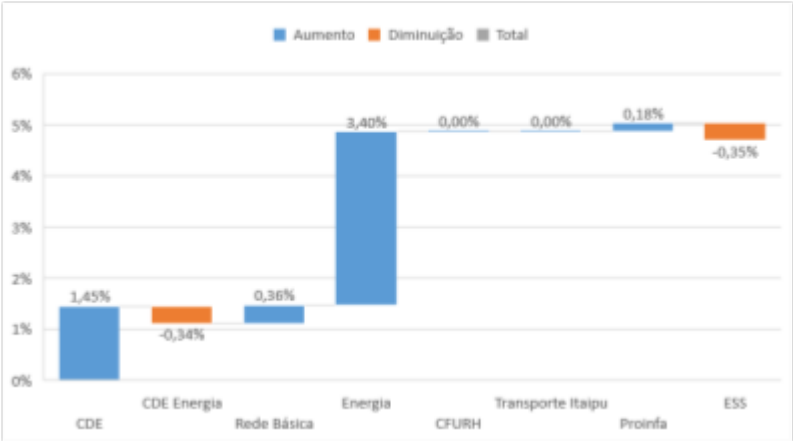


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 12,01% 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 $PLD < CVU \leq CMO$), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A Tabela I.2 apresenta o detalhamento dos custos apurados pela CCEE para o período da CVA.

Tabela I.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\$)
out-24	78.677,36	1.949.441,53	-	-	17.756,69
nov-24	1.440.201,05	458.522,43	-	-	39.732,95
dez-24	582.631,45	4.167.320,23	-	-	16.581,47
jan-25	482.544,64	1.021.427,59	-	-	10.604,36
fev-25	-71,15	4.255.489,18	-	-501.186,58	11.738,82
mar-25	-13.771,60	4.038.877,05	-	-5.589.807,73	6.216,53
abr-25	-993,89	3.508.773,23	-	-24.477,95	720,67
mai-25	23.327,84	3.900.988,17	-	-352,03	10.790,82
jun-25	-3.229,23	3.439.862,26	-	-	197,49
jul-25	-16.956,13	2.803.494,34	-	-	4.711,39
ago-25	-23.404,93	2.851.519,46	-	-60.987,81	3.431,80
set-25	-16.171,99	2.004.090,72	-	-81.536,91	5.721,00
	-	-	-	-	-
Total	2.532.783,42	34.399.806,19	0,00	-6.258.349,01	128.203,99

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 I.2. I.3 e Tabela I.3.

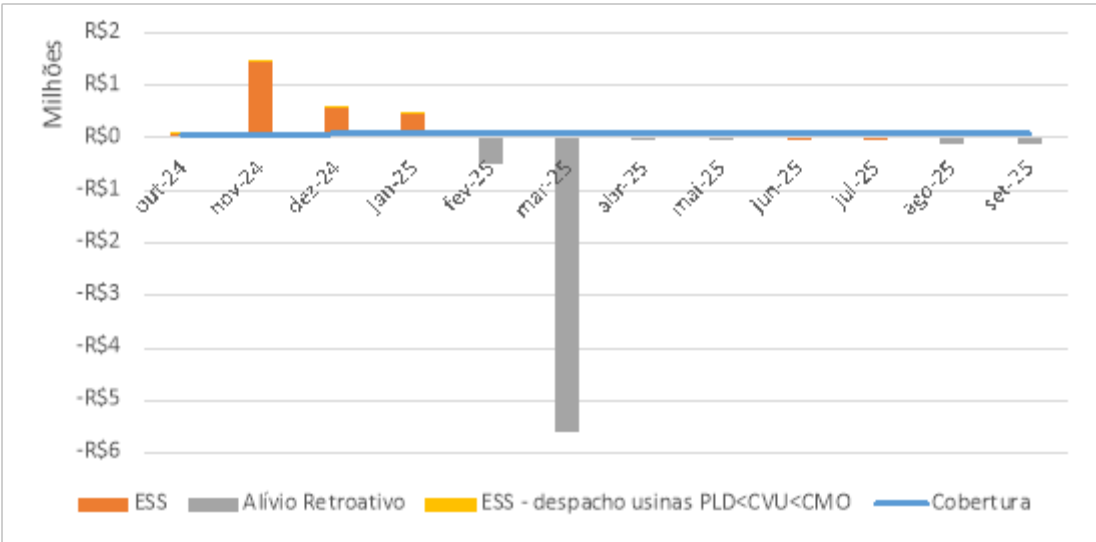


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

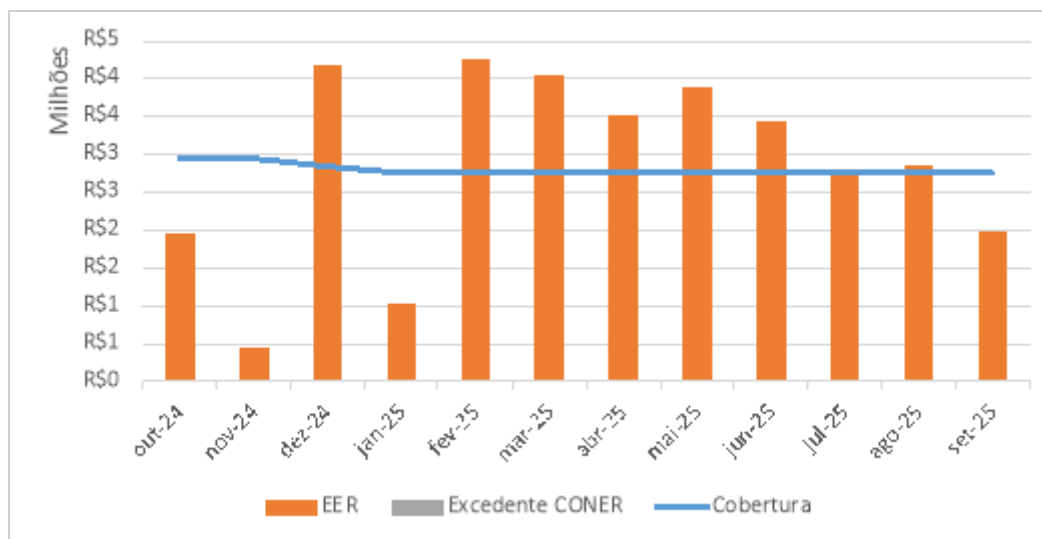


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(3.597.361,60)	913.685,67	(4.511.047,27)
EER	34.399.806,19	33.569.952,95	829.853,24

Compra de Energia

8. A Tabela I.4 apresenta a participação dos tipos de contratos no portfólio de compra de energia da distribuidora.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	384.273	18,5%
CCEAR-D	1.753.744	84,3%
MCSD	-	0,0%
CCEN	45.286	2,2%
PROINFA	23.830	1,1%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	56.155	2,7%
CCGF	197.122	9,5%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(380.958)	(18,3%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	2.079.452	100,0%

9. O Gráfico I.4 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.

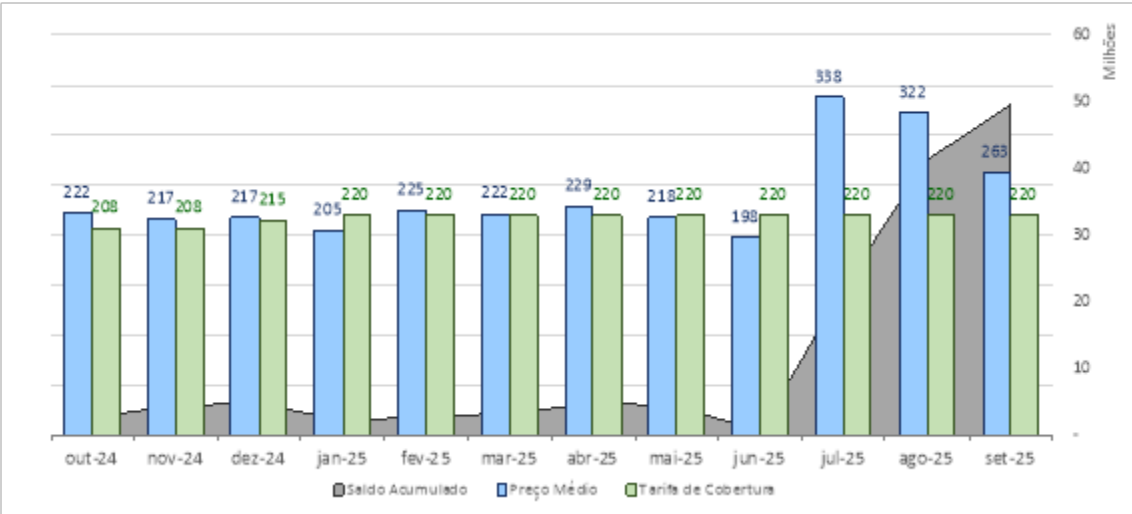


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

10. A Tabela I.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 I.5 - Itens de Custos de Energia apurados pelo Método 3

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	4.163.444,36
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	2.157,65
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	70.907.072,58
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 134.665,05
Exposição entre Submercados	4.886.287,97
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	6.266.447,62
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	23.400.144,25
Demais Itens	- 1.125.144,84
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 457.471,37
MAC - Energia	5.881.515,87
Recontabilização dos MAC - Energia	- 22,48
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 103.969.915,26
Ressarcimentos	- 26.855.365,84
Total	- 17.035.514,54

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 356.443,88
Efeito do CCGF	- 20.196,36
Efeito do CCEN	1.244,93
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	- 220,94
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 81.855,12
Total	- 457.471,37

11. O Gráfico I.5 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.

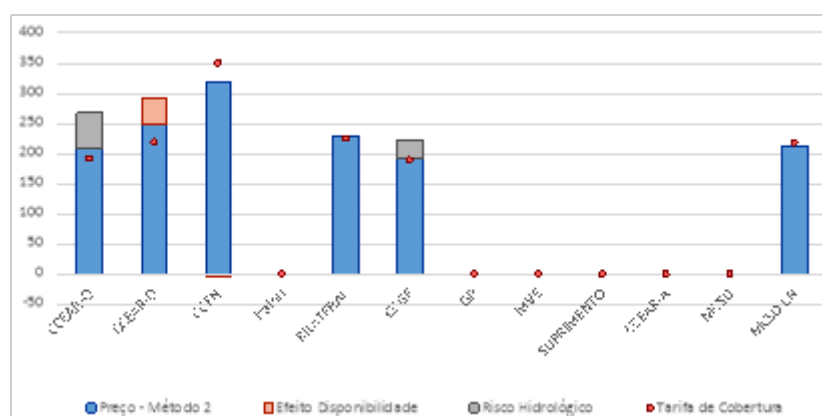


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 3,40% 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 I.6.

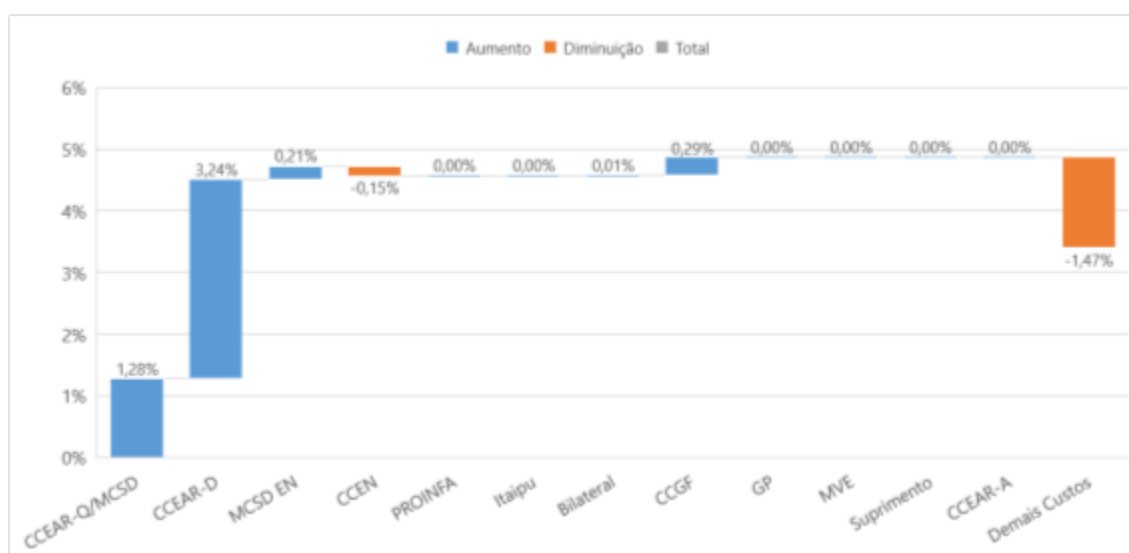


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

13. Já Tabela I.7 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 I.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	0,45%
CCEAR-Q/MCSD	0,35%
MCSD EN	0,21%
CCEN	-0,14%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,02%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	2,94%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	4,43%
Demais Custos	-1,47%
Total	3,40%
* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D	

14. O efeito da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, do custo dos CCEAR-D.

Glosa de Energia

15. 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 I.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\$)
out-24	116.378	179.001	190.137	0	242,50	207,58	0
nov-24	114.722	172.410	183.136	0	227,64	207,58	0
dez-24	101.447	132.730	140.987	0	228,54	215,04	0
jan-25	96.645	146.159	155.252	0	217,65	219,76	0
fev-25	91.277	127.062	134.967	0	238,00	219,76	0
mar-25	86.788	137.753	146.323	0	248,67	219,76	0
abr-25	93.695	140.554	149.298	0	270,03	219,76	0
mai-25	93.211	149.040	158.312	0	261,06	219,76	0
jun-25	93.740	142.890	151.779	0	303,79	219,76	0
jul-25	93.702	148.644	157.892	0	375,54	219,76	0
ago-25	101.082	159.870	169.816	0	361,06	219,76	0
set-25	104.190	158.709	168.583	0	350,33	219,76	0
out-25	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.186.877	1.794.822	1.906.481	0	277,86	217,03	0,00
% perda s. mercado venda		51,22%	60,63%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. 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 01/10/2024 e 01/09/2025, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 1.792.834,58 a preços de dezembro/2025.
- Para o ano civil de 2024: Sobrecontratação de energia de 229.581,97 MWh, que representa 11,81% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o valor recalculado com o montante de exposições/sobrecontratações involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada no processo tarifário de 2026.
- 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\$ -85.407,46.
- 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\$ 1.707.427,12, já atualizado para preços de dezembro/2025, com impacto de 0,15% no reajuste das tarifas.

17. O Gráfico I.9 apresenta a posição contratual da distribuidora no Mercado de Curto Prazo, no período analisado, considerando os efeitos das recontabilizações.

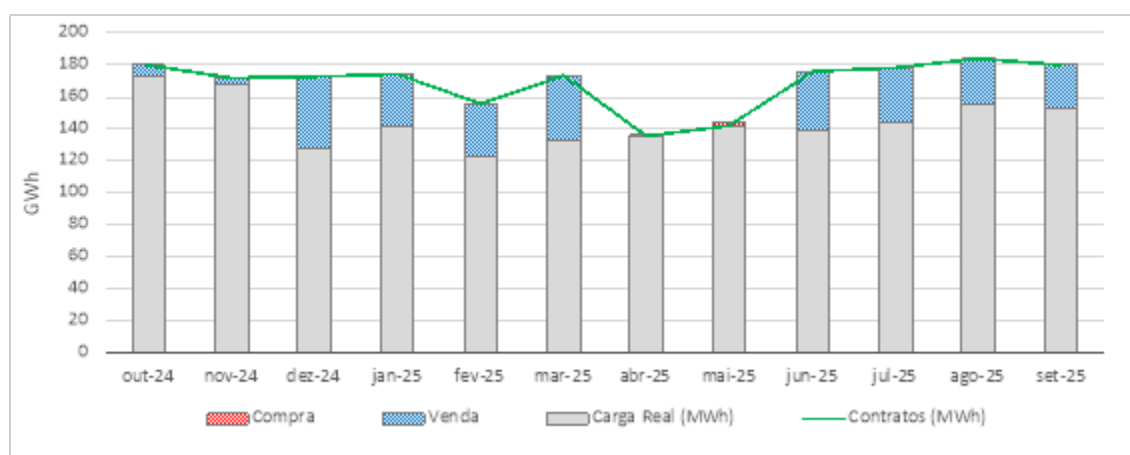


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

18. O Gráfico I.10 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^[15] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no Gráfico I.9.

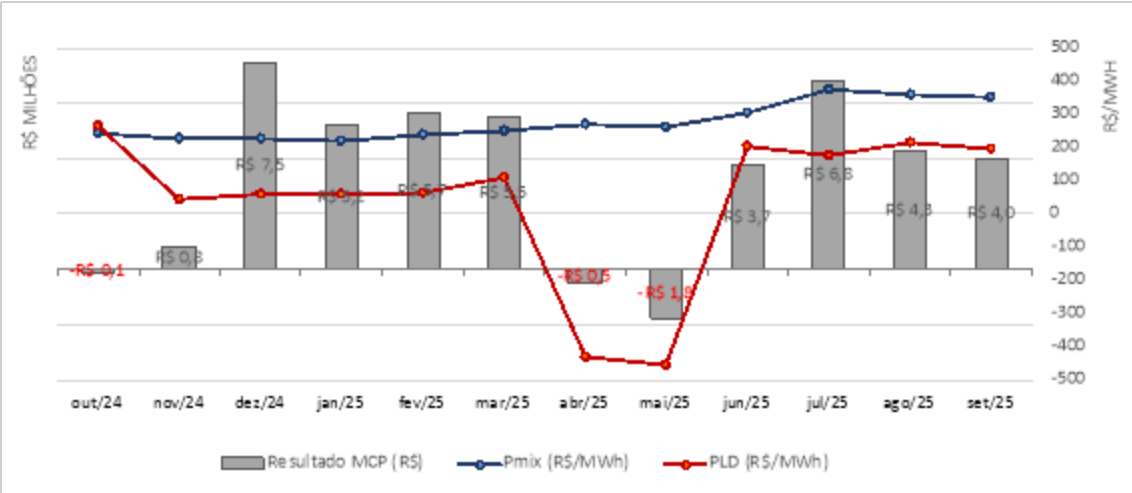


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

19. 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 I.9 apresenta o resultado dessa comparação.

Tabela I.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*	4,43%
Risco Hidrológico de CCGF	0,27%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,92%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	3,24%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,80%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,60%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-2,20%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	0,29%
Resultado MCP	R\$1.707.427,12
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$5.626.134,78
ESS + CONER	-R\$3.991.317,37
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	1,92%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,39%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,50%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	3,81%
* Já descontada as receitas da Conta Bandeira	
** Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira	

20. 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 1,92%.

21. Nesse sentido, a Tabela I.10 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 0,89%^[16].

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,45%
CCEAR-Q/MCSD	0,35%
MCSD EN	0,21%
CCEN	-0,14%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,02%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	0,43%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,92%
Demais Custos	-1,47%
Total	0,89%
* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D	

22. Cabe aqui ressaltar 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 outubro/2024 a setembro 2025, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 15,85%.

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 são aquelas vigentes no momento de aprovação do processo tarifário da distribuidora, enquanto as TUST em DRA são aquelas homologadas em DRP no processo tarifário anterior (Proret 3.3). Por sua vez, os MUST considerados no processo tarifário são os contratados no período de referência, sem efeitos retroativos, conforme TA assinados.

4. As diferenças entre a tarifa homologada e a aplicada são apuradas pela Conta de Variação dos Custos da Parcela A (CVA), conforme estabelece o submódulo 4.2 A do PRORET.

5. Os encargos de conexão são definidos na REH que estabelece a Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão, 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 ou por decisões específicas da Diretoria e das demais Superintendências da ANEEL.

5. No presente processo, foram considerados os seguintes atos e documentos:

- TUST em DRP: REH nº 3.482/2025.
- MUST em DRP: CUST nº 087/2013 (Aditivos: 13, 15 e 16).
- Encargos em DRP: REH nº 3.481/2025.

6. Com o objetivo de validar a efetiva utilização dos pontos de conexão à Rede Básica, bem como a conexão das DITs de Uso exclusivo, foram encaminhados ofícios à Distribuidora e à Transmissora envolvidas no processo. Em resposta, foram recebidas as correspondências apresentadas a seguir, as quais subsidiaram a análise do cálculo dos encargos.

- **Macapá Transmissora de Energia e Energisa Amapá Transmissora de Energia** ENERGISA/VPR-ANEEL/Nº 009/2025 SEI: 0221649.
- **Distribuidora CEA:** C.E. REG. 098/2025 SEI: 0225950.

7. As transmissoras manifestaram concordância com os dados de Rede Básica e Conexão encaminhados. A distribuidora CEA, por sua vez, solicitou a consideração integral do MUST contratado para dezembro de 2024, porém, conforme a regulamentação vigente, foi aplicado o cálculo proporcional ao período efetivo de operação. Para os demais itens, a empresa também manifestou concordância com as informações enviadas.

8. A Tabela III.1, apresenta a variação observada nos principais componentes dos custos associados aos Encargos de Uso de Rede Básica e aos Encargos de Conexão da distribuidora. Na sequência, são relatadas as respectivas considerações e justificativas para as variações identificadas, em consonância com os parâmetros estabelecidos pela regulamentação vigente.

Tabela III.1 - Variação dos custos de Transmissão.

	RTA 2024 - CEA (R\$)	RTP 2025 - CEA (R\$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	3.402,82	6.825,47	100,58%
MUST Fora-Ponta	3.472,24	6.928,00	99,53%
Contratação Geral	6.875,06	13.753,47	100,05%
TUST-rb	5.264,72	5.570,82	5,81%
TUST-rbf	975,70	822,30	-15,72%
Despesa da Rede Básica	36.195.278,02	76.618.117,26	111,68%
Despesa da Rede Básica Fronteira	6.708.290,22	11.308.906,48	68,58%
Despesa Total RB/RBF	42.903.568,24	87.927.023,74	104,94%
Conexão (parcela repassável)	244.853,53	2.372.629,59	869,00%

☐ Encargo de Uso de Rede Básica

9. Os custos totais associados à Rede Básica (RB) apresentaram uma elevação de **104,94%**, decorrente, predominantemente, do incremento observado na contratação geral dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST), tanto em período de ponta quanto fora de ponta, os quais registraram crescimento agregado de **100,05%**. A

entrada do ponto MACAPA III 69 kV foi a principal responsável pelo aumento de contratação.

Conexão

Tabela III.2 - Variação dos custos de Transmissão.

Edificação	Módulo	RAP do Ciclo 2024	RAP do Ciclo 2025
MACAPA	IB 69 kV MG 230 kV MACAPA MG1 AP IB1	31.188,47	32.847,63
MACAPA	EL 69 kV MACAPA DIST1	64.555,02	67.989,21
MACAPA	EL 69 kV MACAPA DIST2	64.555,02	67.989,21
MACAPA	EL 69 kV MACAPA DIST3	64.555,02	67.989,21
MACAPA III	IB 69 kV MG 230 kV MACAPA III MG1 AP IB1	Prevista	575.848,69
MACAPA III	EL 69 kV MACAPA III DIST1	Prevista	779.982,82
MACAPA III	EL 69 kV MACAPA III DIST2	Prevista	779.982,82
TOTAL DE ENCARGOS		224.853,53	2.372.629,59

10. Os custos relacionados aos Encargos de Conexão registraram aumento expressivo de **869%**, refletindo principalmente a entrada em operação de novos equipamentos na subestação Macapá III, conforme demonstrado na Tabela III.2 onde se pode observar que os equipamentos estavam apenas previstos em 2024.

Comentários

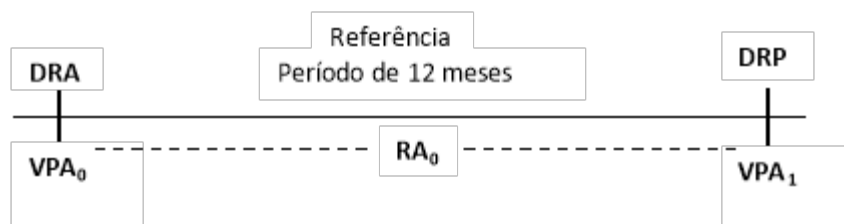
11. Reforçamos que os valores em DRA apresentados na Tabela III.1 se referem aos considerados na última REH da distribuidora em DRP. Ainda, os valores considerados no processo tarifário da distribuidora e relacionados com os encargos de conexão são, em cada caso (DRA e DRP), atualizados pelo índice de cada contrato de transmissão, da data de referência da respectiva receita da transmissão (DRA - 06/2024; DRP 06/2025) até a data de processamento das tarifas da distribuidora.

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

- 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.
- 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.

3. 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;
4. 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.
5. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



6. 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;

VPA₁ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ - 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:

VPA₀ - 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

7. 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

8. 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.
- 9.

C. Cômputo da Parcela A

10. 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.
11. 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

12. 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

13. 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;

14. 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 – Eletrobrás**. 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

15. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 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 .

16. 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 .

17. 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

18. 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)

19. 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

20. 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.
21. 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

22. 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.

23. 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

24. 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.
25. 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.
26. 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.
27. 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

28. 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

29. 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

30. 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.
31. A Lei nº 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*”.
32. 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.
33. 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 nº 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 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 nº 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 nº 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

34. 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.
35. 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.
36. 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].
37. 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

38. O Art. 36 do Decreto nº 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.
39. 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.

40. 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.
41. 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.
42. 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

43. 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";

44. Já o valor da Parcela "B" (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - X)$$

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.

45. 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

46. 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
47. 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.
48. 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

49. 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].
50. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste tarifário anual são:

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

51. 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

52. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 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.

53. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 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

54. 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

55. 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

56. 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 limites 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

57. 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.
58. 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.
59. 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.

60. 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

61. 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.
62. 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.

[1] Documento SEI nº 0222122

[2] Documento SEI nº 0241761

[3] Documento SEI nº 0240361

[4] Documento SEI nº 0251528

[5] Documento SEI nº 0250483

[6] Documento SEI nº 0252243

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

[8] 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, está sendo considerada redução da cota a ser revertida à modicidade para o ano de 2025, o que implica em impacto positivo nas tarifas.

[9] Os montantes de MUST contratados para atendimento a ponta e fora ponta, observado no período de referência no RTA de 2024, foram, respectivamente, de 3.403 MW e 3.472 MW. Já no período de referência do RTA de 2025, os montantes foram, respectivamente, de 6.825 MW e 6.928 MW.

[10] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[11] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[12] Documento SIC nº 48581.002039/2021-00

[13] Para fins de cálculo tarifário os percentuais indicados na tabela, homologado sobre o mercado de baixa tensão faturado, foram convertidos para o mercado de baixa tensão medido

[14] 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.

[15] 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).

[16] 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.

[17] De acordo com o § 2º do art. 8º 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 §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 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 **Raquel Gonçalves Carvalho, Especialista em Regulação**, em 03/12/2025, às 16:55, 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 03/12/2025, às 16:55, 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 03/12/2025, às 16:56, 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 **Charles Alexandre Lenza Rocha, Especialista em Regulação**, em 03/12/2025, às 17:02, 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 **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 03/12/2025, às 17:12, 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 Paiva Rodrigues, Especialista em Regulação**, em 03/12/2025, às 17:32, 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 **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 03/12/2025, às 21:33, 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 **0251678** e o código CRC **B5896234**.