

NOTA TÉCNICA Nº 69/2026-STR/ANEEL

Referência: 48500.030780/2025-74

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Amazonas Energia S.A. – Amazonas Energia e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2026.

I - DO OBJETIVO.

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2026 da Amazonas Energia S.A. – Amazonas Energia, a vigorar a partir de 26 de maio de 2026, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 1/2019 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 Amazonas Energia, sediada na cidade de Manaus - AM, atende aproximadamente 1,06 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 4,39 bilhões. .

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	924.648	213.971	32,3%
Industrial	2.216	280.442	42,4%
Comercial	86.853	94.182	14,2%
Rural	32.303	4.912	0,7%
Iluminação Pública	228	10.859	1,6%
Poder Público	10.460	50.303	7,6%
Serviço Público	2.039	6.386	1,0%
Demais classes	204	830	0,1%
Total	1.058.951	661.884	100%

Fonte: SAMP – competência março/2026.

4. Conforme consta da REH nº 3.454, de 20 de maio de 2025, a Reajuste Tarifário Anual da Amazonas Energia de 2025 representou, em média, uma variação das tarifas de -1,35%.

5. Por meio da Lei Complementar nº 217/2021, que altera o Código Tributário do Estado, instituído pela Lei Complementar n. 19/1997, o Estado do Amazonas instituiu o regime de ICMS-ST (Substituição Tarifária) para estabelecer que o tributo passaria a ser devido pelo gerador de energia, quando da operação de venda à distribuidora em operações interestaduais. Nessa nova sistemática o tributo passou a ser recolhido pelo Gerador, e por consequência, passando a representar um custo de energia para a Distribuidora.

6. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário de 2026 foi encaminhado para os representantes da Concessionária e os Membros do Conselho de Consumidores em 08 de abril de 2026^[1].

7. Em 30 de abril de 2026 a SGM, por meio do Memorando nº 65/2026-SGM/ANEEL ^[2], encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrado pela Amazonas Energia.

8. Em 05 de maio de 2026, a STR recebeu o Memorando nº 126/2026-SFF/ANEEL ^[3], com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

9. Em 05 de maio de 2026, a STR encaminhou planilhas preliminares de cálculo aos representantes do Conselho de Consumidores^[4], sendo que suas versões finais foram reencaminhadas em 14 de maio de 2026 ^[5].

10. Em 13 de maio de 2026, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais^[6] 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.

11. Em 14 de maio de 2026, por meio da NT 95/2026-SFF/ANEEL ^[7], a SFF apresentou a validação dos custos incorridos de ICMS pela Amazonas Energia S.A. durante o ano civil de 2025.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

12. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2026 da Amazonas Energia conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 23,15%, sendo de 22,90%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 23,26%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2.

13. O efeito médio de 23,15% decorre:

Subgrupo de consu	Varição tarifária
Alta Tensão (AT)	22,90%
A3 (>69 kV)	23,96%
A4 (>2,3kV < 25kV)	22,65%
Baixa Tensão (BT)	23,26%
B1 (Residencial)	23,38%
B2 (Rural)	23,00%
B3 (outros)	23,00%
B4 (Iluminação Púb.)	23,01%
Efeito Médio (AT + BT)	23,15%

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

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

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

14. 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.

15. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 9,14%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,15%, 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]	3.335.615.660	3.736.734.278	12,0%	9,14%	77,9%
Encargos Setoriais	791.635.443	899.007.937	13,6%	2,45%	18,7%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.526.250	3.480.373	-1,9%	-0,00%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USD)	387.791.525	511.227.309	31,8%	2,81%	10,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	0	(3.127.865)	-0,07%	-0,07%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	18.824.369	19.140.633	1,7%	0,01%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	54.809.735	0	-100,0%	-1,25%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Res.erv. - EER/ERCAP	193.990.066	256.100.452	32,0%	1,42%	5,3%
PROINFA	90.991.652	62.476.834	-31,3%	-0,65%	1,3%
P&D, Efic. Energ. e Res.sarc.ICMS Sist.Isol.	41.701.846	49.730.202	19,3%	0,18%	1,0%
Custos de Transmissão	316.122.436	312.836.537	-1,0%	-0,07%	6,5%
Rede Básica	277.772.416	267.445.796	-3,7%	-0,24%	5,6%
Rede Básica Fronteira	31.713.102	36.378.243	14,7%	0,11%	0,8%
Rede Básica ONS (A2)	-	499.534	0,0%	0,01%	0,0%
Conexão	5.150.517	5.696.864	10,6%	0,01%	0,1%
Uso do sistema de distribuição	1.486.401	2.816.099	89,5%	0,03%	0,1%
Custos de Aquisição de Energia	2.166.288.157	2.450.124.713	13,1%	6,47%	51,1%
Recargas Irrecuperáveis	61.569.623	74.765.091	21,4%	0,30%	1,6%
PARCELA B	1.052.974.736	1.059.719.724	0,6%	0,15%	22,1%
RT considerando avariação tarifária da RTE	4.388.590.396	4.796.454.002		9,29%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		815.134.850		18,57%	
CVA em processamento - Energia		161.084.953		3,67%	
CVA em processamento - Transporte		5.830.572		0,13%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		19.884.416		0,45%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(4.983.300)		-0,11%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(17.072.051)		-0,39%	
Neutralidade de Parcela A- Transporte		17.465.461		0,40%	
Neutralidade de Parcela A- Encargos Setoriais		8.224.569		0,19%	
Neutralidade de Parcela A- Receita Irrecuperável		532.770		0,01%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		1.287.944		0,03%	
Reversão de Risco Hidrológico		(95.474.205)		-2,18%	
Risco Hidrológico		125.163.888		2,85%	
Ajuste CUSD		419.276		0,01%	
Repasso de compensação DIC/FIC		(5)		0,00%	
ICMS ST - Déficit de cobertura ano civil de 2025		94.999.606,40		2,16%	
ICMS ST - Cobertura 2026-2027 - (competência 06/26 a 05/27)		522.314.729		11,90%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(2.503.949)		-0,06%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(2.325.295)		-0,05%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(573.897)		-0,01%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(19.140.633)		-0,44%	
Efeito da retrada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-4,72%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores					23,15%

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

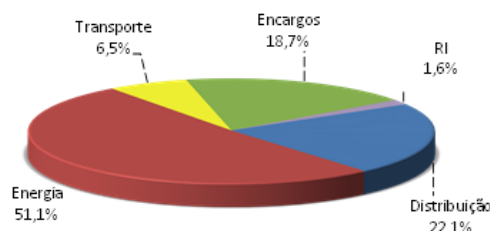


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

17. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos^[8], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 0,8% para o ICMS e 0,3% para o PIS e COFINS (total de 1,1% por dentro), o que equivale a uma majoração de 1,2% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

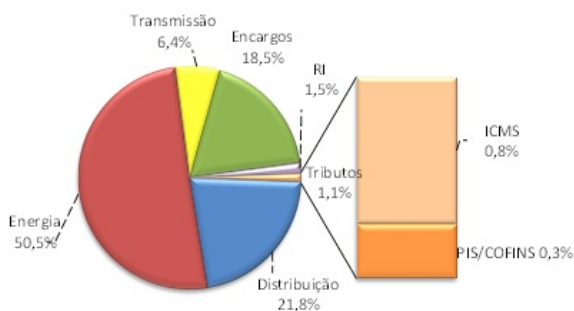


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

18. Observe-se que em função do regime de tributação instituído no Estado do Amazonas, ICMS-ST, a arrecadação do

ICMS passou a ser realizada na compra de energia, passando a compor custos dessa natureza. De acordo com informações prestadas pela AME, os percentuais de tributos residuais indicados no Gráfico 2 referem-se à incidência de ICMS sobre a potência contratada.

DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

19. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. Período de Referência

20. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da Amazonas Energia é de maio/2025 a abril/2026.

IV.3. Receita Anual

21. No cálculo da Receita Anual inicial (RAO) 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\$ 4.388.590.396, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	4.901.822	3.715.364.111
A3 (69 kV)	25.996	12.641.159
A4 (2,3 kV a 25 kV)	912.659	630.215.925
BT (menor que 2,3 kV)	3.963.167	3.072.507.027
Demais Livres	2.973.105	623.618.286
Geração	-	49.608.000
Total	7.874.927	4.388.590.396

22. 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 EE. – TFSEE	3.526.250	3.460.373	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	387.791.525	511.227.309	REH 3.564/2025
CDE Eletrobrás	0	(3.127.865)	DSP 1.536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	18.824.369	19.140.633	DSP 510/2023
CDE GD	54.809.735	0	Art. 23, Lei 15.269/2025
ESS / ERR / ERCAP	193.990.066	256.100.452	DSP 1.521/2026
PROINFRA	90.991.652	62.476.834	NT 62/2026-STR/ANEEL
P&D e Eficiência Energética	41.701.846	49.730.202	Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	791.635.443	899.007.937	

23. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 13,6%, impactou o efeito médio em 2,45%.

24. Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE USO, com contribuição de 2,81%, conforme orçamento previsto para 2026^[9] e; (ii) a variação dos encargos ESS/EER/ERCAP, com impacto de 1,42%, em função, principalmente, da contratação, em março de 2026, de 18,97 GW(gigawatts) no 2º Leilão de Reserva de Capacidade (LRCAP) de 2026^[10].

25. Em contrapartida, com contribuição negativa, destaca-se a CDE GD, que, em decorrência da aplicação da Lei nº 15.269/2025, foi extinta, sendo que o custeio dos subsídios correspondentes passou ser realizado pela CDE USO.

26. Com contribuição negativa destaca-se também a quota de custeio do PROINFRA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica) a ser recolhido pela Amazonas Energia no ano de 2026, com impacto de -0,65%^[11].

27. Importa esclarecer que, para a Conta Escassez Hídrica, que já foi quitada de forma antecipada em setembro de 2024, ainda está sendo mantida a cobertura econômica visto que o efeito dessa quitação está sendo concedido por meio de financeiro negativo de mesmo valor arrecadado via TE, em benefício exclusivo dos consumidores cativos, conforme disposto na MP nº 1.212/2024 e Resolução Normativa nº 1.117/2025.

IV.4.2. Transmissão

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

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	277.772.416	267.445.796
Rede Básica Fronteira	31.713.102	36.378.243
Rede Básica ONS (A2)	-	499.534
Conexão	5.150.517	5.696.864
Uso do sistema de distribuição	1.486.401	2.816.099
Total dos Custos de Transporte	316.122.436	312.836.537

29. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de -1,0%, impactaram o efeito médio em -0,07%.

30. Essa variação decorre, principalmente, 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, que em conjunto impactaram o efeito médio em -0,11%. Além disso, cabe ressaltar a variação positiva dos custos de uso do sistema de Distribuição (CUSD), motivado majoritariamente pelo aumento das tarifas de aplicação no nível de tensão A4 homologados no processo de reajuste tarifário de 2025 da Companhia de Eletricidade do Acre - Energisa AC.

31. 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

32. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da Amazonas Energia.

Perdas	Processo anterior	Processo atual	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	53,23%	62,41%	DSP. 1.220 (CP 09/2024)
Técnica (s/ Energia injetada)	7,92%	7,92%	REH 3.333/2024
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,82%	1,82%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	3.963.167	3.985.258	SAMP

33. 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.

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

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
(i) - Mercado cativo total (fornecimento + suprimento - GD)	4.650.959	4.650.959
Fornecimento BT	3.985.258	3.985.258
Fornecimento MT + AT	942.847	942.847
Energia Injetada MMGD	(277.146)	(277.146)
(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)	2.953.612	2.953.612
Consumidores Livres	2.953.612	2.953.612
(iii) - Perdas Totais	3.120.871	3.525.430
Perdas Rede Básica	138.742	145.964
Perdas na Distribuição	2.982.130	3.379.466
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	2.121.463	2.487.321
Perda Técnica (% PT x E_injetada + Perdas DIT)	860.667	892.145
Energia Requerida (i) + (iii)	7.771.830	8.176.389

35. Observe-se também que para o ano de 2026 já estão considerados, também para a Data de Referência Anterior (DRA), os efeitos da Consulta Pública nº 09/2024 e Despacho nº 1.220/2025. Assim, todo o cálculo da energia requerida, tanto DRA quanto DRP, levou em conta o mercado de fornecimento da distribuidora sendo subtraído deste a energia injetada por unidades participantes do sistema de MGD.

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

36. 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 3.567/2026 e NT 05/2026-STR
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SGM/ANEEL
Cotas Lei n.º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.506/2025
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	NT 62/2026-STR/ANEEL
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

37. 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	7.763.353	5.612.446	293,82	1.649.076.403
Existente - CCEAR-QTD	1.214.815	878.240	177,91	156.249.615
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	4.378.370	3.165.303	359,45	1.137.764.171
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	1.095.123	791.709	259,13	205.154.468
Madeira e Belo Monte	1.075.045	777.194	192,88	149.908.149
Bilaterais	2.592.797	1.874.440	342,71	642.389.196
Consórcio Energia Amazonas	132.188	95.564	342,71	32.750.881
Consórcio Geração do Amazonas	289.430	209.241	342,71	71.709.020
Consórcio Geração do Amazonas	235.732	170.420	342,71	58.404.653
Powertech Engenharia Serv.e Loc.	112.391	81.252	342,71	27.845.845
Amazonas GT - UHE Balbina	872.593	630.833	342,71	216.192.767
VP FlexGen Brasil SPE - CCESI 06/2	169.074	122.231	342,71	41.889.625
VP FlexGen Brasil SPE - CCESI 07/2	46.859	33.876	342,71	11.609.744
VP FlexGen Brasil SPE - CCESI 08/2	45.633	32.990	342,71	11.305.992
Amazonas GT - Anamá	10.398	7.517	342,71	2.576.229
Amazonas GT - Anori	21.961	15.877	342,71	5.441.117
Amazonas GT - Caapiranga	10.398	7.517	342,71	2.576.229
Amazonas GT - Codajás	26.350	19.050	342,71	6.528.472
Oliveira Energia S.A.	165.411	119.582	342,71	40.982.083
Oliveira Energia S.A.	318.999	230.617	342,71	79.034.910
Oliveira Energia S.A.	135.380	97.872	342,71	33.541.629
Energia Base	911.903	689.503	230,11	158.659.114
Geração Própria	92.048	66.545	343	22.805.731
Cota Angra I/Angra II	128.023	92.553	361,56	33.463.507
Cotas Lei n.º 12783/2013	582.648	421.220	243,08	102.389.876
PROINFA	109.185	109.185	-	-
Total	11.268.054	8.176.389	299,66	2.450.124.713

38. 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
Existente - CCEAR-QTD	1.699.673	1.214.815	-28,53%	162,24	177,91	9,66%
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	4.381.021	4.378.370	-0,1%	348,13	359,45	3,3%
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	1.095.123	1.095.123	0,0%	248,37	259,13	4,3%
Madeira e Belo Monte	1.075.045	1.075.045	0,0%	184,77	192,88	4,4%
Cota Angra I e Angra II	193.675	128.023	-33,9%	308,74	361,56	17,1%
Cotas Lei n.º 12.783/2013	717.799	582.648	-18,8%	204,03	243,08	19,1%
Bilateral	2.861.883	2.592.797	-9,4%	307,29	342,71	11,5%
Geração Própria	92.048	92.048	0,0%	307,29	342,71	11,5%
Proinfa	112.478	109.185	-2,9%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(4.456.913)	(3.091.665)	-30,6%	273,56	303,71	11,0%
TOTAL	7.771.830	8.176.389	5,2%	278,74	299,66	7,5%

39. Conforme se percebe da Tabela 11, está sendo considerada a redução da energia proveniente de angra alocada aos consumidores cativos, conforme Art. 11-A da Lei 12.111/2029, acrescido pela Lei 15.235/2025.

40. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Amazonas Energia, considerando o Mercado de Referência e as perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 6,47%. Tal efeito pode ser explicado pela variação positiva do ACR médio (valoração da energia dos contratos bilaterais e geração própria para fins de repasse dos respectivos custos de energia à tarifa de aplicação), em torno de 11,5%; além da alteração do portfólio dos contratos de energia, em especial a redução da participação do contrato relativo ao 32º leilão de Energia Existente, de menor custo unitário, e a entrada no portfólio o contrato do 36º Leilão de Energia Existente, de maior custo unitário.

41. O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

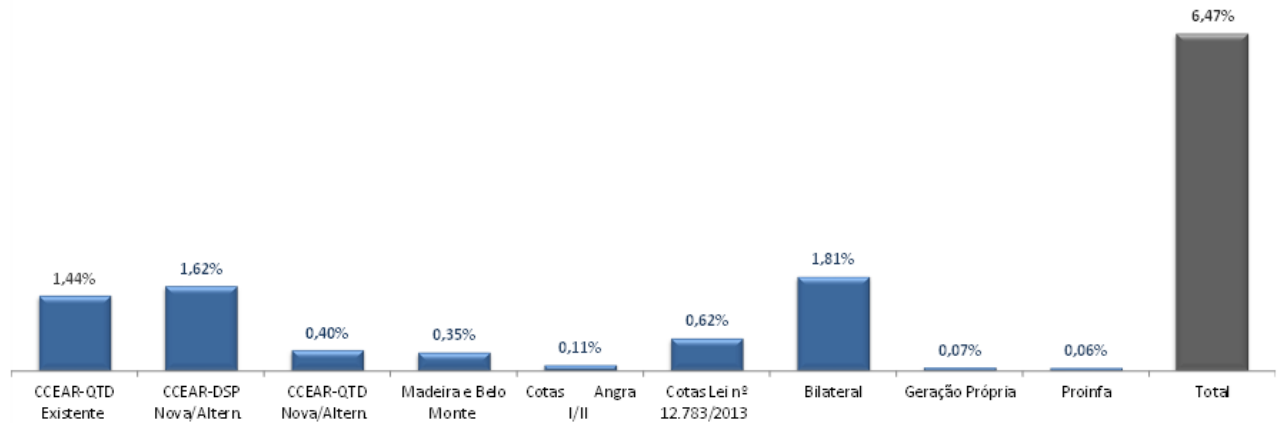


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

IV.5. PARCELA B

42. 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	1.052.974.736	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,08179	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	1.139.094.781	SGT/ANEEL
(4) IPCA	4,39%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	4,16%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,65%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	2,20%	REH 3.333/2024
(5.3) Componente Q do Fator X	0,32%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	82.003.458	
(6.1) Outras Receitas (OR)	48.915.492	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	19.909.097	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	13.178.869	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*(2)]*[(4)-(5)]-(6)	1.059.719.724	

43. A atualização da Parcela B representou 0,15% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA de 4,39%, no período de referência, descontada do Fator X, de 4,16%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 13 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	161.084.953	3,67%
CVA em processamento - Transporte	5.830.572	0,13%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	19.884.416	0,45%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(4.983.300)	-0,11%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(17.072.051)	-0,39%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	17.465.461	0,40%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	8.224.569	0,19%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	532.770	0,01%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	1.287.944	0,03%
Reversão de Risco Hidrológico	(95.474.205)	-2,18%
Risco Hidrológico	125.163.888	2,85%
Ajuste CUSD	419.276	0,01%
Repasse de compensação DIC/FIC	(5)	0,00%
ICMS ST - Déficit de cobertura a no civil de 2025	94.999.606	2,16%
ICMS ST - Cobertura 2026-2027 - (competência 06/26 a 05/27)	522.314.729	11,90%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(2.503.949)	-0,06%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(2.325.295)	-0,05%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(573.897)	-0,01%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(19.140.633)	-0,44%
Total	815.134.850	18,57%

45. Conforme indicado na Tabela 13, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de 18,57% 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 4,26%).** 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, respectivamente, em impacto no efeito médio de 3,67%, 0,13% e 0,45%. Ressalta-se que o Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.
- b) Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021).** Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme §3º Art. 171; e (iv) repercussão financeiras aplicadas a consumidores potencialmente livres em função de desistência de migração para o ACL, conforme Inciso II do Art. 168. Por meio do sistema ConectAneel, a Amazonas Energia informou que os volumes históricos contabilizados, a partir dos quais for apurado, para o presente processo, financeiro no valor de - R\$ (2.503.949), o que representa impacto de de -0,06% no resultado;
- c) Arrecadação de encargo CDE Escassez dos consumidores migrantes.** Por correspondência, foi solicitado à Amazonas Energia informações sobre os Encargos Tarifários da Conta Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2026. Assim, o valor correspondente informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de - R\$ (2.325.295), correspondendo ao efeito tarifário de -0,05%;
- d) Quitação Conta Escassez Hídrica (efeito de -0,44%):** Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME^[12], 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\$ (19.140.633), montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024^[13], aprovado pela REN n. 1.117/2025;
- e) ICMS ST – Déficit de cobertura ano civil de 2025 (efeito de 2,16%).** Por meio da Nota Técnica nº 95/2026-SFF/ANEEL, a SFF realizou a validação dos custos de ICMS incidentes sobre a aquisição de energia pela distribuidora. Com base nessas informações, a STR procedeu à apuração das diferenças entre as coberturas tarifárias mensais concedidas no período de janeiro a dezembro de 2025, apurou-se um déficit de cobertura no montante atualizado de R\$ 94.999.606,40, cujo reconhecimento implica impacto médio de 2,19%. A tabela

seguinte resume a situação:

	Apuração de diferença: Cobertura x Apurado (maio/2025)			
	Custo de ICMS incorrido (SFF)	Cobertura - processos tarifários de 2024 e 2025	Diferenças nominais	Diferenças Atualizadas (SELIC)
RTP 2024 (maio/2024)	39.611.595,28	32.348.131,75	7.263.463,53	8.680.764,00
	39.916.291,13	32.348.131,75	7.568.159,38	8.954.190,37
	38.201.983,61	32.348.131,75	5.853.851,86	6.858.348,13
	41.777.531,20	32.348.131,75	9.429.399,45	10.941.960,85
	41.715.912,18	32.348.131,75	9.367.780,43	10.756.877,90
RTA 2025 (maio/2025)	45.564.050,56	39.500.086,33	6.063.964,23	6.884.754,74
	46.134.792,04	39.500.086,33	6.634.705,71	7.451.007,81
	45.108.155,29	39.500.086,33	5.608.068,96	6.218.724,35
	44.492.452,64	39.500.086,33	4.992.366,31	5.472.272,83
	46.448.691,57	39.500.086,33	6.948.605,24	7.524.764,45
	46.589.910,60	39.500.086,33	7.089.824,27	7.580.979,95
Total	522.314.728,94	438.241.263,08	84.073.465,86	94.999.606,40

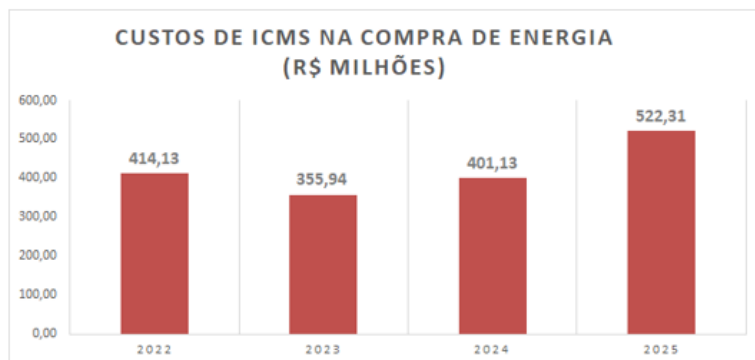
f) **ICMS ST - cobertura 2026-2027 (efeito de 11,90%).** – Da mesma forma, com base na soma dos pagamentos realizados no ano civil de 2025 informados pela SFF, está sendo considerado para o RTA de 2026 a previsão de custos futuros de ICMS (para os próximos 12 meses) no valor de R\$ 522.314.728,94, conforme consta de segunda coluna da tabela acima apresentada.

Ressalta-se o aumento da cobertura no atual processo, em comparação ao valor definido no RTA de 2025.

Nesse contexto, é importante pontuar que desde 2022 não houve variação tarifária significativa homologada pela ANEEL. De fato, em 2023, em função da alteração da data contratual, não houve processo tarifário, de forma que as tarifas permaneceram constantes. Em 2024, ano a partir do qual foi incorporado os custos de ICMS incorridos na aquisição de energia, o efeito médio homologado foi praticamente nulo, de +0,04%. Já em 2025, o efeito médio homologado foi de -1,35%.

Tendo em vista que, em tese, o custo total do ICMS recolhido dos geradores deveria ter como referência o custo da energia para os consumidores finais, a princípio, não seria esperada ou coerente a ocorrência de custos mais elevados de ICMS no período.

Ocorre que, de acordo com informações prestadas pela Amazonas Energia, o aumento dos custos de ICMS decorre, primordialmente, de alterações do portfólio de contratos de energia da Distribuidora. Com o advento da Medida Provisória 1.232/2024^[14], contratos regulados lastreados por usinas termelétricas, que não estavam sujeitas à incidência do ICMS-ST, foram convertidos, a critério da parte vendedora, em Contratos de Energia de Reserva (CER), em especial a UTE Aparecida (CCEAR). Já a energia da UTE Aparecida, contratada no 32º Leilão de Energia Existente A-1, é alcançada pela incidência do ICMS-ST. Dessa forma, mantidos constantes a valoração da energia para fins de cálculo do tributo (PMPF igual a 268,3 MWh, desde 2019) e a alíquota de aplicação (atualmente, igual a 20%), a base de cálculo do referido tributo aumentou com a substituição do contrato da UTE Aparecida. O Gráfico abaixo ilustra os valores anuais nominais de ICMS incorridos pela Distribuidora e repassados as tarifas.



V - PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS

46. A análise e resposta aos pleitos extraordinários formulados pela Amazonas Energia, encontram-se no Anexo I dessa Nota Técnica.

VI - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

47. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de maio/2026 a abril/2027, 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 maio/2025 a abril/2026.

Tabela 15 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	1.476.764,32	10.033.693,49	11.510.457,82
Subsídio Rural	(3.394,61)	-	(3.394,61)
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(3.327,48)	27.515,51	24.188,03
Subsídio SCEE	1.856.772,39	3.512.516,49	5.369.288,88
Total	3.326.814,63	13.573.725,49	16.900.540,12

VII - DO FUNDAMENTO LEGAL

48. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 1/2019-ANEEL.

VIII - DA CONCLUSÃO

49. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 1/2019, no que consta do Processo nº 48500.030780/2025-74 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da Amazonas Energia, com vigência a partir de 26 de maio de 2026, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 23,15% sendo de 22,90% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 23,26% 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 Amazonas Energia;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

IX - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
ARTHUR JOSÉ QUINTÃO SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Coordenador de Gestão Tarifária de Distribuição

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

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)
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
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Andrey Vinícius Altoé	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
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 III – RELATÓRIO DE ANÁLISE DOS CUSTOS DE REDE BÁSICA E CONEXÃO

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

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

Em 27 de abril de 2026, a Amazonas Energia (Âmbar Energia) por meio da Carta CTA – PR nº 012/2026 [\[15\]](#), apresentou proposta de Reajuste Tarifário Anual de 2026.

Neste Anexo da Nota Técnica nº 69/2026-STR serão destacados aqueles pleitos considerados extraordinários, abaixo reportados, com indicação do respectivo item da correspondência supracitada.

Reconhecimento da correção dos dados ausente no SAMP/RTA/2025

No item 3, a distribuidora alega que, no âmbito do RTA de 2025, os montantes de mercado associados à GD II e GD III, referentes aos meses de fevereiro, março e abril de 2025, não teriam sido corretamente processados na base de mercado utilizada no cálculo tarifário. Segundo a empresa, o problema decorreu de inconsistências na extração dos dados do sistema, que teriam impedido o adequado carregamento das informações no ambiente de cálculo, afetando o reconhecimento dos valores associados ao mercado de compensação de energia elétrica. A distribuidora informa que identificou a inconsistência ainda no curso do processo tarifário e encaminhou arquivos para reprocessamento, mas sustenta que não houve tempo hábil para sua incorporação antes da homologação do resultado do RTA de 2025.

Com base em simulação própria, a empresa afirma que a não consideração desses dados teria resultado em ausência de cobertura tarifária dos subsídios associados ao mercado de GD nos referidos meses, estimando impacto superior a R\$ 6,3 milhões, desconsiderada a GD I. Em razão disso, pleiteia que tal diferença seja reconhecida no RTA de 2026, a título de componente financeiro, em função dos ajustes posteriormente realizados no SAMP.

Resposta STR

Entende-se pelo não acatamento do pleito. Em primeiro lugar, observa-se que os dados cuja consideração se pretende não foram encaminhados em prazo compatível com o rito do processo tarifário de 2025. A própria narrativa da distribuidora indica que os arquivos destinados ao reprocessamento não puderam ser incorporados ao cálculo antes da homologação do resultado tarifário, o que evidencia que a providência corretiva foi buscada quando já não havia janela processual útil para sua análise e consideração no respectivo ciclo tarifário.

Em segundo lugar, cumpre registrar que as informações de mercado devem ser prestadas tempestivamente, de forma a possibilitar sua adequada análise, consistência e incorporação ao cálculo tarifário dentro das etapas e prazos do processo regulatório. Em precedente da STR relativo a pedido de ajustes do SAMP associados à energia compensada e à energia injetada de MMGD, registrou-se expressamente que a correta prestação das informações de mercado, dentro dos prazos do rito tarifário, é condição necessária para sua utilização no cálculo do processo em curso. Naquele caso, a STR consignou que admitir o aproveitamento posterior desses dados no processo subsequente comprometeria a lógica procedimental do rito tarifário e a segurança regulatória.

Além disso, a revisão posterior de dados dessa natureza não autoriza, em regra, o recálculo retroativo e isolado de efeito específico em processo tarifário subsequente. A STR já assentou que informações de mercado associadas à GD/MMGD geram efeitos difusos em diversos componentes do cálculo tarifário, não sendo adequado revisitar, em ciclo posterior, apenas um efeito particular decorrente da ausência ou da retificação extemporânea dessas informações.

Aprovação em caráter excepcional o direito a cobertura tarifária como neutralidade de custos ao Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST)

No item 5, a distribuidora reitera pleito anteriormente apresentado à ANEEL, por meio da correspondência CTA-DRR nº 201/2025^[16], referente à neutralidade dos custos dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) aplicados ao ponto de conexão da SE Nova Caladinho, no contexto do projeto de interligação de Humaitá. Segundo a empresa, em razão dos atrasos na implantação do empreendimento, ela passou a suportar custos de EUST sem a correspondente contrapartida tarifária, motivo pelo qual requer, em caráter excepcional, o reconhecimento do direito à cobertura tarifária desses valores.

De acordo com a distribuidora, o pedido está associado ao fato de que a Subestação Nova Caladinho já se encontrava tecnicamente apta para energização, ao passo que a SE Humaitá e a linha de distribuição Novo Caladinho II/Humaitá permaneciam sem conclusão em razão de entraves no licenciamento ambiental do projeto de interligação. A empresa sustenta que tais atrasos decorreram de fatores alheios à sua gestão, especialmente da demora na obtenção de licença ambiental junto ao IBAMA, razão pela qual entende não ser legítima a imputação dos custos decorrentes dessa situação à concessionária.

Assim, a distribuidora pleiteia que a ANEEL autorize a neutralidade do custo do EUST e da RAP associados ao ponto de conexão da SE Nova Caladinho, com aprovação excepcional de cobertura tarifária dos valores já pagos em 2025 e daqueles com vencimento em 2026, para consideração no processo tarifário subsequente.

Resposta da STR

Entende-se pelo não acatamento do pleito de neutralidade dos custos e, conseqüentemente, pela ausência de cobertura tarifária, no atual processo, dos custos de rede básica e conexão relativos a Caladinho II, tendo em vista que persiste a caracterização de PIT (Pendência Impeditiva de Terceiros) no caso em análise. Essa conclusão decorre da disciplina expressa constante do Módulo 3 das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, segundo a qual os pagamentos dos encargos e as demais obrigações do CUST e do CCT dos pontos de contratação associados a FT ou grupo de FT com TLR emitido com PIT serão devidos, a partir da data especificada no TLR, pelos terceiros responsáveis pelas pendências impeditivas, sendo expressamente vedado, no caso das distribuidoras responsáveis por PIT, o repasse desses pagamentos à TUSD.

Além disso, o Submódulo 3.3 A do PRORET estabelece que os custos com conexão das instalações e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição somente serão repassados aos consumidores no processo tarifário da distribuidora acessante a partir da efetiva utilização do serviço, ainda que seu pagamento seja devido à respectiva transmissora ou distribuidora acessada desde a disponibilização do ativo. Assim, a mera exigibilidade contratual do pagamento do encargo não implica, por si só, o direito ao seu reconhecimento tarifário, quando ausente a efetiva utilização do serviço pela distribuidora acessante.

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^[17]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

RESULTADOS CVA					
Item	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	72.120.539,30	0,00	72.120.539,30	76.174.161,95	81.612.304,96
CDE Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede Básica	5.767.236,77	-529.858,38	5.237.378,39	5.442.058,36	5.830.571,88
Compra de Energia	-229.403.698,71	377.543.666,28	148.139.967,58	150.351.240,34	161.084.952,75
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	-5.535.259,44	0,00	-5.535.259,44	-5.745.338,99	-6.155.503,98
ESS	-22.481.970,19	-24.613.739,53	-47.095.709,73	-51.869.382,23	-55.572.384,82
CVA Total	-179.533.152,27	352.400.068,37	172.866.916,10	174.352.739,44	186.799.940,79

* 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 13,72%. 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 4,26% e está detalhado no gráfico a seguir:

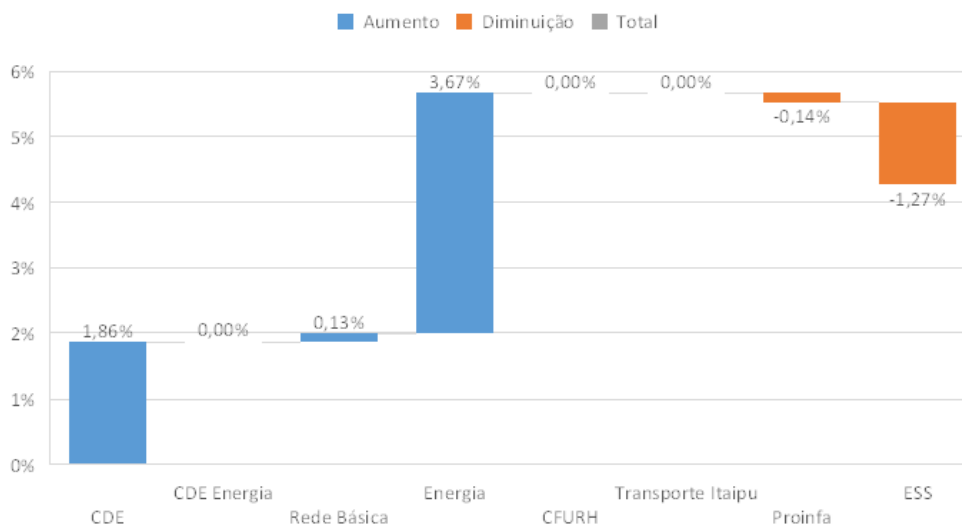


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 2,83% de redução no reajuste das tarifas.

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

ESS/EER

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

Tabela 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\$)
mar-25	-69.972,59	19.592.502,32	-	-27.592.497,31	37.073,92
abr-25	-5.013,18	17.061.680,06	-	-125.330,77	3.734,53
mai-25	118.959,22	19.099.062,82	-	-1.788,83	59.132,70
jun-25	-16.424,30	16.984.446,63	-	-	993,94
jul-25	-89.455,93	13.988.602,74	-	-	30.190,86
ago-25	-119.559,12	14.297.458,68	-	-281.722,44	22.072,59
set-25	-82.390,90	10.085.536,16	-	-376.487,61	36.078,42
out-25	-30.923,20	11.348.770,01	-	-389.847,04	52.789,08
nov-25	-131.946,84	11.511.816,01	-	-	88.968,22
dez-25	-73.303,60	13.948.006,85	-	-	157.378,49
jan-26	-28.742,13	14.243.061,50	-	-	155.811,52
fev-26	-39.836,91	13.243.897,51	-	-	12.142,12
Total	-568.609,48	175.404.841,29	0,00	-28.767.674,00	656.366,39

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.

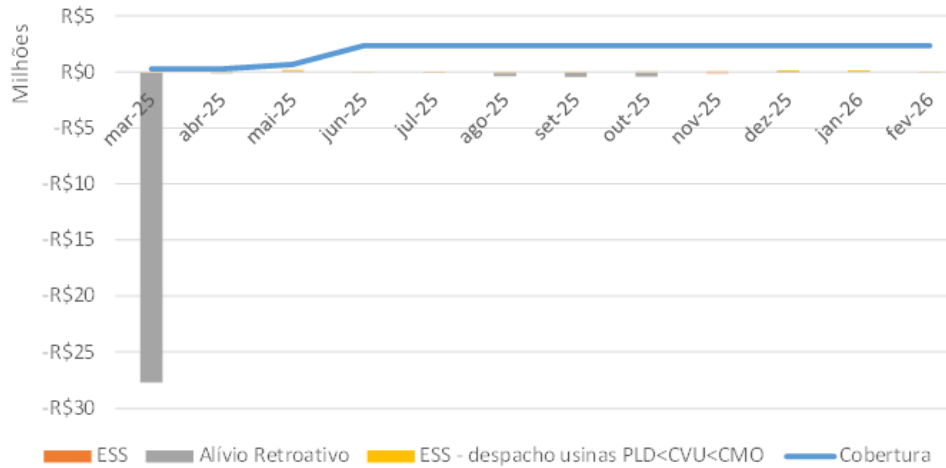


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

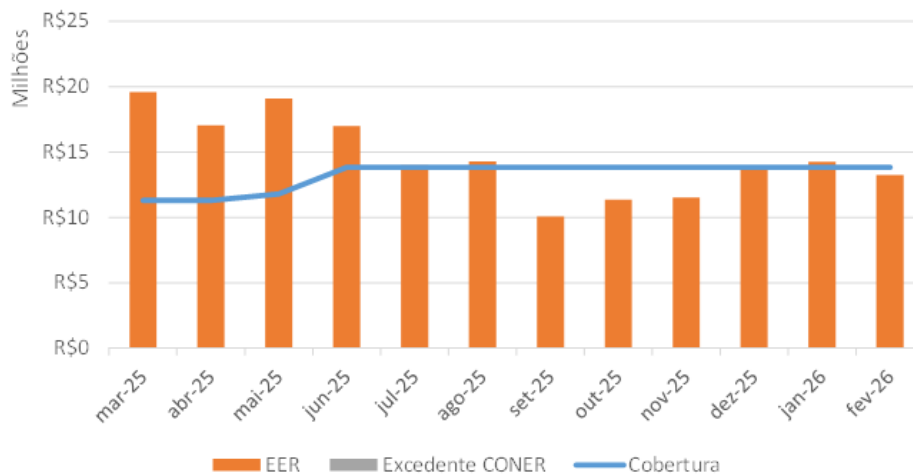


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(28.679.917,09)	22.323.361,03	(51.003.278,12)
EER	175.404.841,29	158.806.055,46	16.598.785,83

Compra de Energia

8. A tabela a seguir 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	3.720.042	33,0%
CCEAR-D	4.381.021	38,9%
MCS D	-	0,0%
CCEN	181.167	1,6%
PROINFA	111.313	1,0%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	3.201.767	28,4%
CCGF	740.700	6,6%
GP	-	0,0%
MCS D EN	(1.063.832)	(9,4%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	11.272.177	100,0%

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

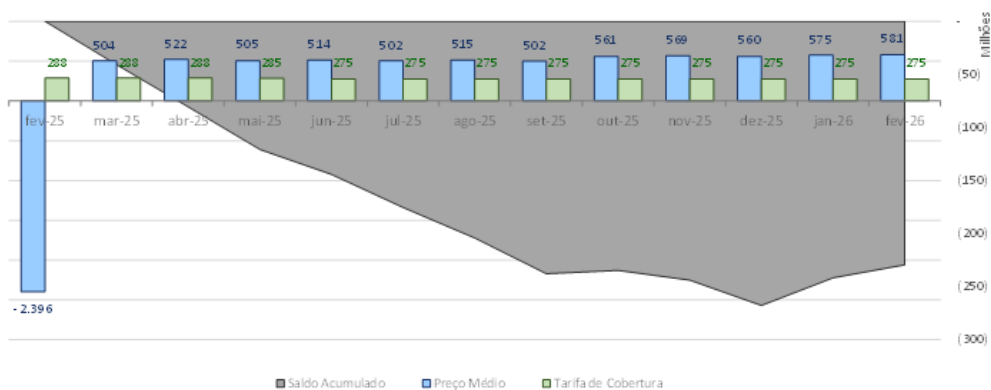


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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	- 30.192.711,98
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 2.026.608,51
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 3.035.769,02
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	319.265.428,53
Efeito Disponibilidade - CCEN	541.757,43
Exposição entre Submercados	20.863.089,26
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	25.638.771,15
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	124.292.492,82
Demais Itens	- 826.191,99
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 2.444.629,82
MAC - Energia	12.705.700,88
Recontabilização dos MAC - Energia	- 7.882,50
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 87.229.779,97
Ressarcimentos	-
Total	377.543.666,28

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 1.915.414,80
Efeito do CCGF	- 261.898,33
Efeito do CCEN	32.857,78
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	31.657,38
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 331.831,85
Total	- 2.444.629,82

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

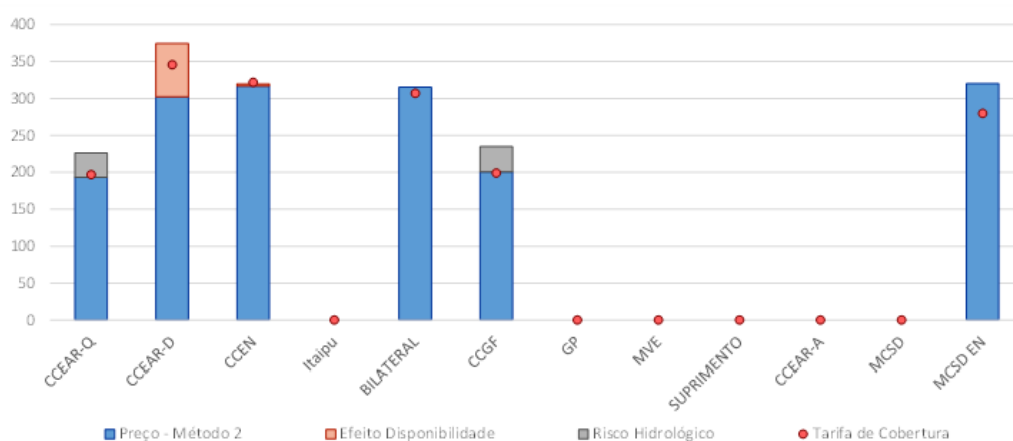


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 3,67% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

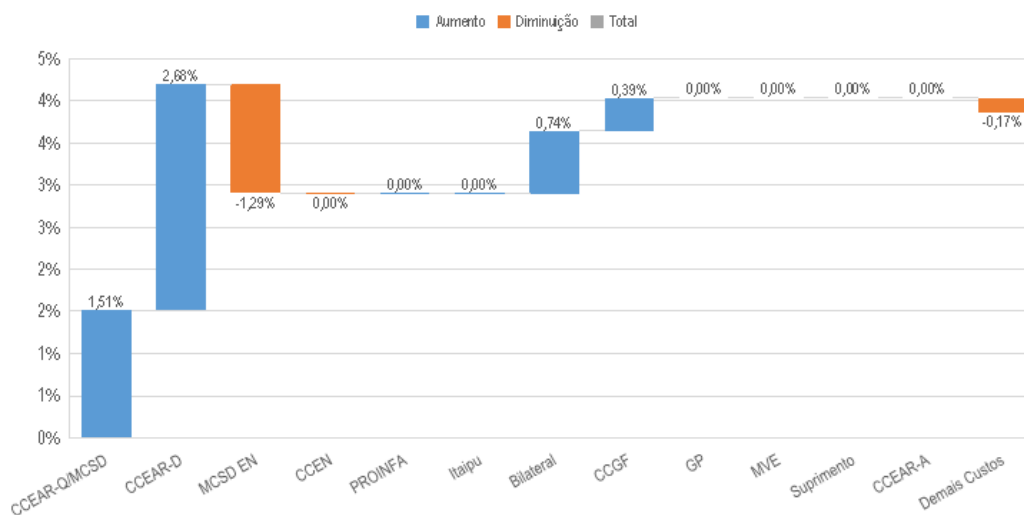


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

Tabela 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	-0,99%
CCEAR-Q/MCSD	-0,36%
MCSD EN	-1,29%
CCEN	-0,02%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,64%
CCGF	0,04%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	4,76%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	4,91%
Demais Custos	-0,17%
Total	3,76%

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

14. O efeito elevado do “Risco Hidrológico e CCEAR-D” foi devido a geração efetiva das usinas ser menor do que a contratada (garantia física). Ressalta-se ainda que foram ajustados pagamentos de contratos bilaterais da CVA de 2025, que haviam aplicado um ACR médio desatualizado. Dessa forma, fez-se o ajuste pelo ACR médio correto.

Glosa de Energia

15. Tendo em vista que a distribuidora apresentou, para o período em questão, uma carga real superior à energia requerida regulatória, 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\$)
mar-25	372.321	843.179	606.962	236.218	267,00	287,61	-4.867.895
abr-25	381.706	852.276	613.510	238.766	274,26	287,61	-3.186.199
mai-25	394.643	909.381	654.617	254.764	268,19	285,26	-4.349.555
jun-25	386.174	869.000	625.548	243.451	283,81	275,48	2.028.582
jul-25	397.643	931.583	670.599	260.984	270,76	275,48	-1.232.226
ago-25	404.235	973.859	701.031	272.828	273,91	275,48	-428.385
set-25	422.702	966.815	695.961	270.854	263,30	275,48	-3.297.124
out-25	410.023	947.294	681.909	265.386	276,48	275,48	266.160
nov-25	399.275	940.316	676.886	263.431	288,14	275,48	3.335.651
dez-25	383.324	905.744	651.999	253.745	300,17	275,48	6.264.291
jan-26	364.961	855.906	616.123	239.783	326,44	275,48	12.219.939
fev-26	333.957	766.463	551.737	214.725	384,64	275,48	23.439.472
mar-26	-	-	-	-	-	-	-
Total	4.650.962	10.761.816	7.746.881	3.014.935	288,23	278,22	30.192.711,98
% perda s. mercado venda		131,39%	66,57%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. O componente financeiro de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi apurado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET. Para o período de 01/03/2025 e 01/02/2026, foi apurado um repasse de R\$ -0,02 a preços de maio/2026.

17. No ano civil de 2025 houve sobrecontratação/exposição de energia de 536.689,03 MWh, que representa 6,91% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o montante de exposição/sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.

18. Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo são 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, informados pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 10.585.149,52.

19. 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\$ 10.585.149,51, já atualizado para preços de maio/2026.

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

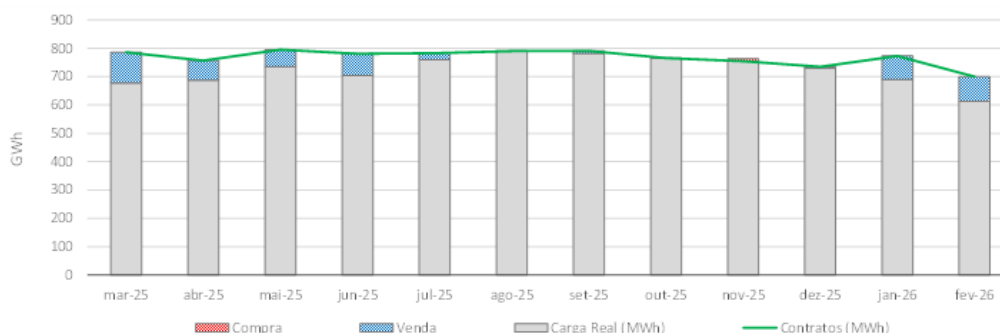


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

21. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo ^[18] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

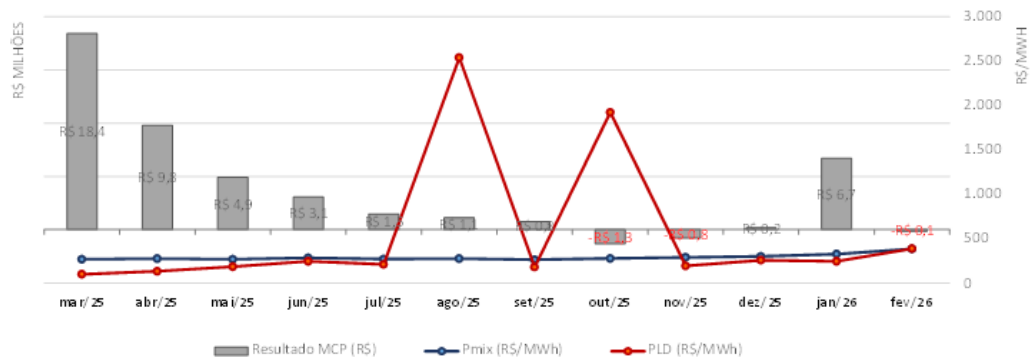


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

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

Tabela 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*	4,91%
Risco Hidrológico de CCGF	0,35%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,87%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	2,68%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,18%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,47%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,71%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-0,69%
Resultado MCP	R\$0,00
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$25.283.395,15
ESS + CONER	-R\$55.572.384,82
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	2,04%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,09%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,13%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	2,01%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

23. 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 2,04%.

24. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 0,90% ^[19].

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,99%
CCEAR-Q/MCSD	-0,36%
MCSD EN	-1,29%
CCEN	-0,02%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,64%
CCGF	0,04%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	1,89%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,01%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,04%
Demais Custos	-0,17%
Total	0,90%

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

25. 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 entre 01/03/2025 e 01/02/2026, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 4,77%.

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

26. 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.
27. 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).
28. 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.
29. 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.
30. 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.
31. No presente processo, foram considerados os seguintes atos e documentos:
- **TUST em DRP:** REH nº 3.482/2025
 - **MUST em DRP:** CUST nº 069/2013 (Aditivos: 18 a 21).
 - **Encargos em DRP:** REH nº 3.481/2025 (Anexo II)
32. 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 às Transmissoras envolvidas no processo.
- **Amazonas Energia:** Ofício nº 145/2026-STR/ANEEL – SEI: 0339723;
 - **Axia Energia:** Ofício nº 146/2026-STR/ANEEL – SEI: 0339731;
 - **Manaus TE:** Ofício nº 147/2026-STR/ANEEL – SEI: 0339734;
 - **Parintins TE:** Ofício nº 148/2026-STR/ANEEL – SEI: 0339736;
 - **Energisa TE (EAM):** Ofício nº 149/2026-STR/ANEEL – SEI: 0339741.
33. Em resposta, foram recebidas as correspondências apresentadas a seguir, as quais subsidiaram a análise do cálculo dos encargos.
- **Amazonas Energia:** Carta nº CTA - PR Nº 027/ 2026 – SEI: 0349009;
 - **Axia Energia:** Carta nº CTA-RR|RGTRRG-00873/2026 – SEI: 0348902;
 - **Manaus TE:** Carta nº Evoltz 060/2026 – SEI: 0349990;
 - **Parintins TE:** Carta nº PARINTINS 582172/2026 – SEI: 0346457;
 - **Energisa TE (EAM):** Carta nº ENERGISAETE/VPR-ANEEL/Nº011/2026 – SEI: 0345389.
34. De forma objetiva, além das informações de concordância com os valores encaminhados:
- (i) Sobre o ponto de conexão CALADINHO II 138 kV (IB 138 kV MG 230 kV CALADINHO II MG1 RO IB1 e EL 138 kV CALADINHO II DIST1), tanto a Transmissora Axia Energia quanto a Distribuidora Amazonas Energia informaram que o ponto está com status “em operação” desde julho de 2025, com TLD do ONS, mas ainda não houve a efetiva conexão pela Distribuidora.
- (ii) Sobre o ponto de conexão PR.FIGUEIREDO 69 kV (IB 69 kV MG 230 kV PR.FIGUEIREDO MG1 AM IB1 e EL 69 kV PR.FIGUEIREDO DIST1), tanto a Transmissora Energisa (EAM) quanto a Distribuidora Amazonas Energia informaram que o ponto está com status “em operação”, com TLD do ONS, e já com a efetiva conexão pela Distribuidora desde junho de 2025.
35. Todas as características descritas na aba “Análise de RAP” foram adequadas na nova Planilha de Encargos de Conexão versão 02 (Encargo RB e CO_v77L_AmE_RTA_2026_V02), após análise das respostas e observações anotadas pelas empresas. Ao final, avaliou-se o impacto das observações no “status” de cada módulo e nos encargos de conexão, se efetivamente estes estão em utilização ou não pela Distribuidora para atendimento aos consumidores da área de concessão, o que justifica sua consideração nos encargos a serem pagos na cobertura tarifária da Distribuidora.
36. Nesse contexto, é premente reforçar o que estabelece o Submódulo 3.3A do Proret:

37. “7. Os custos com conexão das instalações e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição somente serão repassados aos consumidores no processo tarifário da distribuidora acessante a partir da efetiva utilização do serviço, embora seu pagamento seja devido à respectiva transmissora ou distribuidora acessada desde a disponibilização do ativo.”

38. Dessa forma, os custos das instalações que não prestam efetivamente serviço ao consumidor não foram repassados à tarifa dos consumidores.

39. A Tabela III.1, a seguir, 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.2 - Variação dos custos de Transmissão.

	RTA 2025 - AmE (R\$)	RTA 2026 - AmE (R\$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	19.519,20	21.157,72	8,39%
MUST Fora-Ponta	20.161,20	21.430,25	6,29%
Contratação Geral	39.680,40	42.587,97	7,33%
TUST-RB	6.872,22	6.279,84	-8,62%
TUST-RBF	784,88	854,19	8,83%
Despesa da Rede Básica	272.692.456,80	267.445.795,80	-1,92%
Despesa da Rede Básica Fronteira	31.144.432,40	36.378.243,40	16,80%
Despesa Total RB/RBF	303.836.889,20	303.824.039,20	0,00%
Conexão (parcela repassável)	4.817.973,48	5.471.399,74	13,56%

Encargo de Uso de Rede Básica

40. 14. O custo total com RB/RBF se manteve estável em relação ao período anterior. A principal razão para isso foi que a ampliação dos custos de fronteira foi compensada pela variação negativa dos custos de rede básica. O primeiro variou em função do efeito inflacionário considerado no processo de reajuste e da ampliação de autorizações no período, enquanto o segundo foi impactado pela ampliação do cenário nacional no cálculo da TUST, o que vem sendo adotado gradualmente desde o ciclo 2023/2024, em especial ao alocar maior custo aos usuários que recebem a energia oriunda do fluxo de exportação do Norte para os demais submercados, condição predominante no sistema de transmissão atual.

41. 15. Destacamos que em virtude de existir Pendência Impeditiva de Terceiros (PIT) atribuída pelo ONS à distribuidora na entrada em operação das instalações relacionadas com a SE CALADINHO II 138 kV, os custos associados a esta instalação não foram repassados à cobertura tarifária (não foram imputados aos consumidores da distribuidora), embora seu pagamento seja devido à transmissora.

Conexão

42. 16. Os Custos com Encargos de Conexão repassáveis aos consumidores tiveram uma variação de 13,56%. Essencialmente, essa variação ocorreu em virtude do efeito inflacionário realizado no processo de reajuste 2025 da RAP, bem como à entrada em operação da SE Presidente Figueiredo.

43. 17. Salienta-se que, como ocorreu com os custos de RB/RBF, os valores de conexão associados à SE CALADINHO II 138 kV não foram repassados aos consumidores, uma vez que existem PIT atribuídas à distribuidora. Se esse novo ponto tivesse sido considerado, haveria um impacto adicional de cerca de 26% nos encargos de conexão da Amazonas Energia.

Comentários adicionais

44. 18. Reforçamos que os valores de RB/RBF considerados em DRA e constantes na Tabela III.1 se referem aos utilizados 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. Ou seja, os valores ora apresentados para os custos de conexão e avaliados neste anexo são os aprovados nas REH da RAP cabendo, nos valores efetivamente considerados, atualização até o fechamento de cada processo tarifário de distribuição.

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

I - OBJETIVO

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

46. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)[\[1\]](#), os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e

na legislação setorial vigente.

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

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

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

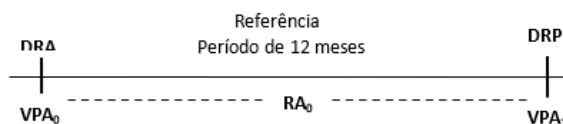
48. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu 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.

49. 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.

50. 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;

51. 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.

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



53. 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:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

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

54. 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.

55. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) 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.

B Cômputo da Parcela A

56. 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.

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

Encargos Setoriais

58. 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

59. 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;

60. 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 – MMDG; e

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

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

61. 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 .

62. 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 .

63. 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

64. 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)

65. 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

66. 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.

67. 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

68. 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.

69. 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

70. 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.

71. 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.

72. 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.

73. 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

74. 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

75. 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

76. 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.

77. 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”.

78. 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.

79. 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 n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

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

iii) **Leilões de Ajuste:** são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto 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

80. 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.

81. 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.

82. 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^[1].

83. 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

84. 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.

85. 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.

86. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits^[2] considerando o período de referência em questão.

87. 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.

88. 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

89. 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";

90. 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.

91. O Fator X ^[3] 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:

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

92. 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

93. 41. 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.

94.

95. 42. 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.

I. E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

96. 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^[4].

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

98. 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

99. 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).

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

Ø 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.

Ø 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.

Ø 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.

100. 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

101. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET ^[6], aprovado pela REN nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

102. 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

103. 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 ^[7] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

104. 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.

105. 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.

106. 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.

107. 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

108. 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.

109. 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] 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.

[2] 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.

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

[4] 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>

[5] 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.

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

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

[8] Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência, conforme mercado SAMP declarado pela distribuidora.

[9] Destaca-se que o orçamento da CDE Uso é objeto de discussão da Consulta Pública nº 44/2026, sendo que, conforme consignado na Nota Técnica nº 237/2025-STR/ANEEL (SEI nº 0252373), o principal fator responsável pelo seu aumento foi a incorporação da CDE-GD, extinta em decorrência da aplicação da Lei nº 15.269/2025. A referida norma afastou a alocação exclusiva, aos consumidores cativos, dos custos associados aos subsídios da energia elétrica compensada pelas unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica – SCEE, instituída pela Lei nº 14.300/2022.

[10] <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026/leilao-de-reserva-de-capacidade-contrata-18-97-gw>.

[11] Para o encargo em tela está sendo considerado o valor provisório indicado na NT 62/2026, sendo que eventual diferença em relação ao valor definitivo a ser homologado pela Diretoria Colegiada será compensado no RTA de 2027 mediante apuração da CVA.

[12] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[13] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[14] A Medida Provisória (MP) 1.232 foi editada com o objetivo de permitir a sustentabilidade econômico-financeira do serviço de distribuição de energia elétrica no Estado do Amazonas.

[15] Documento SEI nº 48500.011683/2026-63 (SEI 0339375).

[16] Documento SEI nº 48500.036293/2025-15.

[17] 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.

[18] 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).

[19] 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.



Documento assinado eletronicamente por **Arthur José Quintão Silva, Especialista em Regulação**, em 14/05/2026, às 20:12, 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 **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 14/05/2026, às 20:04, 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 **0354941** e o código CRC **0A99C6DF**.
