

NOTA TÉCNICA Nº 52/2026-STR/ANEEL

Referência: 48500.030704/2025-69

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. – ESE 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 Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. – ESE, a vigorar a partir de 22 de abril de 2026, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 7/1997 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 **ESE**, sediada na cidade de **Aracajú - SE**, atende aproximadamente **919 mil** unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ **1,91 bilhão**.

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

Tabela 1 - Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	840.857	132.778	43,3%
Industrial	1.578	86.583	28,2%
Comercial	48.005	32.131	10,5%
Rural	19.832	10.996	3,6%
Iluminação Pública	1.438	11.149	3,6%
Poder Público	5.615	14.180	4,6%
Serviço Público	1.698	12.787	4,2%
Demais classes	161	6.203	2,0%
Total	919.184	306.807	100%

Fonte: SAMP – competência fevereiro/2026.

4. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 3.444, de 15 de abril de 2025, o Reajuste Tarifário Anual da [ESE](#) de 2025 representou, em média, uma variação das tarifas de 7,00%.
5. No dia 2 de maio de 2025, por meio do Ofício CTA-RRRTT00667/2025 [\[1\]](#), a Eletrobras Chesf interpôs Pedido de Reconsideração em face da REH nº 3.444/2025, requerendo a alteração da REH nº 3.444/2025, para considerar as receitas associadas ao módulo de Entrada da Linha 69kV para Xingó associada à subestação Zebu II, conforme disposto na Resolução Homologatória nº 3.348/2024.
6. Na 3ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2026, realizada em 10 de fevereiro de 2026, a Diretoria, por unanimidade, decidiu conhecer e, no mérito, dar provimento ao Pedido de Reconsideração interposto pela Companhia Hidrelétrica do São Francisco – Chesf em face da Resolução Homologatória nº 3.444/2025, no sentido de reconhecer o valor de R\$ R\$ 633.068,92 (seiscentos e trinta e três mil, sessenta e oito reais e noventa e dois centavos), a preços de junho de 2025, em favor da referida transmissora, a ser considerado no cálculo do encargo de transmissão no próximo processo tarifário da Energisa Sergipe – Distribuidora de Energia S.A. – ESE. O Despacho ANEEL n. 527/2026 materializa a decisão.
7. 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 24 de fevereiro de 2026[\[2\]](#).
8. Em 27 de março de 2026, a STR recebeu o Memorando nº 84/2026-SFF/ANEEL[\[3\]](#), com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A, garantias Financeiras e receitas de UDEROR.
9. Em 24 de março de 2026, a SGM, por meio do Memorando nº 39/2026-SRM/ANEEL[\[4\]](#), encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrado pela [ESE](#).
10. Em 6 de abril de 2026, a STR encaminhou planilhas finais de cálculo aos representantes da distribuidora[\[5\]](#) e do Conselho de Consumidores[\[6\]](#).
11. Na mesma data, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais[\[7\]](#) que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

12. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de [2026](#) da [ESE](#) conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de [14,16%](#), sendo de [16,36%](#), em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de [13,51%](#), em média, para

os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consumo	Varição
Alta Tensão (AT)	16,36%
A3 (= 69 kV)	17,63%
A4 ($\geq 2,3\text{kV} \leq 25\text{kV}$)	16,11%
Baixa Tensão (BT)	13,51%
B1 (Residencial)	13,31%
B2 (Rural)	13,98%
B3 (outros)	13,98%
B4 (Iluminação Púb.)	14,01%
Efeito Médio (AT + BT)	14,16%

13. O efeito médio de 14,16% decorre:

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

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

(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 5,46%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por -1,73%, conforme Tabela 3:

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

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Varição	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.175.085.006	1.279.175.942	8,9%	5,46%	64,7%
Encargos Setoriais	308.534.321	368.242.644	19,4%	3,13%	18,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.750.537	2.670.184	-2,9%	-0,00%	0,1%
Conta de Des env. Energético – CDE (USO)	153.357.857	222.595.263	45,1%	3,63%	11,3%
Conta de Des env. Energético – CDE Conta-Covid	0	-	-100,0%	-0,00%	0,0%
Conta de Des env. Energético – CDE Eletrobrás	0	(1.743.453)		-0,09%	-0,1%
Conta de Des env. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica	35.804.346	36.314.743	1,4%	0,03%	1,8%
Conta de Des env. Energético – CDE GD	7.834.158	0	-100,0%	-0,41%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Res erv. - EER/ERCAP	54.040.067	57.766.400	6,9%	0,20%	2,9%
PROINFA	37.898.740	32.833.120	-13,4%	-0,27%	1,7%
P&D, Efic. Energ e Res sarc. ICMS Sist. Isol.	16.763.801	17.723.372	5,7%	0,05%	0,9%
ONS	84.815	83.014	-2,1%	-0,00%	0,0%
Custos de Transmissão	146.755.643	153.775.905	4,8%	0,37%	7,8%
Rede Básica	101.103.411	120.368.715	19,1%	1,01%	6,1%
Rede Básica Fronteira	34.036.655	21.514.560	-36,8%	-0,66%	1,1%
Conexão	11.615.578	11.892.630	2,4%	0,01%	0,6%
Custos de Aquisição de Energia	719.795.042	757.157.393	5,2%	1,96%	38,3%
PARCELA B	730.162.778	697.201.207	-4,5%	-1,73%	35,3%
IRT	1.905.247.784	1.976.377.149		3,73%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		87.072.742		4,42%	
CVA em processamento - Energia		70.237.227		3,56%	
CVA em processamento - Transporte		14.811.247		0,75%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		38.823.285		1,97%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(2.166.581)		-0,11%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(7.720.616)		-0,39%	
Financeiro CDE Eletrobras		(0)		0,00%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(248.965)		-0,01%	
Sobrecontratação		(11.444.905)		-0,58%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		619.800		0,03%	
Reversão de Risco Hidrológico		(37.904.743)		-1,92%	
Previsão de Risco Hidrológico		43.859.787		2,22%	
Repasso de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias		(31.369)		0,00%	
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025		17.814.617		0,90%	
Déficit de faturamento - Energia Angra - Baixa Renda- Art. 2º da Lei 15.235/2025		1.434.762		0,07%	
Créditos de PIs/Cofins		(908)		0,00%	
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)		(364.068)		-0,02%	
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(3.848.438)		-0,20%	
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(194.707)		-0,01%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(36.314.743)		-1,84%	
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023		(7.769)		0,00%	
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024		(271.730)		-0,01%	
Descasamento de Permissionárias		(8.440)		0,00%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				6,01%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				14,16%	

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

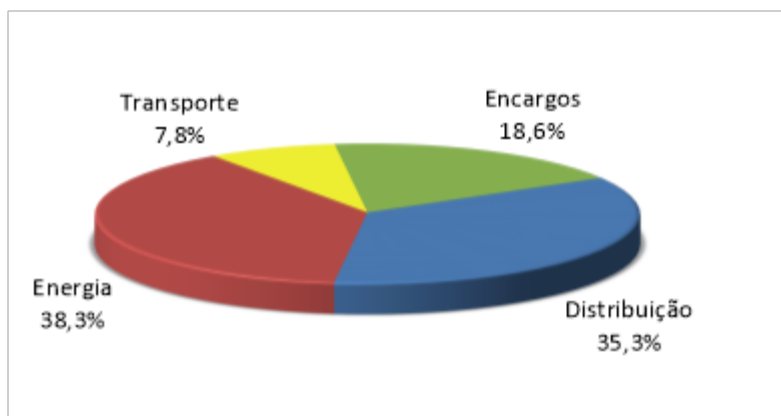


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

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 18,44% para o ICMS e 5,10% para o PIS e COFINS (total de 23,54% por dentro), o que equivale a uma majoração de 30,8% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

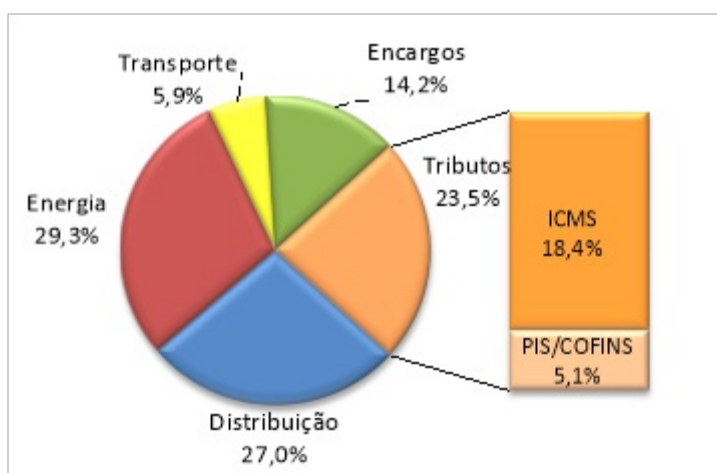


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

18. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. Período de Referência

19. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ESE é de abril/2025 a março/2026.

IV.3. Receita Anual

20. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 1.905.247.784, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	2.414.884	1.657.187.944
A3 (69 kV)	34.488	15.403.155
A4 (2,3 kV a 25 kV)	288.422	182.464.558
BT (menor que 2,3 kV)	2.091.975	1.459.320.231
Suprimento	14.476	5.988.655
Livres A1	-	1.462.130
Demais Livres	1.001.757	223.079.380
Distribuição	46.855	7.637.510
Geração	-	9.892.165
Total	3.477.973	1.905.247.784

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

Tabela 5 - Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.750.537	2.670.184	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE (USO)	153.357.857	222.595.263	REH 3.564/2025
CDE Conta-Covid	0	-	Quitação
CDE Eletrobrás	0	(1.743.453)	DSP 1.536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	35.804.346	36.314.743	DSP 510/2023
CDE GD	7.834.158	0	Art. 23, Lei 15.269/2025
ESS / EER / ERCAP	54.040.067	57.766.400	DSP 3.880/2025
PROINFA	37.898.740	32.833.120	REH 3.558/2025
P&D e Eficiência Energética	16.763.801	17.723.372	Submódulo 5.6 do PRORET
Contribuição ONS	84.815	83.014	Contribuição 2025
Total de Encargos Tarifários	308.534.321	368.242.644	

22. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 19,4%, impactou o efeito médio em 3,13%.

23. Impactaram o efeito positivamente, principalmente: (i) a variação da cota de CDE USO, com contribuição de 3,63%, conforme orçamento previsto para 2026[9] e; (ii) a variação dos encargos ESS/EER/ERCAP, com impacto de 0,20%.

24. Em contrapartida, com contribuição negativa de -0,41%, 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.

25. 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

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

Tabela 6 - Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	101.103.411	120.368.715
Rede Básica Fronteira	34.036.655	21.514.560
Conexão	11.615.578	11.892.630
Total dos Custos de Transporte	146.755.643	153.775.905

27. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 4,8%, impactaram o efeito médio em 0,37%.

28. 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 0,37%. O Anexo III desta Nota Técnica apresenta melhor detalhamento dos custos de Rede Básica e Rede Básica Fronteira.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	7,21%	7,07%	REH 3.184/2023 e DSP 1.220/2025
Técnica (s/ merc. injetado)	8,26%	8,26%	REH 3.184/2023
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,45%	2,57%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	2.091.975	2.091.975	SAMP

30. Observe-se que o percentual de perdas não técnicas indicado em DRP refere-se ao mercado de baixa tensão medido, conforme metodologia de cálculo proposta na Nota Técnica nº 53/2025-STR/ANEEL, referente à conclusão da Consulta Pública nº 09/2024, publicado por meio do Despacho nº 1.220, de 22 de abril de 2025.

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

Tabela 8 - Energia (MWh)

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
(i) Mercado Total (Fornecimento + Suprimento - GD)	2.213.535	2.213.535
Fornecimento não BT	337.716	337.716
Fornecimento BT	2.170.356	2.170.356
Suprimento TE	13.727	13.727
Energia Injetada MMGD	(308.263)	(308.263)
(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)	1.067.334	1.067.334
Consumidores Livres	1.006.252	1.006.252
Uso Distribuição	61.082	61.082
(iii) - Perdas Totais	558.687	558.632
Perdas Rede Básica	66.271	69.527
Perdas na Distribuição	492.416	489.105
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	156.548	153.510
Perda Técnica (% PT x E_injetada)	335.868	335.594
Energia Requerida (i) + (iii)	2.772.221	2.772.167

32. 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 MMGD.

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

33. As fontes de informações referentes a montante e preço, por tipo de contrato, constam na Tabela 9.

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.567/2026 e NT 05/2026-STR
Bilaterais	Montante e preço	Memorando 39/2026-SGM/ANEEL
Cotas Lei n.º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.506/2025
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.558/2025
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

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

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

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	2.138.513	2.326.797	281,51	655.010.564
Existente - CCEAR-QTD	54	59	441,60	26.131
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.060.117	1.153.454	321,28	370.584.896
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	632.163	687.822	275,33	189.380.673
Madeira e Belo Monte	446.178	485.462	195,73	95.018.865
Energia Base	413.575	445.370	229,35	102.146.829
Cota Angra I/Angra II	59.936	65.213	361,56	23.578.418
Cotas Lei n° 12783/2013	301.189	327.707	239,75	78.568.411
PROINFA	52.450	52.450	-	-
Total	2.552.088	2.772.167	273,13	757.157.393

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

Tabela 11 - Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.089.256	1.060.117	-2,68%	314,33	321,28	2,21%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	633.466	632.163	-0,21%	264,98	275,33	3,91%
Madeira e Belo Monte	446.178	446.178	0,00%	188,55	195,73	3,80%
Cota Angra I e Angra II	102.146	59.936	-41,32%	308,74	361,56	17,11%
Cotas Lei n° 12.783/2013	398.750	301.189	-24,47%	201,91	239,75	18,74%
Proinfa	54.240	52.450	-3,30%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	48.185	220.079	356,7%	277,63	278,40	0,3%
TOTAL	2.772.221	2.772.167	0,0%	259,65	273,13	5,2%

36. 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.

37. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a [ESE](#), devido as variações dos preços dos contratos de energia, levaram a um impacto no efeito médio de **1,96%**. Destacam-se, de forma positiva, o impacto da atualização dos preços dos CCEARs (0,71%) e das cotas Lei 12.783/2013 (0,98%). O Gráfico 3 ilustra as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

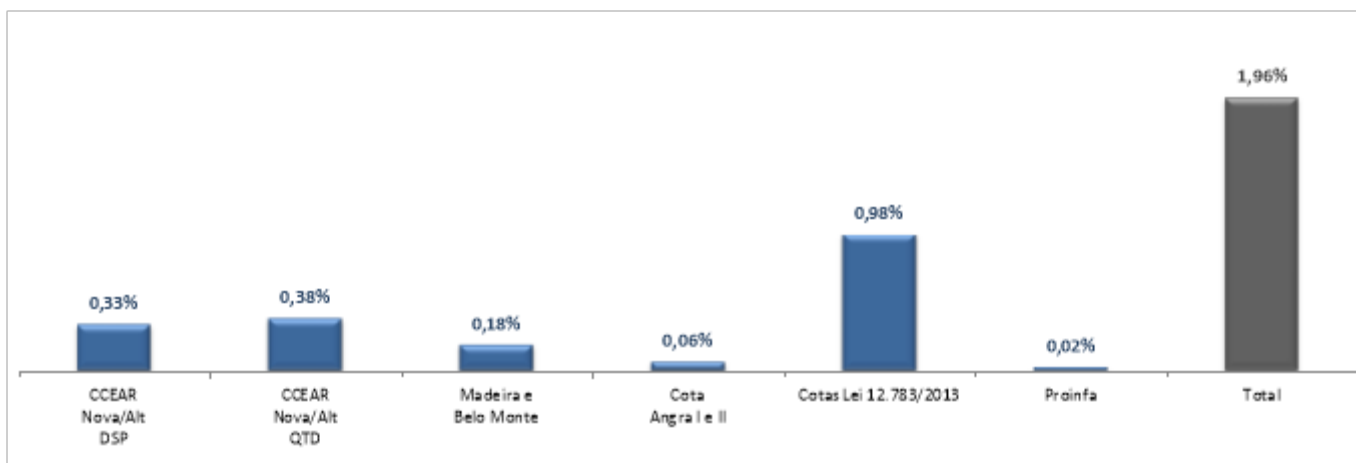


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

IV.5. PARCELA B

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

Tabela 12 - Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	730.162.778	Equação (1) do Proret 3.1
(2) IGP-M	-1,83%	FGV
(3) Fator X	2,68%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,42%	REH 3.184/2023
(3.2) Componente T do Fator X	2,63%	REH 3.184/2023
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,37%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	697.201.207	

39. A atualização da Parcela B representou -1,73% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M de -1,83%, no período de referência, descontada do Fator X, de 2,684%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 13 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	70.237.227	3,56%
CVA em processamento - Transporte	14.811.247	0,75%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	38.823.285	1,97%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(2.166.581)	-0,11%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(7.720.616)	-0,39%
Financeiro CDE Eletrobras	(0)	0,00%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(248.965)	-0,01%
Sobrecontratação	(11.444.905)	-0,58%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	619.800	0,03%
Reversão de Risco Hidrológico	(37.904.743)	-1,92%
Previsão de Risco Hidrológico	43.859.787	2,22%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias	(31.369)	0,00%
Recomposição de diferença de cobertura CDE GD - RTA 2025	17.814.617	0,90%
Déficit de faturamento - Energia Angra - Baixa Renda- Art. 2º da Lei 15.235/2025	1.434.762	0,07%
Créditos de Pis/Cofins	(908)	0,00%
Reversão de Créditos de modicidade (REN 1.000/2021)	(364.068)	-0,02%
Arrecadação CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)	(3.848.438)	-0,20%
Arrecadação CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(194.707)	-0,01%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(36.314.743)	-1,84%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	(7.769)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(271.730)	-0,01%
Descasamento de Permissionárias	(8.440)	0,00%
Total	87.072.742	4,42%

41. Conforme indicado na Tabela 13, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de [4,42%](#) 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 6,28%)**. Esse resultado decorre da diferença entre a cobertura concedida para os itens de Energia, Transporte e Encargos nos processos tarifários anteriores e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA. Individualmente, estes itens contribuíram para formação da CVA, respectivamente, em 3,56%, 0,75% e 1,97%;
- b) **Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de -0,58%)**. Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação) observado no período de apuração da CVA, e com base em dados fornecidos pela CCEE;

42. Ressalta-se que o Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

- c) **Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (REN nº 1.000/2021)**. Trata-se de recursos recebidos e informados pela distribuidora associados: (i) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no §5º Art. 141; (ii) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §4º Art. 142; (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do

Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme §3º Art. 171; e (iv) repercussão financeiras aplicadas a consumidores potencialmente livres em função de desistência de migração para o ACL, conforme Inciso II do Art. 168. Por correspondência, a ESE informou que o volume contabilizado para o presente processo foi de -R\$ 364,1 mil, o que representa um efeito de -0,02% no resultado;

- d) Arrecadação de encargo CDE Escassez e Covid dos consumidores migrantes** Por correspondência, foi solicitado à ESE informações sobre os Encargos Tarifários da Conta Escassez Hídrica e Conta Covid 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\$ 3,85 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,20%, e R\$ 194 mil, correspondendo ao efeito tarifário de -0,01%, respectivamente;
- e) Recomposição do déficit de cobertura da CDE GD (efeito de 0,90%).** No processo tarifário de 2025 foi considerada cobertura tarifária do encargo de CDE GD inferior à respectiva obrigação de pagamento disposta na REH 3.864/2025. Tendo em vista que não há previsão de apuração de CVA para o encargo em tela, fez-se necessária a apuração de componente financeiro para recomposição do déficit de cobertura. Neste sentido, a partir das informações prestadas pela CCEE relativas aos pagamentos efetuados pela empresa, a STR apurou componente financeiro no valor de R\$ 17,81 milhões;
- f) Quitação Conta Escassez Hídrica (efeito de -1,84%):** Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME^[10], de 7 de outubro de 2024, o Ministério de Minas e Energia informou a ANEEL que houve a quitação das contas Covid e Escassez Hídrica. Neste sentido, a partir da competência de setembro de 2024, as distribuidoras de energia elétrica ficaram desobrigadas do pagamento dos respectivos encargos, de forma que os benefícios correspondentes devem ser repassados aos consumidores. Ocorre que a citada MP, em seu Art. 4º, estabeleceu que os recursos antecipados da CDE Modicidade Eletrobras para a quitação das contas Covid e de Escassez Hídrica deverão ser utilizados, exclusivamente, para fins da modicidade tarifária dos consumidores do ambiente regulado (cativos). Neste sentido, em atendimento ao comando legal, está sendo considerado no presente processo tarifário financeiro negativo a ser faturado via Tarifa de Energia – TE, no valor total de -R\$ 36,314 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024^[11], aprovado pela REN n. 1.117/2025;
- g) Déficit de faturamento, referente à compra de energia de Angra I e Angra II, conforme Art.2º da Lei 15.235/2025 (0,07%):** A Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, estabelece que os custos relacionados à geração das usinas nucleares Angra I e Angra II devem ser rateados entre todos os usuários finais do Sistema Interligado Nacional – SIN, com exceção dos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda. A REN 1.147, de 9 de dezembro de 2025, em seu artigo 9º, regulamentou que esse benefício tarifário destinado aos consumidores da Subclasse Residencial Baixa Renda passou a vigorar em 1º de janeiro de 2026. Dessa forma, é necessário o cômputo de componente financeiro para suprir o correspondente déficit de cobertura tarifária referente ao RTA de 2025, nos meses de janeiro a março de 2026, a ser considerado no atual RTA de 2026 da ESE, no montante de R\$ 1,434 milhões; e

- h) Multa rescisória aplicada aos geradores Termoceará e Goiânia II.** Conforme Despacho nº 2.495 de 27 de agosto de 2024, foi determinada multa a UTE Termoceará por rescisão contratual. O valor calculado e atualizado ficou em -R\$ 271.730, com impacto de -0,01%. Por meio do Despacho nº 4.863, de 12 de dezembro de 2023, a ANEEL rescindiu os CCEARs firmados com a UTE Goiânia II e determinou que as Distribuidoras efetuassem a cobrança das penalidades aplicáveis ao gerador, conforme cálculo realizado pela CCEE, com a destinação dos valores à modicidade tarifária. O valor calculado e atualizado ficou em -R\$ 7.769;
- i) Financeiro de Descasamento das Tarifas das Permissionárias.** Correspondente a recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e as datas do reajuste ou revisão das permissionárias de distribuição que acessam a rede e/ou compram energia da distribuidora, conforme previsto no item vii do Submódulo 4.4 do PRORET. As permissionárias que acessam a rede de distribuidoras pagam o encargo de uso do sistema de distribuição com a tarifa homologada no processo tarifário da distribuidora supridora^[12], mas com vigência a partir do processo da permissionária. O mesmo ocorre com as permissionárias que compram energia de distribuidora supridora celebram o Contrato de Comercialização de Energia com Agente Supridor, o cálculo do custo de energia é baseado na tarifa de referência homologada no processo tarifário da supridora, mas com aplicação a partir do processo tarifário da permissionária^[13]. A diferença temporal entre a homologação da tarifa e a efetiva aplicação é apurada por meio de um componente financeiro, que nesse processo resultou no valor de - R\$ 8,44 mil.

V - PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS

43. A análise e resposta aos pleitos extraordinários formulados pela [ESE](#) encontram-se no Anexo I dessa Nota Técnica.

VI - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

44. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de [abril/2026 a março/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 [abril/2025 a março/2026](#).

Tabela 15 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	716.703,77	5.309.456,00	6.026.159,78
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(76.167,36)	306.489,80	230.322,45
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	0,00	0,01	0,01
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(285.473,08)	483.794,12	198.321,05
Subsídio SCEE	1.285.379,93	2.960.388,76	4.245.768,70
Total	1.640.443,27	9.060.128,70	10.700.571,98

VII - DO FUNDAMENTO LEGAL

45. 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 [7/1997-ANEEL](#).

VIII - DA CONCLUSÃO

46. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº [7/1997](#), no que consta do Processo nº [48500.030704/2025-69](#) e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da ESE, com vigência a partir de 22 de abril de 2026, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 14,16% sendo de 16,36% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 13,51% 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 ESE;
- 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.

XI - RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
GUSTAVO GODOY DE LIMA
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)
ELIZEU PEREIRA VICENTE
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LUCIANO AUGUSTO DUARTE CHEBERLE
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)
DENIS PEREZ JANNUZZI
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

(*) Relação de participantes da STR na elaboração desta Nota Técnica.

Equipe	Atividade
Gustavo Godoy de Lima	Nível Tarifário
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador – Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luis Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Pedro Lucchesi Loures	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP

Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
André Valter Feil	Coordenador – Encargos e Comercialização
Luciano Augusto Duarte Cheberle	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
Elizeu Pereira Vicente	Encargos de RB e Conexão

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

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

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

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

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

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

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

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET^[14]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela II.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	40.750.884,95	0,00	40.750.884,95	42.987.526,02	46.056.444,78
Rede Básica	12.922.100,02	17.683,38	12.939.783,40	13.824.316,85	14.811.247,46
Compra de Energia	-29.548.369,35	91.298.719,59	61.750.350,24	65.557.049,61	70.237.227,27
Proinfa	-1.118.542,04	0,00	-1.118.542,04	-1.153.618,60	-1.235.976,49
ESS	552.484,26	-5.746.875,17	-5.194.390,90	-5.597.568,05	-5.997.183,54
CVA Total	23.558.557,84	85.569.527,80	109.128.085,64	115.617.705,83	123.871.759,47

* 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 6,28% e está detalhado no gráfico a

seguir:

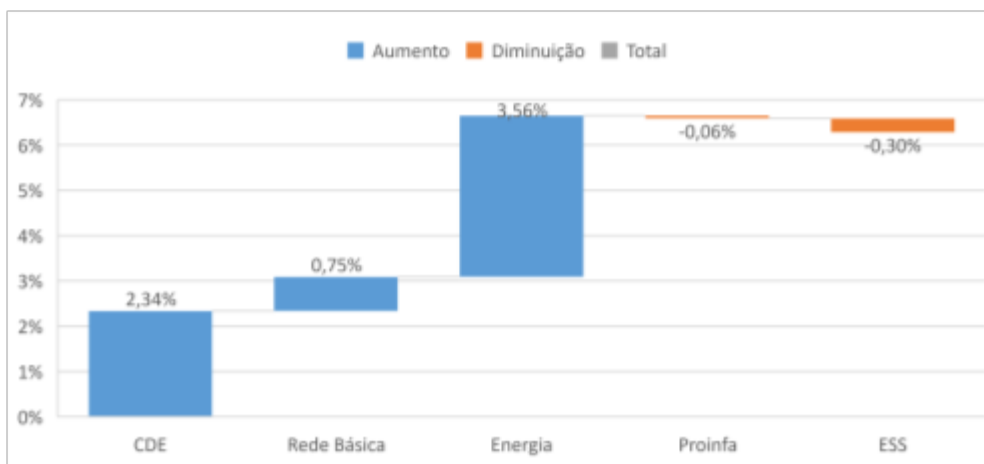


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 2,38% de redução no reajuste das tarifas.

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

ESS/EER

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

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
fev-25	-136,08	6.463.034,87	-	-765.380,80	20.305,97
mar-25	-26.790,07	6.170.165,89	-	-6.403.758,95	10.405,49
abr-25	-1.894,38	5.401.773,38	-	-31.039,35	1.377,90
mai-25	38.645,17	6.022.963,07	-	-449,09	18.356,20
jun-25	-4.847,69	5.357.202,69	-	-	280,88
jul-25	-23.453,44	4.396.693,23	-	-	6.273,32
ago-25	-30.496,91	4.507.726,95	-	-95.678,10	4.342,75
set-25	-20.934,36	3.182.626,82	-	-128.275,72	7.324,10
out-25	-8.734,18	3.588.089,88	-	-123.475,39	13.258,32
nov-25	-39.416,27	3.655.275,78	-	-	18.713,35
dez-25	-24.657,33	4.434.384,19	-	-	47.792,20
jan-26	-10.590,81	4.481.185,03	-	-	50.570,31
Total	-153.306,35	57.661.121,78	0,00	-7.548.057,40	199.000,79

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.

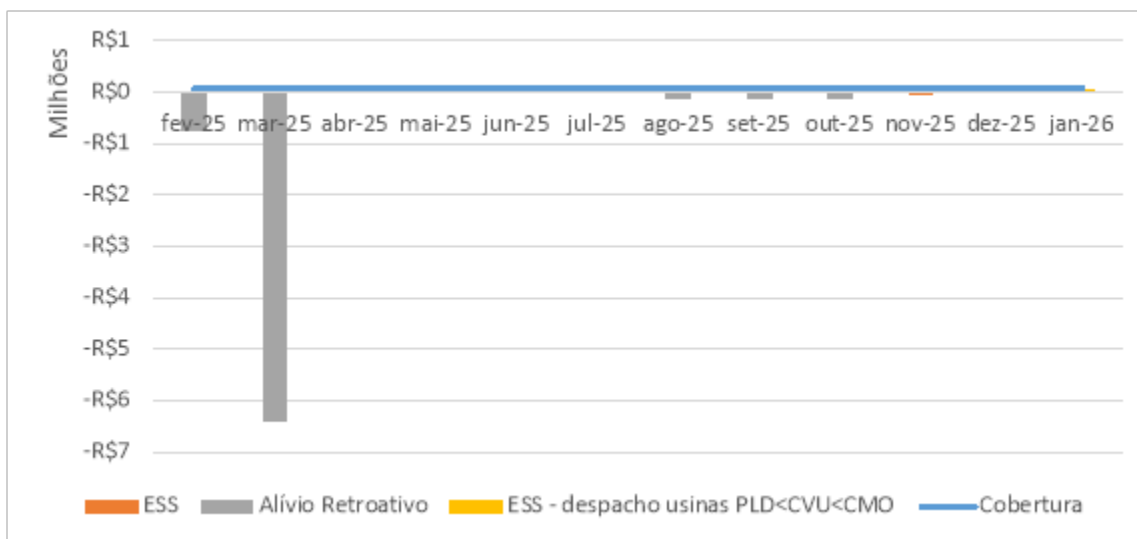


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

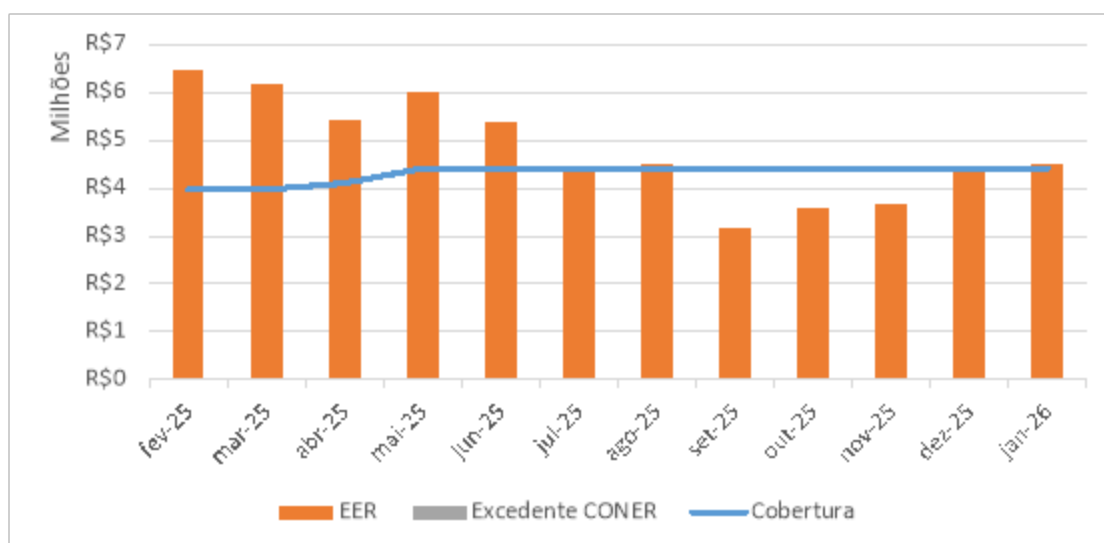


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(7.502.362,96)	1.029.641,09	(8.532.004,05)
EER	57.661.121,78	51.702.889,62	5.958.232,16

Compra de Energia

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.077.815	38,1%
CCEAR-D	1.071.968	37,9%
CCEN	98.705	3,5%
PROINFA	52.452	1,9%
CCGF	414.886	14,7%
MCS D EN	113.976	4,0%
Total	2.829.802	100,0%

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

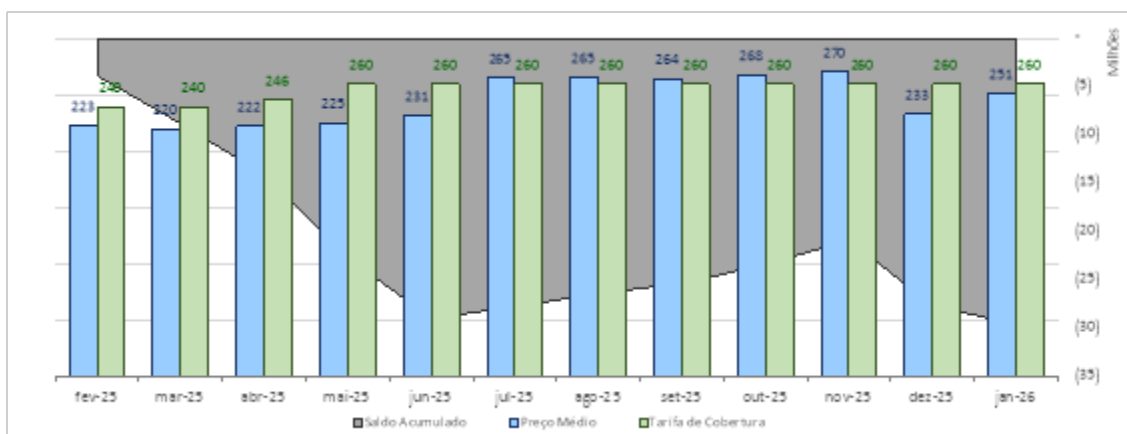


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

Item	R\$
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 101.438,08
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	80.920.993,12
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 472.725,13
Exposição entre Submercados	8.816.682,66
Risco Hidrológico - CCGF	14.625.886,75
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	35.275.667,11
Demais Itens	- 1.972.020,18
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 927.860,58
MAC - Energia	1.163.593,18
Recontabilização dos MAC - Energia	30.941,97
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 36.878.194,90
Ressarcimentos	- 9.182.806,33
Total	91.298.719,59

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 696.033,17
Efeito do CCGF	- 142.262,03
Efeito do CCEN	2.385,79
Exposição financeira entre submercados	11.212,80
Demais	- 103.163,97
Total	- 927.860,58

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

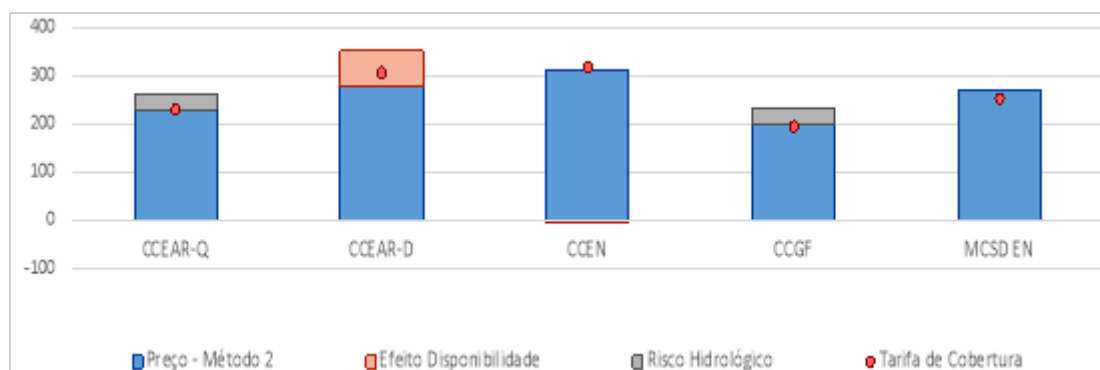


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 3,56% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

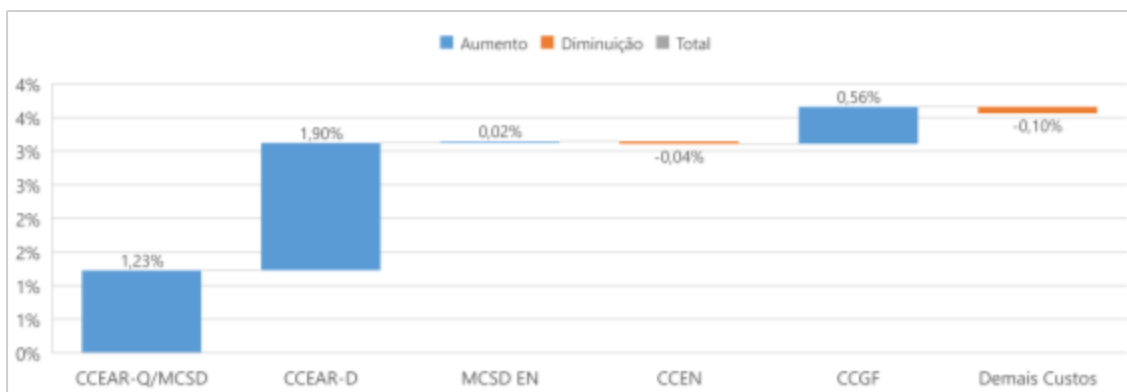


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,10%
CCEAR-Q/MCSD	-0,01%
MCSD EN	0,02%
CCEN	-0,01%
CCGF	0,10%
Método 3	3,47%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	3,59%
Demais Custos	-0,10%
Total	3,56%

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

14. O efeito positivo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, do repasse dos custos com MCSD EN, CCGF e CCEAR-Q repactuados.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
fev-25	211.121	235.477	239.134	0	238,52	239,58	0
mar-25	207.869	259.362	263.390	0	243,71	239,58	0
abr-25	208.151	259.691	263.724	0	253,10	245,60	0
mai-25	199.533	239.219	242.935	0	250,53	259,65	0
jun-25	175.417	207.833	211.061	0	282,52	259,65	0
jul-25	169.084	199.031	202.122	0	295,44	259,65	0
ago-25	165.750	201.637	204.768	0	296,27	259,65	0
set-25	164.668	198.664	201.750	0	280,96	259,65	0
out-25	171.812	216.014	219.369	0	277,84	259,65	0
nov-25	181.168	228.018	231.559	0	299,33	259,65	0
dez-25	193.067	245.791	249.608	0	284,44	259,65	0
jan-26	201.984	254.382	258.332	0	294,60	259,65	0
Total	2.249.623	2.745.117	2.787.749	0	273,66	254,70	0,00
% perda s. mercado venda		22,03%	23,92%				

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 01/02/2025 e 01/01/2026, foi apurado um repasse de R\$ -11.933.078,70 a preços de abril/2026.

17. No ano civil de 2025 houve sobrecontratação/exposição de energia de 102.507,72 MWh, que representa 3,67% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.

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\$ 488.173,63.

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\$ -11.444.905,07, já atualizado para preços de abril/2026, com impacto de -0,58%, % no reajuste das tarifas.

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

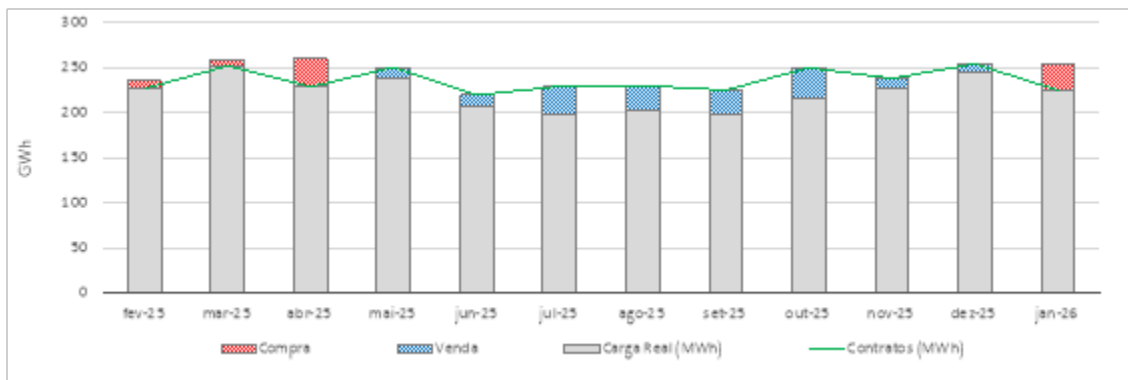


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

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^[15] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

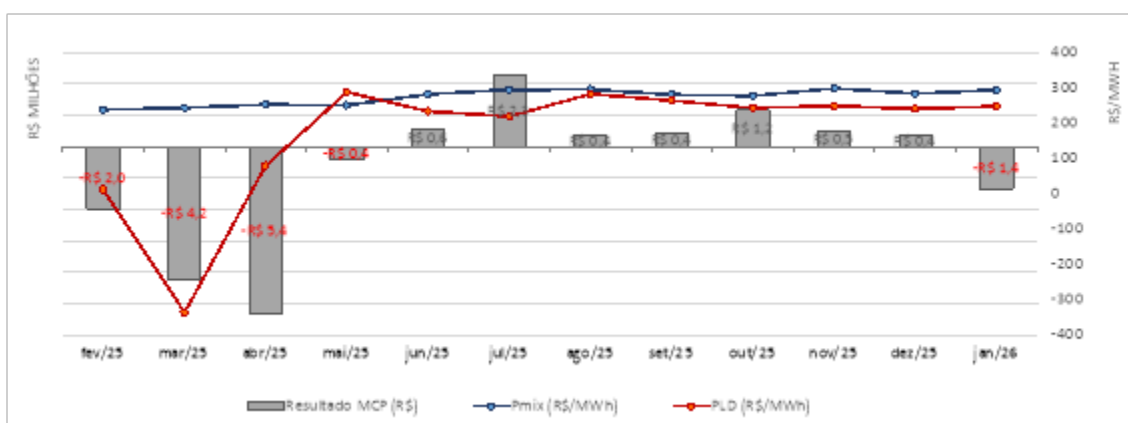


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	3,59%
Risco Hidrológico de CCGF	0,46%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,24%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	1,90%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-1,92%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,57%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,35%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-0,35%
Resultado MCP	-R\$11.444.905,07
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$10.604.467,08
ESS + CONER	-R\$5.997.183,54
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	1,32%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,09%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,09%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	1,50%

* 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 1,32%.

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 1,29%^[16].

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,10%
CCEAR-Q/MCSD	-0,01%
MCSD EN	0,02%
CCEN	-0,01%
CCGF	0,10%
Método 3	1,20%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,32%
Demais Custos	-0,10%
Total	1,29%

* 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 01/02/2025 e 01/01/2026, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 3,08%.

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

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

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

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

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

5. Os encargos de conexão são definidos na REH que estabelece a Receita Anual Permitida (RAP) das concessionárias de transmissão, emitida anualmente pela ANEEL. No caso dos encargos de conexão, os custos são concatenados com o processo da distribuidora, conforme Portaria Interministerial MME/MF nº 025/2002 e, assim, não estão sujeitos à CVA. No entanto, eventuais ajustes podem ser realizados em casos de recursos providos no último processo tarifário da distribuidora ou por decisões específicas da Diretoria e das demais Superintendências da ANEEL.

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

- **TUST em DRP:** REH nº 3.482/2025
- **MUST em DRP:** CUST nº 102/2022 (Aditivos: 41 e 42).
- **Encargos em DRP:** REH nº 3.481/2025

7. 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.

- **ESE:** Ofício nº 47/2026-STR/ANEEL – SEI: 0286434;
- **Chesf:** Ofício nº 48/2026-STR/ANEEL – SEI: 0286443;
- **Serra Negra:** Ofício nº 49/2026-STR/ANEEL – SEI: 0286448.

8. Em resposta, foram recebidas as correspondências apresentadas a seguir, as quais subsidiaram a análise do cálculo dos encargos.

- **ESE:** Carta ENERGISASE/VPR-ANEEL/Nº 002/2026 – SEI: 0294673;
- **Chesf:** Carta CTA-RR|RGTRRG-00349/2026 – SEI: 0295700;

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

(i) A Distribuidora ESE confirmou estar conectada e utilizando os pontos de conexão listadas na Planilha de Encargos enviada pela ANEEL. Informou ainda que a instalação EL 69 kV ITABAIANA SIMAO DIAS C1, foi conectada em 15/12/2024;

(ii) A Transmissora Chesf informou da entrada em operação comercial do módulo EL 69 kV ITABAIANA

SIMAO DIAS C1”, e da situação positiva de uso pela Energisa Sergipe, enviando os documentos comprobatórios; e

(iii) Informou sobre a ausência, na Planilha de Encargos enviada pela ANEEL, do módulo “EL 69 kV JARDIM ATALAIA C2”, o qual já se encontra em operação comercial, disponível e em uso pela Energisa Sergipe.

10. Quanto à informação da ESE e relacionada com a EL 69 kV ITABAIANA SIMAO DIAS C1 (IdeMdl 43565), reforçamos que essa instalação se refere a um reforço autorizado sem RAP Prévia incluído no reajuste do Ciclo 2025-2026 da transmissão. Logo, não há necessidade de ajustes no âmbito do processo de distribuição, uma vez que os ajustes decorrentes da entrada em operação da instalação ter ocorrido antes do atual ciclo da RAP já constarem na relação de ajustes financeiros (PA) homologada pela REH 3.481/2025.

11. No tocante à solicitação da AXIA Energia para considerar a EL 69 kV JARDIM ATALAIA C2 (IdeMdl 38764) nos encargos de conexão, o pleito não pode ser considerado. Verifica-se que a Lista de Módulos do ciclo 2025-2026 (REH 3.481/2025) não consta o equipamento. Entretanto, o equipamento é observado na Lista de Módulos pós recursos (DSP 475/2026). Contudo, reforça-se que no processo tarifário são considerados os dados homologados para o ciclo em processamento, no caso, pela REH 3.481/2025. Os efeitos financeiros do retorno da EL pleiteada serão processados no ciclo 2026-2027 da transmissão, com impacto no processo tarifário de 2027 da Energisa Sergipe.

12. No caso das obras da Serra Negra Transmissão de Energia S.A, relativamente ao novo ponto de conexão da Energisa Sergipe na SE Nossa Sra da Glória II, o MME declarou a caducidade das concessões outorgadas, constantes do Contrato de Concessão 010/2022, por meio da Portaria MME nº 895, de 11 de fevereiro de 2026. Esse empreendimento, anteriormente outorgado à Serra Negra Transmissora, caducado pelo MME, já foi incluído no Lote 4 do novo Leilão 1/2026-ANEEL, em andamento para realização de nova licitação ainda neste ano de 2026. Por esse motivo, não obtivemos a resposta da antiga Transmissora ao respectivo ofício da ANEEL para essas obras.

13. Nesse sentido, é premente reforçar o que estabelece o Submódulo 3.3A do Proret:

“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.”

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

15. 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.1 - Variação dos custos de Transmissão.

	RTA 2025 – ESE (R\$)	RTP 2026 – ESE (R\$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	7.063,50	7.761,00	9,87%
MUST Fora-Ponta	7.389,00	8.055,00	9,01%
Contratação Geral	14.452,50	15.816,00	9,43%
TUST-RB	6.394,08	7.610,57	19,03%
TUST-RBF	2.145,93	1.360,30	-36,61%

Despesa da Rede Básica (RB)	92.410.502,50	120.368.715,00	30,25%
Despesa da Rede Básica Fronteira (RBF)	31.013.992,00	21.514.560,00	-30,63%
Despesa Total RB/RBF	123.424.494,50	141.883.275,00	14,96%
Conexão (parcela repassável)	11.105.724,70	10.903.476,67	-1,82%

□ Encargo de Uso de Rede Básica

16. Os custos totais com RB/RBF tiveram uma variação de 14,96%. As principais razões para este efeito foram (i) o efeito inflacionário considerado no processo de reajuste e (ii) o aumento nas Despesas de Rede Básica, frente ao período anterior, correspondente a 30,25%.

17. A fim justificar a variação de custos de RB, citamos texto da Nota Técnica nº 147/2025-STR/ANEEL (SEI nº 0140555), que subsidiou a publicação das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão – TUST para o ciclo 2025-2026 da transmissão:

“104. Vale destacar o efeito predominante do despacho regional, especialmente na região Nordeste, cujo submercado tem observado uma significativa expansão da rede de transmissão. No ciclo 2024/2025, iniciaram suas operações, nesse submercado, as transmissoras titulares dos Contratos de Concessão nº 14/2018, 18/2018, 10/2020 e 7/2023. Com a entrada em operação de novas concessões, o cenário regional amplifica a alocação de custos aos usuários próximos às novas instalações. Por outro lado, o cenário nacional, que vem sendo adotado gradualmente desde o ciclo 2023/2024, tem atenuado esse efeito, ao alocar maior custo aos usuários que recebem a energia oriunda do fluxo de exportação do Nordeste para o Sudeste/Centro-Oeste, condição predominante no sistema de transmissão atual.”

“105. A expansão da rede de transmissão no submercado Nordeste é uma tendência. Somente no ciclo 2025/2026, está previsto o início da operação comercial das transmissoras titulares dos Contratos de Concessão nº 18/2018, 1/2021, 8/2021, 2/2022, 10/2022, 3/2023, 10/2023, 11/2023, 16/2024, cujos efeitos tarifários estão incorporados nos resultados apresentados nesta Nota Técnica. Assim, as tarifas dessa região estão pressionadas pelo cenário regional, enquanto o aumento da proporção do cenário nacional tem contribuído para atenuar esse efeito.”

18. Quanto à variação dos custos de RBF, da ordem de -30,63%, informamos que tal variação se justifica, em especial, pela inversão do sentido de ajustes financeiros (PA) entre os ciclos 2024-2025 e 2025-2026 da transmissão, o que gerou um efeito geral negativo da ordem de -10,35% sobre as receitas e ajustes dessas instalações. Informamos que o aumento geral de contratação (9,43%) contribuiu para intensificar a variação negativa da TUST-RBF e, conseqüentemente, os custos totais com RBF.

Tabela III.2 - Variação dos custos de RBF para o ciclo anterior.

Grupo de Fronteira	RAP 2024-2025	RAP 2025-2026	PA 2024-2025	PA 2025-2026	Total ciclo 2024-2025	Total ciclo 2025-2026	Varição Total
ITABAIANA	7.631.415,78	7.475.815,24	3.151.893,35	493.725,13	10.783.309,13	7.969.540,37	-26,09%
JARDIM	8.683.603,61	8.306.951,57	208.209,79	- 2.621.766,09	8.891.813,40	5.685.185,48	-36,06%
N.S.SOCORRO	4.540.234,60	4.781.765,74	- 10.531,72	- 242.969,64	4.529.702,88	4.538.796,10	0,20%
PENEDO	5.500.214,05	5.077.510,56	- 1.213.679,16	- 480.166,60	4.286.534,89	4.597.343,96	7,25%
ZEBU II	5.821.274,08	7.466.962,46	- 560.467,59	-	5.260.806,49	7.466.962,46	41,94%
TOTAL	32.176.742,12	33.109.005,57	1.575.424,67	- 2.851.177,20	33.752.166,79	30.257.828,37	-10,35%

□ Conexão

19. Os Custos com Encargos de Conexão tiveram uma variação negativa de -1,82%. Esse efeito decorreu, principalmente, da inclusão de financeiro negativo (PA) referente à diferença nos encargos de conexão e PA de DIT de Uso Exclusivo estabelecidos para o ciclo 2024-2025.

☐ **Comentários adicionais**

20. 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.

21. Informamos que nesse ciclo 2026-27 foi cumprido o Despacho nº 527, de 10 de Fevereiro de 2026, no sentido de reconhecer o valor de R\$ R\$ 633.068,92, a preços de junho de 2025, em favor da Companhia Hidrelétrica do São Francisco - Eletrobras Chesf, a ser considerado no cálculo do encargo de transmissão do processo tarifário da Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A. – ESE, Ciclo 2026-2027.

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

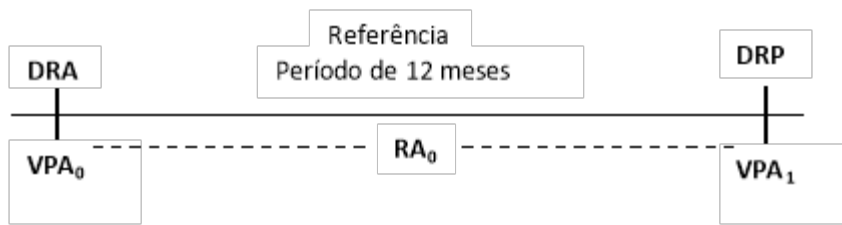
1. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio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

2. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

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

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

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



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

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

onde:

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

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

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

VPB₀ - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

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

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

X - III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

8. No cálculo da Receita Anual inicial (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.

9.

C. Cômputo da Parcela A

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

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

1. Encargos Setoriais

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

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

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

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

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

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)** Por intermédio do Decreto nº 10.350,

publicado em 18 de maio de 2020, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo coronavírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

18. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos

geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

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

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

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

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

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

a. Custo de Rede Básica

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

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

b. Custo de Conexão

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

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

26. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A

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

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

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

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

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

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

3. Compra de Energia

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

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

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

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

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

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

iii) **Leilões de Ajuste**: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

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

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

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

vii) **Cotas das Concessões Renovadas**: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;

viii) **Geração Própria**: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004;

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

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

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

35. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema

de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

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

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

b. Valoração da Compra de Energia

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

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

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

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

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

D. Cômputo da Parcela B

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

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

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

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

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

onde:

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

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

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

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

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

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

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

I. E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

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

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

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

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

52. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

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

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

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

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

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

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

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

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

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

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

6. Demais Componentes Financeiros

56. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de limites de continuidade; (iv) Neutralidade dos encargos setoriais; (v) Descasamento da TUSD Geração; (vi) Descasamento da TUSD Distribuição; (vii) Descasamento das tarifas de permissionárias; (viii) Recálculo de processo tarifário anterior; (ix)

Suprimento fora da faixa de tolerância; e (x) Acordo Bilateral de CCEAR; (xi) Previsão de Risco Hidrológico; e (xii) Ajuste modicidade CDE Eletrobras. A metodologia de cálculo para cada um deles estão elencados no Submódulo 4.4 do PRORET^[23] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

XI - IV.ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

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

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

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

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

XII - V.SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

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

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

[1] Documento SEI nº 0103096.

[2] Documento SEI nº 0325808.

[3] Documento SEI nº 0319311.

[4] Documento SEI nº 0317150.

[5] Documento SEI nº 0325805.

[6] Documento SEI nº 0325802.

[7] Documento SEI nº 0325806.

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

[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] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[11] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[12] conforme disposto na Resolução Normativa nº 506/2012, ou o que vier a sucedê-la.

[13] conforme Submódulo 11.1 do PRORET.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Documento assinado eletronicamente por **Gustavo Godoy De Lima, Analista Administrativo**, em 08/04/2026, às 16:57, 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 **Elizeu Pereira Vicente, Especialista em Regulação**, em 08/04/2026, às 17:03, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária**, em 08/04/2026, às 18:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 08/04/2026, às 19:18, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a)**, em 09/04/2026, às 08:28, 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 **Luciano Augusto Duarte Cheberle, Especialista em Regulação**, em 09/04/2026, às 10:00, 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?](https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0)

[acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0](https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **0328149** e o código CRC **9598B7AF**.
