

NOTA TÉCNICA Nº 174/2025-STR/ANEEL

Em 13 de agosto de 2025.

Referência: 48500.003964/2025-61

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

I - DO OBJETIVO.

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025 da Celesc Distribuição S.A. – Celesc-Dis, a vigorar a partir de 22 de agosto de 2025, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes, segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 56/1999 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 [Celesc-Dis](#), sediada na cidade de [Florianópolis - SC](#), atende aproximadamente [3,53 milhões](#) de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ [12,07 bilhões](#).

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

Tabela 1 - Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	2.805.911	572.283	24,6%
Industrial	143.511	1.149.372	49,4%
Comercial	337.024	256.545	11,0%
Rural	205.984	66.859	2,9%
Iluminação Pública	1.504	49.718	2,1%
Poder Público	27.126	37.290	1,6%
Serviço Público	4.441	26.154	1,1%
Demais classes	457	169.703	7,3%
Total	3.525.958	2.327.924	100%

Fonte: SAMP – competência junho/2025.

4. Conforme consta da [REH nº 3.374, de 20 de agosto de 2024](#), o Reajuste Tarifário Anual da [Celesc-Dis](#) de 2024 representou, em média, uma variação das tarifas de [3,02%](#).
5. O cronograma inicial com os principais marcos do Reajuste Tarifário de [2025](#) foi encaminhado para os representantes da Concessionária em 04 de julho de 2025[\[1\]](#).
6. Em 28 de julho de 2025 a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica - SGM, por meio do Memorando nº 101/2025-SGM/ANEEL[\[2\]](#), encaminhou informações a respeito dos contratos bilaterais vigentes de compra e venda de energia elétrica celebrados pela [Celesc-Dis](#).
7. Em 28 de julho de 2025, a STR recebeu o Memorando nº 243/2025-SFF/ANEEL[\[3\]](#), com os valores de validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.
8. Em 13 de agosto de 2025, conforme previsto no Submódulo 10.2 do PRORET, a STR encaminhou, por e-mail, a proposta de cálculo do reajuste tarifário ao conselho de consumidores e à [Celesc-Dis](#)[\[4\]](#).
9. Em 11 de agosto de 2025, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações - SGA, não há inadimplências com obrigações intrassetoriais[\[5\]](#) que impossibilitem o reposicionamento tarifário, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

10. O Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2025 da Celesc-Dis conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 13,53%, sendo de 15,80%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 12,41%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consu Variação tarifária	
Alta Tensão (AT)	15,80%
A2 (≥ 88 kV e ≤ 138kV)	16,15%
A3 (>69 kV)	15,54%
A3a (>30 kV a 44kV)	20,96%
A4 (>2,3kV < 25kV)	15,72%
Baixa Tensão (BT)	12,41%
B1 (Residencial)	12,30%
B2 (Rural)	12,59%
B3 (outros)	12,59%
B4 (Iluminação Púb.)	12,59%
Efeito Médio (AT + BT)	13,53%

11. O efeito médio de 13,53% decorre:

- (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no PRORET, para a formação da Receita Requerida;
- (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e
- (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo tarifário anterior, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

12. 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.

13. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 9,97%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 1,04%, conforme Tabela 3:

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

Item de custo	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A (Encargos+Transmissão+Energia+RI)	9.461.285.673	10.663.862.283	12,7%	9,97%	79,6%
Encargos Setoriais	2.881.927.576	3.829.818.303	32,9%	7,86%	28,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de EE. -TFSEE	10.772.460	11.484.315	6,6%	0,01%	0,1%
Conta de Deserv. Energético - CDE (USO)	1.962.280.498	2.622.952.958	33,7%	3,48%	19,6%
Conta de Deserv. Energético - CDE Conta-Covid (TE)	138.520.935	-	-100,0%	-1,15%	0,0%
Conta de Deserv. Energético - CDE Biotrobrás	(57.528.051)	(10.539.394)	-81,7%	0,39%	-0,1%
Conta de Deserv. Energético - CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	38.606.698	61.066.352	4,2%	0,02%	0,3%
Conta de Deserv. Energético - CDE GD	111.843.540	333.340.531	198,0%	1,84%	2,5%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	286.365.474	360.669.215	25,9%	0,62%	2,7%
PROINFA	275.228.613	346.988.892	26,1%	0,59%	2,6%
P&D, Efic. Energ. Reser. ICMS Sist. Sist. Sol.	95.837.409	103.855.432	8,4%	0,07%	0,8%
Custos de Transmissão	1.641.659.491	1.728.622.167	5,3%	0,72%	12,9%
Rede Básica	1.296.008.244	1.324.217.499	2,2%	0,23%	9,9%
Rede Básica Fronteira	165.581.415	169.883.804	2,6%	0,04%	1,3%
Rede Básica ONS (A2)	2.124.964	2.775.703	30,6%	0,01%	0,0%
MUST Itaipu	55.137.792	58.646.077	6,4%	0,03%	0,4%
Transporte de Itaipu	89.890.971	114.979.877	27,9%	0,21%	0,9%
Conexão	24.039.453	50.910.946	111,8%	0,22%	0,4%
Uso do sistema de distribuição	8.876.651	7.208.260	-18,8%	-0,01%	0,1%
Custos de Aquisição de Energia	4.871.116.817	5.028.206.578	3,2%	1,30%	37,5%
Receitas Irrecuperáveis	66.581.790	77.215.234	16,0%	0,09%	0,6%
PARCELA B	2.604.643.397	2.730.130.258	4,8%	1,04%	20,4%
RT considerando a variação tarifária da RTE	12.065.929.071	13.393.992.541		11,01%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		49.044.334		0,41%	
CVA em processamento - Energia		103.322.716		0,86%	
CVA em processamento - Transporte		91.722.574		0,76%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		136.275.773		1,30%	
Saldos a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(9.121.123)		-0,08%	
Neutralidade de Parcela A - Energia		20.652.120		0,17%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		(27.709.897)		-0,23%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		18.050.835		0,15%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		2.695.448		0,02%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(2.14.784)		0,00%	
Financeiro CDE Biotrobrás		(8.311.812)		-0,07%	
Sobrecontrole		12.934.166		0,11%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		966.474		0,01%	
Reversão de Risco Hidrológico		(3.494.160.26)		-2,90%	
Risco Hidrológico		301.373.884		2,50%	
Reposse de ultrapassagem de Supridas/Permissonárias		(49.564)		0,00%	
Ajuste CUSD		(1.41.279)		0,00%	
Ajuste TUSDg		270.233		0,00%	
Itens de modicidade de REN 1.000/2021		(2.12.699)		0,00%	
Arriscado de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(4.921.879)		-0,04%	
Arriscado de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2021)		(4.066.550)		-0,03%	
Crédito de PIS/COFINS		(1.32.476.602)		-1,10%	
Quitação da Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(61.066.352)		-0,51%	
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)		(59.675.053)		-0,49%	
Ajuste Descaimento de Permissonárias		(1.836.267)		-0,02%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				2,11%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores					13,53%

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

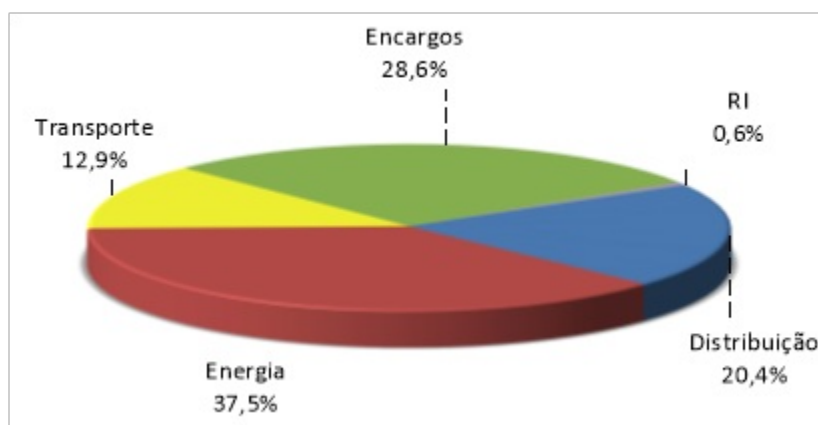


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

15. Já o Gráfico 2, ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos^[6], tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 18,8% para o ICMS e 3,5% para o PIS e

COFINS (total de 22,3% por dentro), o que equivale a uma majoração de 28,7% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

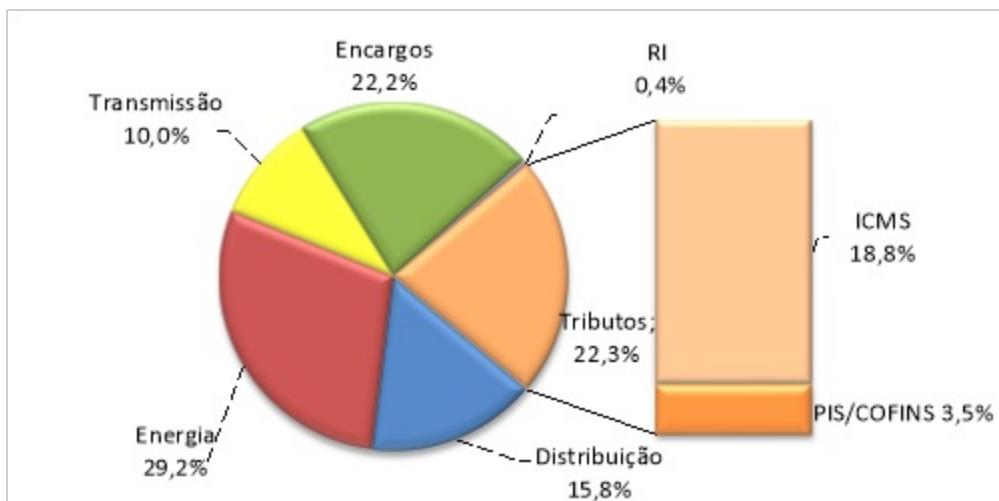


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

16. Conforme detalhado no Anexo IV.

IV.2. Período de Referência

17. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da Celesc-Dis é de agosto/2024 a julho/2025.

IV.3. Receita Anual

18. 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\$ 12.065.929.071, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4 - Mercado TUSD no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	15.104.358	9.197.309.394
A2 (88 a 138 kV)	151	56.648
A3 (69 kV)	285	108.575
A3a (30 kV a 44 kV)	1.225	2.159.724
A4 (2,3 kV a 25 kV)	2.451.390	1.485.959.908
BT (menor que 2,3)	12.651.307	7.709.024.539
Suprimento	2.365.586	415.963.495
Demais Livres	12.363.293	2.379.547.946
Geração	-	73.108.235
Total	29.833.237	12.065.929.071

19. Observa-se que a distribuidora não declarou no SAMP mercado referente as unidades consumidoras classificadas como GD-II e GD-III.

20. De acordo com o Submódulo 10.2 do PRORET, é obrigação da Concessionária declarar as informações de mercado até 30 dias antes da data do seu reajuste tarifário.

21. Tem-se conhecimento de que a distribuidora vem enfrentando desafios associados a regularização da implantação de um novo sistema comercial iniciado em maio de 2024, o que afetou o processo de faturamento das unidades consumidoras. O assunto tem sido monitorado pelas áreas de mediação e fiscalização da ANEEL, SMA e SFT, conforme protocolo SEI 48500.005578/2025-12. Em sua última correspondência encaminhada em 18 de julho de 2025, a distribuidora informa ter sanado diversos problemas, adequado os prazos de atendimento, contudo aponta ainda um número significativo de “faturas pendentes” e “faturamento atrasado”, com destaque para consumidores participantes do Sistema de Compensação de Energia - SCEE.

22. Uma vez que os dados de mercado encaminhados pela distribuidora são o resultado de seu processo de faturamento, os problemas relatados pela distribuidora podem ter dado causa a inconsistências nos dados de mercado recebidos no SAMP, que por sua vez podem refletir no processo tarifário em curso de diversas formas, na formação da receita e das subvenções da CDE ou mesmo em aspectos alocativos da construção das tarifas.

23. Neste sentido, existindo as tratativas em curso no âmbito da SFT e SMA, entende-se que a área de fiscalização da ANEEL deve ser informada para que avalie a relação das ocorrências associadas a regularização do sistema comercial e as informações de mercado declaradas no SAMP. Após a conclusão desta análise no âmbito da fiscalização, deve-se avaliar sua repercussão em eventual processo tarifário subsequente caso os impactos sejam em desfavor dos consumidores.

24. Além disso, por meio da Carta S/N^[7], de 16/12/2024, a Celesc-DIS informou do erro material encontrado na declarado no SAMP no período de 01/08/2023 a 01/05/24, que teria gerado inconsistências no processo tarifário de 2024. De acordo com a Concessionária, afetaria tanto o mercado da distribuidora para cálculo do processo, mas, principalmente, o valor adicional de subsídio tarifário fonte incentivada a que a ela teria direito, no valor de R\$ 2,3 milhões.

25. Sobre este pleito, trata-se de solicitação de adequação do reajuste tarifário de 2024, pleito apresentado fora do âmbito de um recurso administrativo, devendo ser considerada intempestiva. Como já citado, trata-se de informação a ser fornecida de responsabilidade da distribuidora, respeitando o prazo de instrução processual (30 dias anteriores a data contratual). Neste sentido, entende-se que o pleito não deve ser acatado.

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

Tabela 5 - Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	10.772.460	11.484.315	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	1.962.280.498	2.622.952.958	REH 3.484/2025
CDE Conta-Covid	138.520.935	-	Encerrada
CDE Eletrobrás	(57.528.051)	(10.539.394)	DSP 1536/2025
CDE Conta Escassez Hídrica	58.606.698	61.066.352	DSP 510/2023
CDE GD	111.843.540	333.340.531	REH 3.484/2025
ESS / ERR / ERCAP	286.365.474	360.669.215	DSP 1.312/2025
PROINFA	275.228.613	346.988.892	REH 3.422/2024
P&D e Eficiência Energética	95.837.409	103.855.432	Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	2.881.927.576	3.829.818.303	

27. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 32,9%, impactou o efeito médio em 7,86%. Esse resultado advém das variações positivas: (i) a variação da cota de CDE USO, com impacto no efeito médio de 5,48%; (ii) da CDE GD que provocou um aumento tarifário de 1,84% e (iii) dos Encargos: ESS/EER/ERCAP, com impacto de 0,62%, em razão do novo encargo ERCAP.

28. Em contrapartida, com contribuição negativa, destaca-se a CDE Conta Covid, que foi quitada em setembro de 2024 e não possui recolhimento previsto a partir desse ano, fato este que reduziu o reajuste em 1,15%.

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

IV.4.2. Transmissão

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

Tabela 6 - Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	1.296.008.244	1.324.217.499
Rede Básica Fronteira	165.581.415	169.883.804
Rede Básica ONS (A2)	2.124.964	2.775.703
MUST Itaipu	55.137.792	58.646.077
Transporte de Itaipu	89.890.971	114.979.877
Conexão	24.039.453	50.910.946
Uso do sistema de distribuição	8.876.651	7.208.260
Total dos Custos de Transporte	1.641.659.491	1.728.622.167

31. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 5,3%, impactaram o efeito médio em 0,72%. 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 2024-2025, aprovadas em julho de 2025, conforme REH nº 3.481 e 3.482, ambas de 15 de julho de 2025, com impacto total de 0,49% no efeito médio. O Anexo III desta Nota Técnica apresenta melhor detalhamento dos custos de Rede Básica e Rede Básica Fronteira.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

32. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da Celesc-Dis.

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

Perdas	Processo anterior	Processo atual	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	6,26%	7,50%	REH 2.921/2021 e DSP. 1.220/2025
Técnica (s/ Energia injetada)	5,81%	5,81%	REH 2.921/2021 e DSP. 1.220/2025
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,00%	2,01%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	12.651.307	13.968.093	SAMP
Energia Injetada (MWh)	0	0	SAMP

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

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

Tabela 8 - Energia (MWh)

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
(i) - Mercado cativo total (fornecimento + suprimento - GD)	15.774.975	15.468.521
Fornecimento BT	12.651.307	13.968.093
Fornecimento MT + AT	2.453.051	2.619.545
Suprimento TE	670.617	670.617
Energia Injetada MMGD	-	(1.789.733)
(ii) - Mercado TUSD (para cálculo de perdas)	12.363.293	14.013.818
Consumidores Livres	12.363.293	12.397.710
Uso Distribuição/Suprimento TUSD	-	1.616.108
Consumidores A1	-	-
(iii) - Perdas Totais	3.120.788	3.370.656
Perdas Rede Básica	370.814	370.814
Perdas na Distribuição	2.749.973	2.999.842
Perda Não Técnica (%PNT x fornecimento BT)	791.972	1.047.607
Perda Técnica (% PT x E_injetada + Perdas DIT)	1.958.002	1.952.235
Energia Requerida (i) + (iii)	18.895.763	18.839.177

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

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

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

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
------------------	----------------	-------------------

Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.432/2024
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SGM/ANEEL
Cotas Lei n º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.506/2025
Cota Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.420/2024 e REH 3.431/2024
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.422/2024
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

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

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

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	11.523.986	12.035.172	293,36	3.530.639.475
Existente - CCEAR-QTD	693.654	724.423	161,06	116.672.001
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	3.555.929	3.713.665	351,81	1.306.509.981
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	4.788.488	5.000.897	318,47	1.592.627.011
Madeira e Belo Monte	2.485.915	2.596.186	198,30	514.830.482
Bilaterais	520	543	275,50	149.614
Hidroelétrica Roncador Ltda.	520	543	275,50	149.614
Energia Base	6.529.167	6.803.462	220,10	1.497.417.489
Cota Angra I/Angra II	620.854	648.394	308,74	200.185.280
Cotas Lei n º 12783/2013	2.304.093	2.406.300	217,71	523.866.107
Itaipu (tirando as perdas)	3.258.652	3.403.201	227,25	773.366.103
PROINFA	345.567	345.567	-	-
Total	18.053.673	18.839.177	266,90	5.028.206.578

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

Tabela 11 - Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Varição	Processo Anterior	Processo Atual	Varição
Existente - CCEAR-QTD	8.804	693.654	7779,05%	339,48	161,06	-52,56%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	3.849.673	3.555.929	-7,6%	333,43	351,81	5,5%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	4.783.108	4.788.488	0,1%	302,63	318,47	5,2%
Madeira e Belo Monte	2.485.915	2.485.915	0,0%	188,33	198,30	5,3%
Cota Angra I e Angra II	621.458	620.854	-0,1%	355,16	308,74	-13,1%
Cotas Lei n º 12.783/2013	2.672.765	2.304.093	-13,8%	188,97	217,71	15,2%
Itaipu	3.348.676	3.258.652	-2,7%	226,02	227,25	0,5%
Bilateral	-	520	-	-	275,50	-
Proinfa	349.093	345.567	-1,0%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	776.272	785.504	1,2%	239,91	271,89	13,3%
TOTAL	18.895.763	18.839.177	-0,3%	257,79	266,90	3,5%

39. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Celesc-Dis, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, levaram a um impacto no efeito médio de 1,30%. Esse aumento é

resultado, principalmente, do reajuste dos contratos de CCEARS Energia Nova e Alternativa com impacto de 1,00%, bem como do aumento dos custos das usinas com garantia física da Lei 12.783/2013(CCGF), com efeito de 0,80%, especialmente afetadas pela descotização da energia associada às usinas de titularidade da Eletrobras, o que implicou em redução dos montantes e concomitante aumento dos custos unitários dessa energia.

40. Por outro lado, a contratação de novas usinas de CCEAR Existente QTD com preço reduzido, levaram a uma redução de 0,52% no efeito médio. Além disso, as novas cotas de Angra I e Angra II, reduziram as tarifas em 0,23%. O Gráfico 3 ilustra a as contribuições das diferentes modalidades de contratação de energia no efeito tarifário médio.

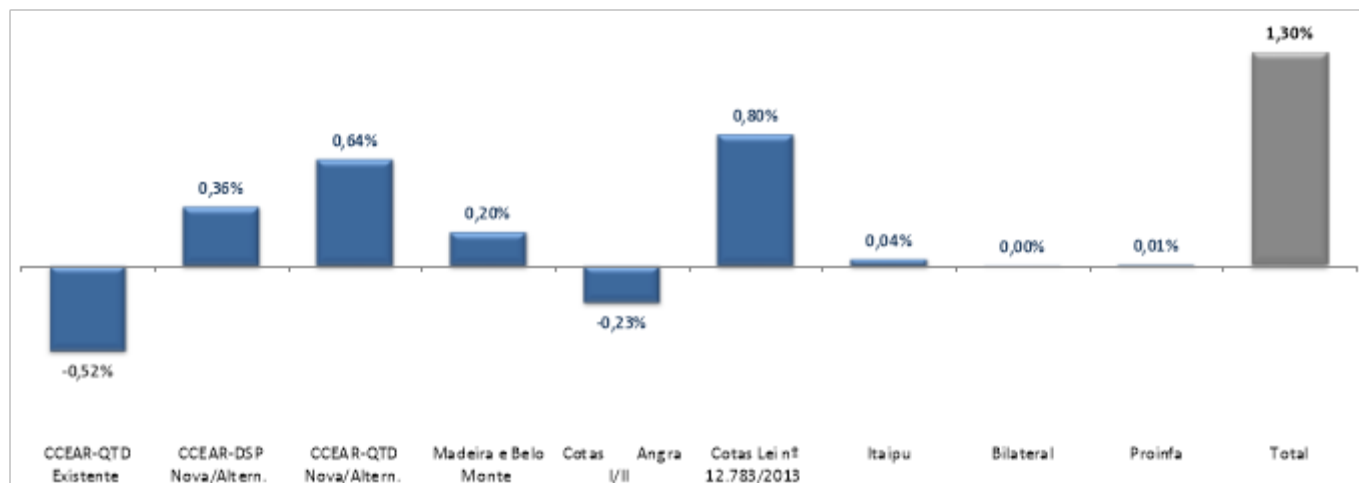


Gráfico 3 - Comparação da variação do custo de energia

IV.5. PARCELA B

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

Tabela 12 - Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	2.604.643.397	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,10742	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	2.884.443.895	SGT/ANEEL
(4) IPCA	5,30%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	1,25%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	1,25%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	-0,44%	REH 2.921/2021
(5.3) Componente Q do Fator X	0,44%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	271.098.115	
(6.1) Outras Receitas (OR)	211.363.734	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	26.676.551	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	33.057.831	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	2.730.130.258	

42. A atualização da Parcela B representou 1,04% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA de 5,30%, no período de referência, descontada do Fator X, de 1,25%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

Tabela 13 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	103.322.716	0,86%
CVA em processamento - Transporte	91.722.574	0,76%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	156.275.773	1,30%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(9.121.123)	-0,08%
Neutralidade de Parcela A- Energia	20.652.120	0,17%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(27.709.897)	-0,23%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	18.050.835	0,15%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	2.695.448	0,02%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(214.784)	0,00%
Financeiro CDE Eletrobras	(8.311.812)	-0,07%
Sobrecontratação	12.934.166	0,11%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	966.474	0,01%
Reversão de Risco Hidrológico	(349.416.026)	-2,90%
Risco Hidrológico	301.373.884	2,50%
Repasse de ultrapassagem de Supridas/Permissionárias	(49.564)	0,00%
Ajuste CUSD	(141.279)	0,00%
Ajuste TUSDg	270.233	0,00%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(212.699)	0,00%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(4.921.879)	-0,04%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(4.066.550)	-0,03%
Crédito de PIS/COFINS	(132.476.602)	-1,10%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(61.066.352)	-0,51%
Reversão de cobertura excedente Conta Escassez Hídrica (a partir 09/2024)	(59.675.053)	-0,49%
Ajuste Descasamento de Permissionárias	(1.836.267)	-0,02%
Total	49.044.334	0,41%

44. Conforme indicado na Tabela 13, os financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de 0,41% no atual reajuste tarifário, com destaque para os seguintes itens:

- a) **Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento (Efeito de 2,91%).** 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 **0,86%**, **0,76%** e **1,30%**. Ressalta-se que o Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário;
- b) **Sobrecontratação/Exposição de Energia (Efeito de 0,11%).** 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;

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

- 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 intermédio do sistema ConectaANEEL, a Celesc-Dis informou que o volume contabilizado para o presente processo foi de R\$ 212,7 mil;

d) Arrecadação de encargo CDE Covid e Escassez dos consumidores migrantes Por meio do sistema ConectaANEEL, a Celesc-Dis informou sobre os Encargos Tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2025. Assim, o valor correspondente informado pela concessionária e devidamente atualizado pela Selic foi de R\$ -8,98 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de -0,07%;

e) Reversão dos créditos de PIS e COFINS (efeito de -1,10%). Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passando a disciplinar a devolução de valores de tributos recolhidos a maior pelas prestadoras do serviço público de distribuição de energia elétrica. Conforme dados obtidos pela SFF da concessionária, dos créditos habilitados de PIS/COFINS junto à Receita Federal do Brasil, a já teria aproveitado R\$ 3,35 bilhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre março/2020 e julho/2025. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 3,36 bilhões (valores históricos atualizados) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2021 a 2024, e considerando-se a previsão de compensação mensal futura de 11,8 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R\$ 132,5 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A Tabela 14 resume a situação;

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

Item	Total Nominal	Total Atualizado (agosto/2025)
Estimativa das compensações de créditos de Pis/Cofins (até julho/2025)	2.378.084.044	3.411.695.218
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até julho/2025)	(49.471.137)	(59.694.264)
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		3.352.000.954
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2021	(795.000.000)	(1.240.040.552)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2022	(806.254.732)	(1.149.258.149)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2023	(807.618.560)	(1.013.504.130)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2024	36.495.880	41.077.272
(ii) Total de reversões		(3.361.725.558)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		(9.724.604)
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		430.455.725
Projeção mensal de compensações futuras		11.850.101
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		142.201.206
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		132.476.602

f) Quitação Conta Escassez Hídrica (-0,51%): Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.212/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME^[8], 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\$ 61 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024^[9], aprovado pela REN n. 1.117/2025;

- g) Restituição de Cobertura tarifária da CDE Escassez TUSD e TE (efeito de -0,49%).** Refere-se à devolução da cobertura tarifária excedente observada no período de referência, correspondente às competências de setembro de 2024 a julho de 2025, cujos pagamentos seriam realizados em outubro de 2024 a agosto de 2025, portanto, posteriores à quitação da CDE Conta Escassez. Sendo assim, em conformidade com regra proposta na Consulta Pública nº 29/2024, o valor total atualizado de R\$ 59,6 milhões, correspondente a cobertura concedida e não destinada ao pagamento do Encargo Escassez Hídrica das competências citadas, está sendo revertido à modicidade tarifária dos consumidores cativos. Destaca-se a respectiva cobertura excedente da Conta Covid está sendo contabilizada na apuração da CVA de encargos;
- h) Financeiro de Descasamento das Tarifas das Permissionárias.** Correspondente a recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre a data do seu processo tarifário e as datas do reajuste ou revisão das permissionárias de distribuição que acessam sua rede e/ou compram energia da distribuidora, conforme previsto no item vii do Submódulo 4.4ª do PRORET. De acordo com o Contrato de Permissão, as Permissionárias distribuidora só podem ter as tarifas de energia e CUSD reajustadas no momento do seu processo tarifário, esse lapso temporal causa uma diferença de receita associado a concessionária que provê o acesso. Por essa razão, é necessário calcular um financeiro para recompor a receita da distribuidora. Considerando o exposto, o valor calculado para esse item corresponde a R\$ -1,8 milhões, com impacto de -0,02%; e
- i) Financeiro de Descasamento de TUSDg.** Correspondente a recomposição de receita da distribuidora pelo descasamento entre as datas do seu processo tarifário e a data de aplicação das tarifas de TUSDg de geradores cotistas, conforme previsto no item vi, §11 do Submódulo 4.4A do PRORET . Assim, nesse processo foi considerado um financeiro no valor de R\$ 270 mil para recompor a receita da distribuidora.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

46. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de agosto/2025 a julho/2026, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de agosto/2024 a julho/2025.

Tabela 15 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	5.139.300,16	41.994.440,28	47.133.740,44
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(41.013,51)	2.321.645,08	2.280.631,57
Subsídio Distribuição	(5.050.357,99)	6.819.317,26	1.768.959,27
Subsídio Irrigante/Aquicultor	3.552,40	135.942,83	139.495,23
Total	51.481,06	51.271.345,45	51.322.826,51

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

4. 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 56/1999-ANEEL.

V - DA CONCLUSÃO

48. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 56/1999, no que consta do Processo nº 48500.003964/2025-61 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da Celesc-Dis, com vigência a partir de 22 de agosto de 2025, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 13,53% sendo de 15,80% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 12,41% 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 Celesc-Dis;
- 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;
- v) por subsidiar a Superintendência de Fiscalização Técnica dos Serviços de Energia Elétrica – SFT com as informações necessárias para que sejam avaliados os impactos nas informações de mercado declaradas no SAMP associadas as ocorrências de regularização da implantação do novo sistema comercial da distribuidora.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

Assinado digitalmente)

CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO

Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de
Distribuição

(Assinado digitalmente)

ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ

Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
**ALINE
MOURA DE
MELO DE
SOUZA**
Analista
Administrativo

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

(Assinado digitalmente)
ROBSON KUHN YATSU
Gerente de Gestão Tarifária

De acordo:

(Assinado digitalmente)
**LEANDRO CAIXETA
MOREIRA**
Superintendente de Gestão
Tarifária e Regulação Econômica

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

Equipe	Atividade
Cecília Magalhães Francisco	Nível tarifário - Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Adriano Almeida Trindade	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Andrey Vinícius Altoé	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
André Valter Feil	Coordenador de Gestão Tarifária de Geração e de Encargos Setoriais
Wendell Cassemiro da Silva	Coordenador Adjunto – Gestão Tarifária de Transmissão
Aline Moura de Melo Souza	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

50. Por meio da Carta S/N^[10], de 16/12/2024, a Celesc-DIS informou erro encontrado na declaração de dados de mercado no SAMP no período de 01/08/2023 a 01/05/24, que teria gerado inconsistências no processo tarifário de 2024. De acordo com a Concessionária, afetaria tanto o mercado da distribuidora para cálculo do processo, como subsídio tarifário fonte incentivada no valor de R\$ 2,3 milhões. Entende-se que o pleito da empresa extrapola a análise do presente processo tarifário, sendo intempestivo pois refere-se ao processo tarifário de 2024, aprovado pela REH n. 3.374 de 20 de agosto de 2024. Ainda, trata-se de informação declarada pela própria distribuidora, portanto, de sua responsabilidade que deveria ter sido encaminhada adequadamente até 30 dias antes da data contratual do seu reajuste de 2024 (no caso, 22/07/2024).

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^[11]. 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	214.041.375,29	0,00	214.041.375,29	225.073.288,83	242.230.837,99
CDE Energia	-141.711.768,49	0,00	-141.711.768,49	-149.785.958,23	-161.204.283,14
Rede Básica	75.865.581,90	0,00	75.865.581,90	80.974.490,16	87.147.251,94
Compra de Energia	-332.738.877,12	422.696.885,80	89.958.008,68	96.004.223,21	103.322.715,73
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	4.164.195,06	0,00	4.164.195,06	4.251.246,01	4.575.322,50
Proinfa	44.640.325,25	0,00	44.640.325,25	47.115.000,08	50.706.620,99
ESS	50.159.097,44	-30.307.477,80	19.851.619,63	22.804.210,41	24.542.596,89
CVA Total	-85.580.070,66	392.389.407,99	306.809.337,33	326.436.500,48	351.321.062,89

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 14,69%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

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

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 2,91% e está detalhado no gráfico a seguir:

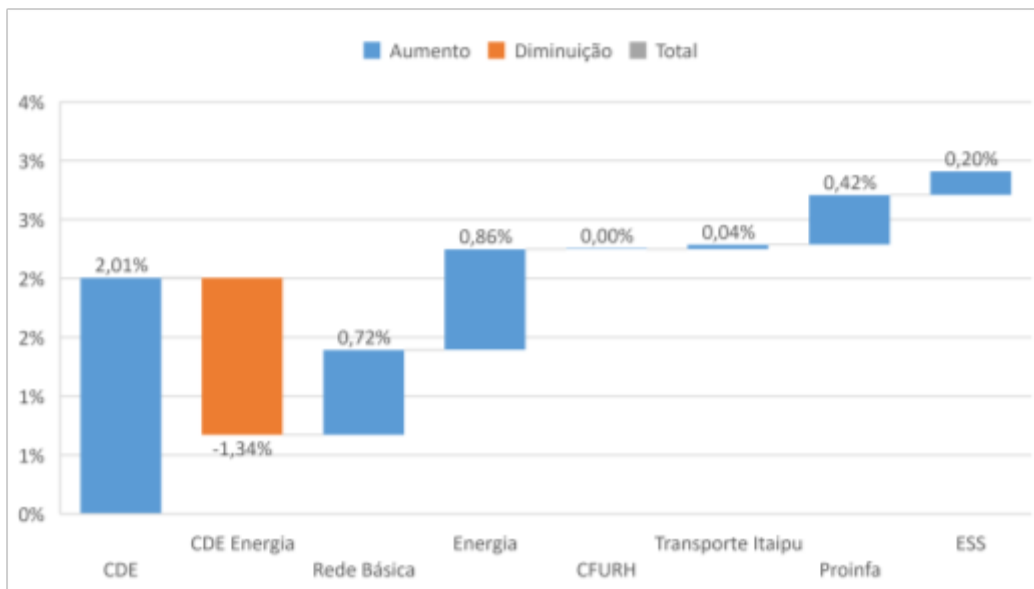


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 2,68% de redução no reajuste das tarifas.

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

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação $PLD < CVU \leq CMO$), por estarem associados aos custos de ESS e EER. A tabela 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\$)
jun-24	1.675.137,14	33.738.245,05	-	-	1.997,44
jul-24	8.242.271,06	34.314.601,48	-	-	17.392,75
ago-24	11.814.313,99	31.383.285,78	-	-	51.249,34
set-24	3.079.535,98	29.485.459,59	-	-	161.210,88
out-24	665.894,49	18.708.913,95	-	-	166.710,38
nov-24	11.795.330,44	4.452.335,66	-	-	388.952,08
dez-24	4.599.887,62	40.729.271,08	-	-	202.482,73
jan-25	6.337.425,33	10.042.667,24	-	-	150.817,69
fev-25	-1.089,77	42.183.079,05	-	-9.529.552,42	182.706,72
mar-25	-191.531,49	40.424.107,49	-	-49.339.009,91	79.838,66
abr-25	-10.586,11	35.587.091,24	-	-208.774,34	7.247,80
mai-25	233.520,53	40.032.813,07	-	-3.102,99	120.229,57
Total	48.240.109,21	361.081.870,68	0,00	-59.080.439,66	1.530.836,04

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

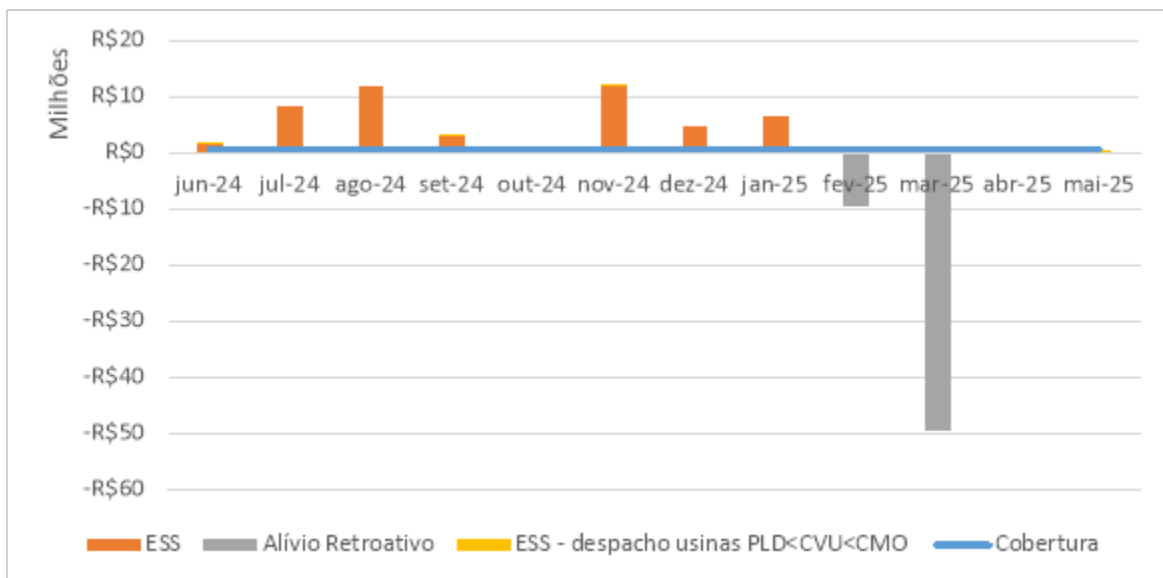


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

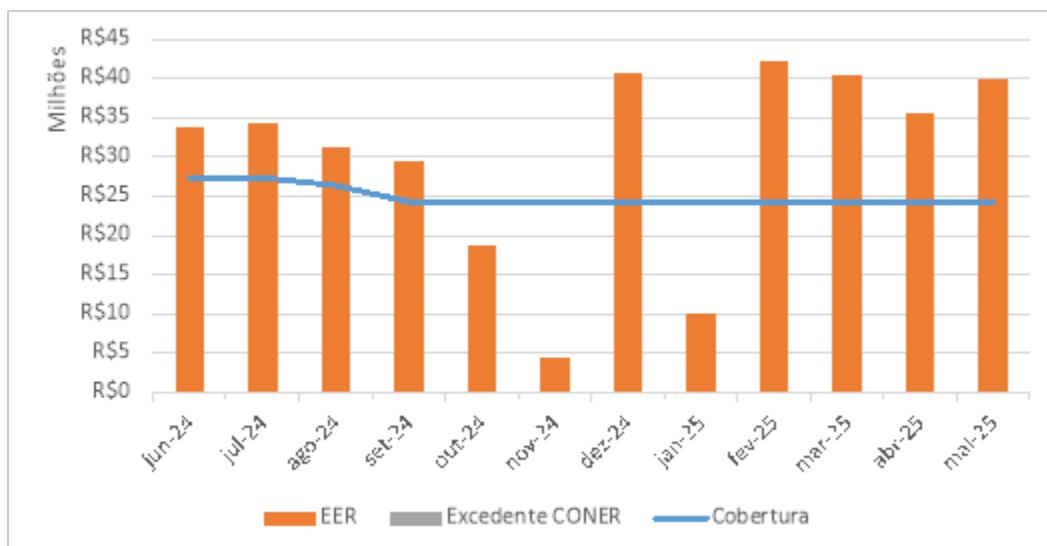


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(9.309.494,41)	7.010.541,32	(16.320.035,73)
EER	361.081.870,68	300.006.510,32	61.075.360,36

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	7.410.240	38,1%
CCEAR-D	3.936.298	20,2%
MCSD	-	0,0%
CCEN	624.111	3,2%
PROINFA	339.354	1,7%
Itaipu	3.308.525	17,0%
BILATERAL	-	0,0%
CCGF	2.775.224	14,3%
GP	-	0,0%
MCSD EN	1.065.425	5,5%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	19.459.176	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.

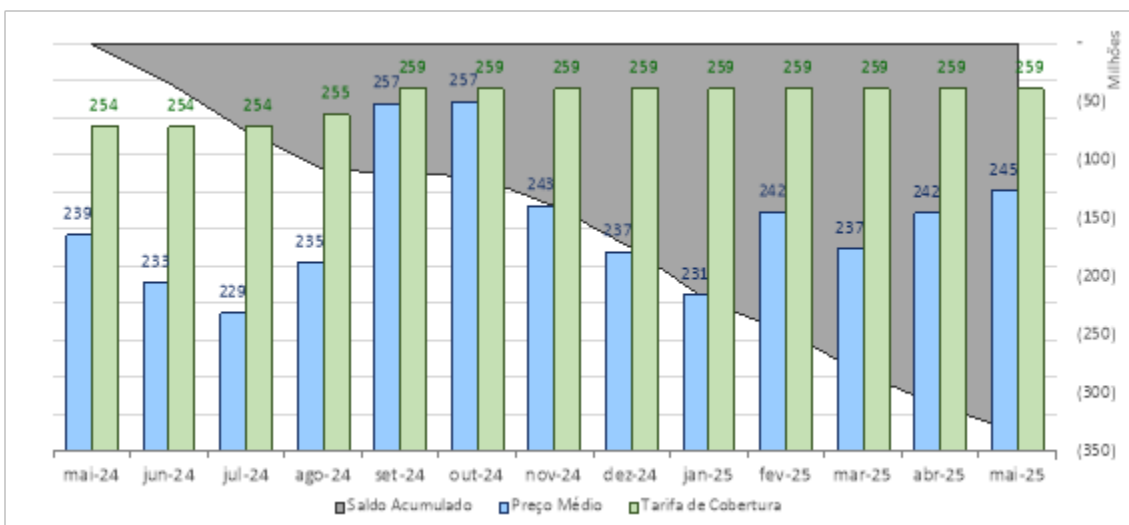


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	561,06
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	11.138.293,38
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	232.909.231,27
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 3.660.029,22
Exposição entre Submercados	45.124.809,16
Risco Hidrológico - Itaipu	118.202.806,05
Risco Hidrológico - CCGF	63.246.842,54
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	140.706.470,24
Demais Itens	- 10.223.434,97
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 11.066.042,79
MAC - Energia	10.183.178,30
Recontabilização dos MAC - Energia	- 581,78
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 165.858.287,79
Ressarcimentos	- 8.006.929,65
Total	422.696.885,80

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 10.113.373,61
Efeito do CCGF	- 86.869,43
Efeito do CCEN	32.884,52
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 353.796,17
Exposição financeira entre submercados	455,67
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 545.343,77
Total	- 11.066.042,79

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.

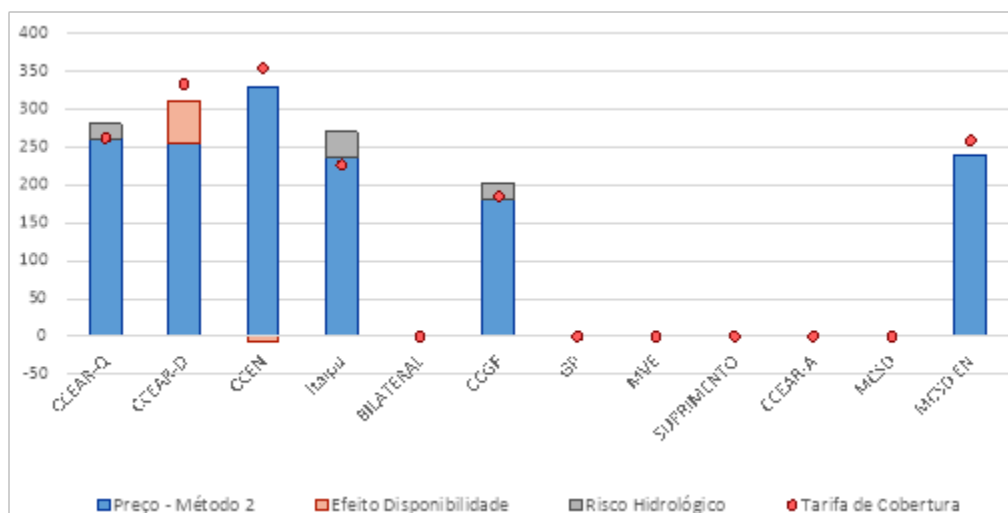


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 0,86% 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.

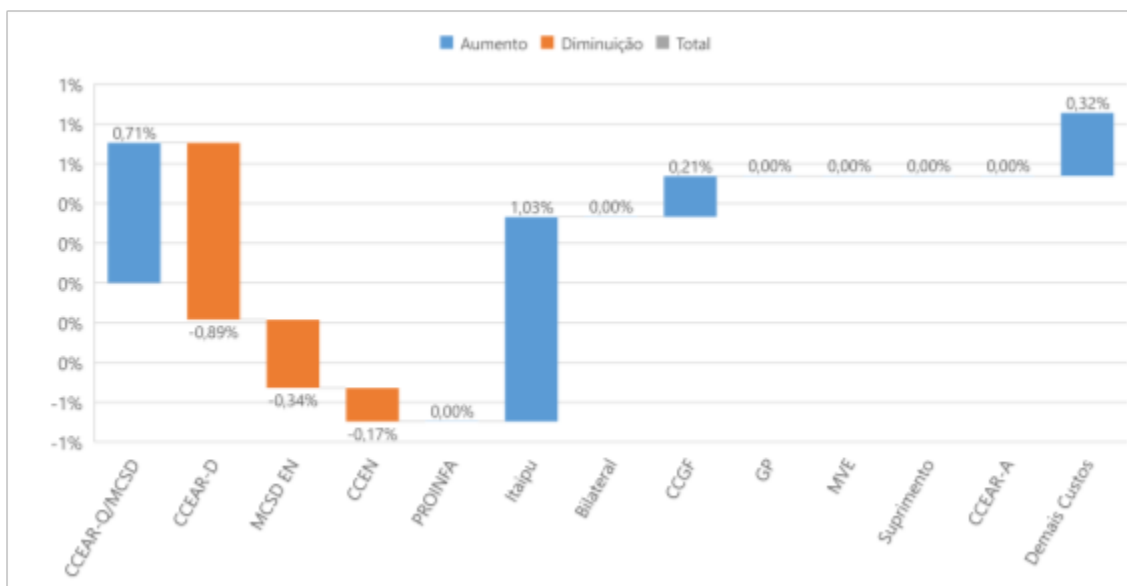


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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	-0,34%
CCEAR-Q/MCSD	-0,02%
MCSD EN	-0,34%
CCEN	-0,13%
Itaipu	0,26%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,11%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	1,20%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,04%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,92%
Demais Custos	0,32%
Total	0,86%

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

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
jun-24	1.259.367	1.394.658	1.422.132	0	246,17	253,80	0
jul-24	1.151.080	1.474.419	1.503.463	0	243,82	253,80	0
ago-24	1.331.549	1.410.166	1.437.945	0	248,65	255,45	0
set-24	1.133.183	1.375.070	1.402.158	0	271,44	258,91	0
out-24	1.142.581	1.467.459	1.496.367	0	285,13	258,91	0
nov-24	1.243.759	1.504.355	1.533.990	0	253,82	258,91	0
dez-24	1.276.821	1.521.037	1.550.999	0	246,31	258,91	0
jan-25	1.438.275	1.811.240	1.846.919	0	242,48	258,91	0
fev-25	1.688.337	1.889.405	1.926.625	0	255,29	258,91	0
mar-25	1.596.601	1.856.130	1.892.694	0	256,70	258,91	0
abr-25	1.374.324	1.453.089	1.481.714	0	260,91	258,91	0
mai-25	1.234.052	1.446.900	1.475.402	0	264,48	258,91	0
jun-25	-	-	-	-	-	-	-
Total	15.869.928	18.603.929	18.970.406	0	255,94	257,86	0,00
% perda s. mercado venda		17,23%	19,54%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre junho/24 e maio/25, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ 34.930.592,23 a preços de agosto de 2025.
- Ano civil de 2024: Sobrecontratação de energia de 304.681 MWh que representa 1,59% 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.
- 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\$ -21.996.426,55.
- 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\$ 12.934.165,57, já atualizado para preços de agosto/2025.

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

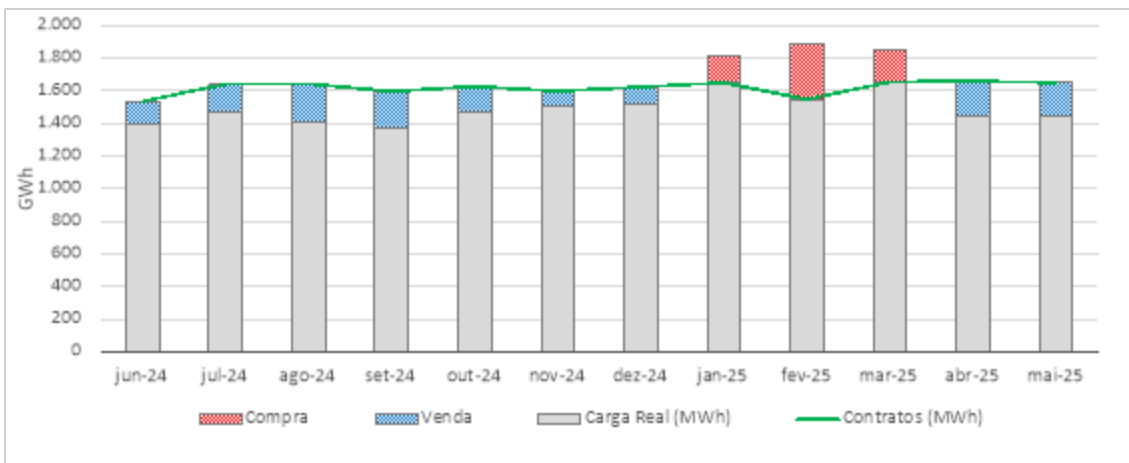


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

17. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo^[12] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

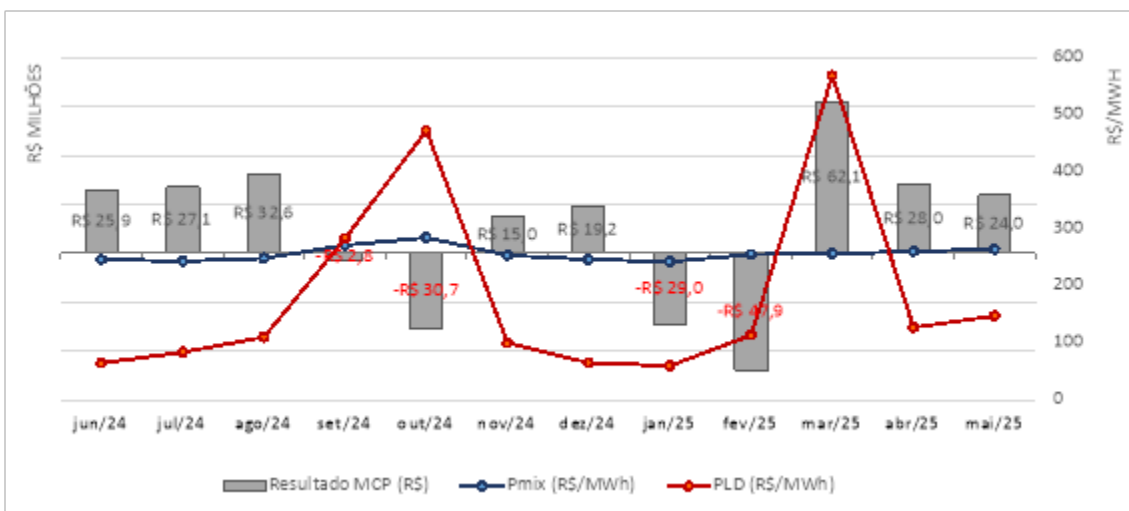


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

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

Tabela II.11 – 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*	0,92%
Risco Hidrológico de CCGF	0,32%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,73%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,76%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,89%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,90%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,63%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,49%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,78%
III - Receitas de MCP e ESS	0,72%
Resultado MCP	R\$12.934.165,57
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$49.873.761,52
ESS + CONER	R\$24.542.596,89
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-1,25%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,19%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,48%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,01%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,56%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

19. Pode-se concluir que, após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -1,25%.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de -0,06%^[13].

Tabela II.12 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,34%
CCEAR-Q/MCSD	-0,02%
MCSD EN	-0,34%
CCEN	-0,13%
Itaipu	0,26%
Bilateral	0,00%
CCGF	-0,11%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	0,28%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,04%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,32%
Total	-0,06%

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

21. 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.

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

22. 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.

23. 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).

24. 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.

25. As diferenças entre a tarifa homologada e a aplicada é apurada pela CVA. Conforme estabelece o submódulo 4.2 A do PRORET. Eventuais diferenças da tarifa praticada para cálculo dos Encargos de Uso compensadas por meio da Conta de Variação dos Custos da Parcela A (CVA), bem como outros componentes da CVA definidos no Submódulo 4.2 do PRORET.

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

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

- TUST em DRP: REH nº 3.482/2025
- MUST em DRP: CUST 129/2002 (Aditivos 51 a 53).
- Encargos e PA em DRP: REH nº 3.481/2025.

28. No âmbito do processo, foram encaminhados ofícios à distribuidora e às transmissoras envolvidas. Como resposta, recebemos as seguintes correspondências.

- ETSE (transmissora). Nº SEI 48500.021376/2025-18.
- STC (transmissora). Nº SEI 48500.021377/2025-18.
- Vale do Itajaí (transmissora). Nº SEI 48500.021559/2025-54.
- Eletrobras (transmissora). Nº SEI 48500.021681/2025-00.
- Eletrosul (transmissora). Nº SEI 48500.021724/2025-49.

- Isa Cteep (transmissora). Nº SEI 48500.021741/2025-86.
- IE Biguaçu (transmissora). Nº SEI 48500.021744/2025-10.
- Evoltz (transmissora). Nº SEI 48500.021755/2025-08.
- EDP Litoral Sul (transmissora). Nº SEI 48500.0217770/2025-48.
- CELESC (distribuidora). Nº SEI 48500.0217771/2025-92.

29. Em suas cartas as transmissoras Evoltz e Litoral Sul informaram não ter discordância com os dados preliminares encaminhados.

30. As transmissoras Eletrobras, Eletrosul, STC e ETSE encaminharam correspondência com planilha em anexo indicando o status de utilização das Demais Instalações de Transmissão – DIT, de uso exclusivo, pela distribuidora.

31. Quanto aos apontamentos das transmissoras Isa Cteep e IE Biguaçu, de que quando da publicação do reajuste da CELESC-DIS os valores de RAP e PA deverão ser atualizados conforme os valores constantes na Resolução Homologatória do reajuste anual da RAP referente ao ciclo 2025-2026, faz-se necessário esclarecer que os valores dos encargos de conexão encaminhados por meio de ofício para essas empresas são os que constam na REH nº 3.481/2025, publicada em 17 de julho de 2025, para o ciclo 2025-2026.

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

Tabela III.1– Variação dos custos de Transmissão

TRANSPORTE	DRA	DRP	Variação
Rede Básica	R\$ 1.255.627.866	R\$ 1.324.217.499	5,46%
Rede Básica Fronteira	R\$ 161.604.607	R\$ 169.883.804	5,19%
Conexão	R\$ 23.308.429	R\$ 50.910.946	118,42%

33. Os custos com conexão à RB tiveram variação percentual de 5,46% entre os processos tarifário de 2024 e 2025. Já os custos da RBF tiveram variação de 5,19% entre os dois processos tarifários. Essas diferenças de variação entre RB e RBF se devem à variação nos valores da TUST homologados na REH nº 3.482, de 15 de julho de 2025.

34. Observa-se uma variação de 118,42% no valor dos encargos de conexão entre os anos de 2024 e 2025. A variação devido ao aumento de cerca de 127% nos encargos do contrato 001/2019 da Vale do Itajaí. O ocorre que os encargos conexão calculado para o ano de 2024, foi considerada uma Parcela de Ajuste negativa no valor de R\$ 19.023.429,08 reduzindo o valor dos encargos para aquele ano. Como nesse ano este valor não está considerado, percebe-se o aumento relatado.

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

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica

que ainda não assinaram termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).

2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)^[14], os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.

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

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

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

5. Segundo descrito no Contrato de Concessão, e seus aditivos, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Receita Requerida é calculada considerando-se as tarifas econômicas

homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos incidentes, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

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

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

8. Dessa forma, em cumprimento ao contrato de concessão, a Receita Requerida calculada pela ANEEL nos reajustes tarifários anuais obedece à seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A considerando as condições vigentes na data do reajuste em processamento e o Mercado de Referência, podendo contemplar ajustes e previsões, conforme regulação da ANEEL e legislação setorial;

VPB: Valor resultante da aplicação da tarifa correspondente aos itens que compõem a Parcela B, vigente na Data de Referência Anterior, ao Mercado de Referência, atualizado pela diferença entre o Índice de Variação da Inflação (IVI) e o Fator X;

IVI: númENEL RJ índice obtido pela divisão dos índices do IPCA, do IBGE, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o índice considerado no último reposicionamento tarifário;

Fator X: Nos processos de revisão tarifária ordinária serão estabelecidos os valores ou a forma de cálculo do Fator X, com o objetivo de repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no setor de distribuição de energia elétrica e resultados decorrentes de mecanismos de incentivos, que poderão contemplar estímulos à melhora na qualidade do serviço e à eficiência energética, conforme regulação da ANEEL.

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

Mercado de Referência: composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência; e

Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso.

9. A aludida Cláusula Sexta do citado termo aditivo estabelece que nos reajustes e revisões tarifários ordinários a ANEEL garantirá a neutralidade aos itens da Parcela A, a ser considerada nos ajustes da receita da distribuidora, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no Período de Referência e os respectivos valores contemplados no reposicionamento tarifário anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

III.PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual inicial (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.

C. Cômputo da Parcela A

12. A Parcela A é composta pela soma dos seguintes componentes: (i) Receitas Irrecuperáveis; (ii) Energia Elétrica Comprada; (iii) Custos de Conexão e de Uso das Instalações de Transmissão e/ou Distribuição de Energia Elétrica; e (iii) Encargos Setoriais.

13. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2,6A, 3.2A, 3.3A, 3.4A do PRORET, respectivamente.

1. Encargos Setoriais

14. 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

15. 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;

16. 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

17. 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 .

18. 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 .

19. 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

20. 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)

21. 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

22. 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.

23. 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

24. 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.

25. 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

26. 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.

27. 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.

28. 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.

29. 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

30. 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

31. 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

32. 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.

33. 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*”.

34. 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.

35. 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

36. 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.

37. 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.

38. 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^[15].

39. 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

40. 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.

41. 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.

42. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits^[16] considerando o período de referência em questão.

43. 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.

44. 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

45. Submódulo 3.1A do PRORET, o cômputo da Parcela B é efetuado considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, VPB0. Dessa forma, o valor final de aplicação da Parcela "B" na Data do Reajuste em Processamento, VPB1, são calculados da seguinte forma:

$$VPB0_i = TUSD_{fio\ B\ vigente} \times Mercado\ Ref$$
$$VPB1_i = VPB0_i \times Fator\ Pb_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

Onde:

VPB0_i: Valor da Parcela B, considerando as tarifas de aplicação vigentes e o mercado de referência;

TUSD fio B Vigente: Valor vigente econômico correspondente ao componente tarifário do Fio B;

Mercado Ref: Mercado de referência composto pelos montantes de energia elétrica e de demanda de potência faturados no Período de Referência;

Período de Referência: 12 (doze) meses anteriores ao mês do reajuste tarifário anual ou revisão tarifária periódica em processamento, quando for o caso;

VPB₁: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

Fator P_b_{t-1}: Fator de recomposição da Parcela B integral, que retira os valores de Receita Irrecuperável e inclui os valores de OR, UD e ER da Receita Fio B que foram contemplados no processo tarifário anterior,

OR_{DR1}: Valores de Outras Receitas apurados no período de referência, atualizados conforme o Submódulo 2.7A; e

UD, ER_{DR1}: Valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados entre a Data Referência de Alteração Contratual e DR1, atualizados conforme o Submódulo 2.1A.

46. Portanto, são necessários ajustes na Receita Fio B (VPB0), de modo a retirar os efeitos da presença do componente Receitas Irrecuperáveis (RI) na Parcela B e isolar os efeitos das parcelas correspondentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER), que são apurados considerando o que for efetivamente realizado.

47. Assim, para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), aplica-se o Fator P_b_{t-1}, definido como:

$$\text{Fator } P_{b \ t-1} = \frac{VPB_{1 \ t-1} + OR, UD, ER_{t-1}}{VPB_{1 \ t-1}}$$

Onde,

VPB₁_{t-1}: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

OR, UD, ER_{t-1}: Valores de Outras receitas, Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos, apurados no último processo tarifário.

48. O Fator X^[17], definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

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

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

51. Por fim, o valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores, técnicos e comerciais, e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET^[18].

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

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

54. O componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A é resultante das condições definidas pela Lei nº 12.783/2013 e pela Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do aditivo contratual aprovado pelo Despacho nº 2.194/2016, os quais estendem a neutralidade dos Encargos Setoriais para toda a Parcela "A".

- Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.
- A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.
- Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.
 - *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável*: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.
- A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

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

55. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial 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^[19].

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

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

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

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

56. Conforme previsto no § 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

57. O repasse da sobrecontratação de energia e da exposição ao mercado de curto prazo é realizado sob a forma de dois componentes financeiros composto pelas seguintes parcelas: (i) apuração do resultado financeiro, decorrente das compras e vendas no mercado de curto prazo, considerando a receita de bandeiras da parcela de exposição; e (ii) ajuste do resultado financeiro, descrito no item (i), observando os limites de repasse de sobrecontratação de energia e de exposição voluntária, após a finalização dos resultados no ano civil. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET^[20].

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

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

6. Demais Componentes Financeiros

59. Serão considerados como Demais Componentes Financeiros (DCF) os seguintes itens: (i) Garantias financeiras de CCEARs; (ii) Penalidade por descumprimento da meta de Universalização; (iii) Compensação por violação de 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 4.4A do PRORET^[21] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

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

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

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

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

V.SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

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

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 deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

[1] Documento SEI nº 0171650

[2] Documento SEI nº 0161570. Processo 48500.023799/2025-64.

[3] Documento SEI nº 0161190

[4] Documento SEI nº 0017621.

[5] Documento SEI nº 0171649

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

[7] Documento SIC: 48513.034007/2024-00

[8] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[9] SIC nº 48500.002682/2024-66.

[10] Documento SIC: 48513.034007/2024-00

[11] 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.

[12] 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).

[13] 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.

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

[15] 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.

[16] 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.

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

[18] Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4A do PRORET em

[19] 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.

[20] https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_OC.pdf

[21] https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221049_Proret_Submod_4_4A_V1_4.pdf



Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 13/08/2025, às 14:25, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 13/08/2025, às 14:33, 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 **Aline Moura De Melo Souza, Analista Administrativo**, em 13/08/2025, às 15:24, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 13/08/2025, às 16:24, 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 **Andrey Vinícius Altoé, Especialista em Regulação**, em 13/08/2025, às 17:21, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0172629** e o código CRC **ABB25D22**.