

NOTA TÉCNICA Nº 93/2026-STR/ANEEL

Referência: 48500.030067/2025-21

Assunto: Revisão Tarifária Ordinária de 2026 da **Energisa Minas Rio - Distribuidora de Energia S.A. – EMR.**

I - DO OBJETIVO.

1. Submeter à Diretoria da ANEEL proposta da Revisão Tarifária Periódica de 2026 da **Energisa Minas Rio - Distribuidora de Energia S.A. – EMR**, após análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 004/2026 e na Audiência Pública nº 001/2026.
2. A presente proposta de revisão tarifária da **EMR** segue os procedimentos e metodologias de cálculo previstos nos Módulos 2, 3 e 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, que tratam do cálculo da revisão tarifária, do reajuste tarifário e da estrutura tarifária.
3. A síntese das metodologias aplicáveis a esta revisão consta do Anexo II desta Nota Técnica.
4. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da **EMR**. A Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo do Reposicionamento Tarifário, Receita Verificada, Parcela A, Parcela B, Fator X e Componentes Financeiros. As seções IV, V e VI apresentam, respectivamente, os valores de subvenção econômica para custeio dos subsídios do mercado da **EMR**, o fundamento legal e as conclusões.

II - DOS FATOS

5. A **EMR**, sediada na cidade de **Cataguases - MG**, atende aproximadamente **621 mil** de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de **R\$ 1,37 bilhão**.
6. O Contrato de Concessão nº **40/1999** define a data de **22 de junho de 2026** para a realização da revisão tarifária ordinária da distribuidora.
7. 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	516.905	76.845	42,3%
Industrial	3.986	60.661	33,4%
Comercial	40.641	16.842	9,3%
Rural	52.586	10.339	5,7%
Iluminação Pública	211	6.452	3,5%
Poder Público	5.291	4.705	2,6%
Serviço Público	1.033	1.172	0,6%
Demais classes	177	4.776	2,6%
Total	620.830	181.792	100%

Fonte: SAMP – competência **abril/2026**.

8. Em 17 de junho de 2025, foi aprovado o Reajuste Tarifário Anual da **EMR**, o qual conduziu a um efeito médio de 3,61% aos consumidores da área da concessão, conforme Resolução Homologatória nº 3.471/2025.

9. Em 31 de março de 2026, no 4ª Circuito Deliberativo Público Ordinários de 2026, a Diretoria Colegiada da Aneel decidiu instaurar a consulta pública nº 04/2026, no período de 1º de abril a 15 de maio de 2026, com vistas a colher subsídios e informações adicionais para a aprimoramento da Revisão Tarifária Periódica da **EMR**.

10. No dia 30 de abril de 2026, na cidade de Cataguases/MG, foi realizada a Audiência Pública nº 01/2026 ^[1], oportunidade em que foi discutido com a sociedade a proposta de revisão tarifária da distribuidora.

11. Pelo Memorando nº 158/2026-SFF/ANEEL ^[2], de 28 de maio de 2026, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF validou os pagamentos de itens da Parcela A, para fins de cálculo Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento, e as receitas de Ultrapassagem de Demanda (UD), de Excedentes de Reativos (ER) e de Outras Receitas (OR). Adicionalmente, informou que a distribuidora incorreu em despesas com a constituição de garantias financeiras.

12. Por intermédio do Memorando nº 23/2026-SGM/ANEEL ^[3], de 27 de fevereiro de 2026, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração e do Mercado de Energia Elétrica - SGM prestou as informações atualizadas concernentes ao contrato bilateral de compra de energia firmado pela distribuidora.

13. Em 02 de março de 2026, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD, mediante o Memorando nº 83/2026-STD/ANEEL ^[4], prestou as informações relacionadas a apuração das perdas e avaliação de extensão de rede na distribuição da distribuidora.

14. A SFF, pelo Memorando nº 159/2026-SFF/ANEEL ^[5], de 10 de junho de 2026, informou os valores para a composição da Base de Remuneração da **EMR**.

15. Em 03 de junho de 2025, foi realizada reunião virtual entre a STR/Aneel e os técnicos da distribuidora para discutir a respeito do cálculo final da presente revisão tarifária ^[6].

16. Em 08 de junho de 2026, a STR emitiu a Nota Técnica nº 88/2026–STR/ANEEL ^[7] que trata da análise técnica sobre as contribuições apresentadas na Consulta Pública nº 004/2026.

17. Já em 08 de junho de 2026, foi realizada reunião com o Conselho de Consumidores da **EMR** ^[8], sendo que neste mesmo dia as planilhas de cálculo da proposta final da revisão tarifária foram encaminhadas via e-mail ^[9] com a ressalva de envio de novas atualizações na hipótese de alteração do resultado.

18. Por fim, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Gestão Administrativa, Financeira e de Contratações – SGA, verificou-se que a **EMR** se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais ^[10], o que possibilita o reposicionamento de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

A. Metodologia Aplicada

19. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos.

20. No momento da RTP também são definidas as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários.

21. Além disso, são definidas as perdas técnicas e não técnicas regulatórias a serem aplicadas nos processos tarifários. Para a definição das perdas não técnicas, a ANEEL compara o desempenho das concessionárias, determinando uma trajetória para cada uma delas no ciclo.

22. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de revisão tarifária estão descritos no Anexo II desta nota técnica.

B. Período de Referência

23. O período de referência para o cálculo da presente revisão é de **junho/2025 a maio/2026**.

C. Receita Verificada

24. No cálculo da Receita de Verificada, foram considerados os dados de mercado informados pela concessionária no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas de base econômica homologadas no processo tarifário anterior.

25. A tabela 2 apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão.

Tabela 2. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.416.491	1.107.547.033
A4 (2,3 kV a 25 kV)	65.154	70.011.906
BT (menor que 2,3 kV)	1.351.337	1.037.535.127
Demais Livres	637.582	208.228.593
Distribuição	42.719	10.050.423
Geração	-	39.231.246
Total	2.096.791	1.365.057.296

D. Análise da Revisão Tarifária Periódica

1. Resultados

26. A proposta de Revisão Tarifária Ordinária de 2024 da **EMR** conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 11,27%, sendo de 5,23%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 12,80%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme tabela seguinte:

Tabela 3. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kv	5,23%
BT- Baixa Tensão (<2,3k	12,80%
Efeito Médio AT+BT	11,27%

27. O efeito médio nas tarifas de **11,27%** decorre:

- (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em **6,94%**, ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas;
- (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subseqüentes, com efeito de **0,14%**; e
- (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuíram para a um efeito de 4,18% no atual processo tarifário.

28. O detalhamento por subgrupo tarifário é demonstrado na tabela 4:

Tabela 4: Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consu	Varição tarifária
Alta Tensão (AT)	5,23%
A2 (≥ 88 kV e ≤ 138 kV)	4,42%
A3 (>69 kV)	33,39%
A4 (>2,3kV < 25kV)	2,41%
Baixa Tensão (BT)	12,80%
B1 (Residencial)	12,93%
B2 (Rural)	12,61%
B3 (outros)	12,57%
B4 (Iluminação Púb.)	12,48%
Efeito Médio (AT + BT)	11,27%

29. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem as tarifas e às novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias.

30. No tocante à nova estrutura tarifária, destaca-se que houve um expressivo aumento nos custos médios dos ativos utilizados para atender os consumidores do grupo BT associado a um aumento abaixo da média de mercado entre as revisões tarifárias (2020 e 2024), provocando um maior efeito para esses consumidores. Em outras palavras, com essa realocação de custos de Parcela B, foram necessários mais ativos para atender um mercado relativamente menor.

31. Especificamente no A3, a quantidade em km dos ativos, na última revisão (2021), que era de 513,03 km, passou para 526,97km. Somado ao aumento na quantidade de km, o valor por km (R\$/KM) passou de R\$ 314.069,58 (trezentos e catorze mil, sessenta e nove reais e cinquenta e oito centavos), para R\$ 668.873,28 (seiscentos e sessenta e oito mil, oitocentos e setenta e três reais e vinte e oito centavos. Um aumento de mais de 112,97% que contribuiu no aumento expressivo do A3. Fazendo um comparativo da última RTA (2025), representa um aumento de 18,00%, na Estrutura Vertical do A3.

32. Outro fator que contribuiu para o efeito é o expressivo mercado de Geração A3 da EMR, que é um dos mais impactados pela remoção de um significativo encargo financeiro negativo da componente CUSD no reajuste de 2025.

33. A tabela 5 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos na revisão, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 5. Resumo da revisão

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	897.119.127	908.177.320	1,2%	0,81%	62,2%
Encargos Setoriais	284.818.899	290.337.756	1,9%	0,40%	19,9%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.171.209	2.606.446	20,0%	0,03%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	185.535.167	214.594.868	15,7%	2,13%	14,7%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	(1.027.897)	(1.061.241)	3,2%	-0,00%	-0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hidrica (TE)	6.007.768	6.113.318	1,8%	0,01%	0,4%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	27.753.417	0	-100,0%	-2,03%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	29.647.047	35.717.922	20,5%	0,44%	2,4%
PROINFA	23.605.514	20.314.404	-13,9%	-0,24%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	11.126.674	12.052.037	8,3%	0,07%	0,8%
Custos de Transmissão	140.935.945	157.271.852	11,6%	1,20%	10,8%
Rede Básica	41.208.780	54.788.159	33,0%	0,99%	3,8%
Rede Básica Fronteira	14.763.794	5.152.168	-65,1%	-0,70%	0,4%
Rede Básica ONS (A2)	601.155	605.819	0,8%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	5.287.191	5.592.692	5,8%	0,02%	0,4%
Transporte de Itaipu	8.564.664	11.010.253	28,6%	0,18%	0,8%
Conexão	4.633.160	5.448.603	17,6%	0,06%	0,4%
Uso do sistema de distribuição	65.877.202	74.674.158	13,4%	0,64%	5,1%
Custos de Aquisição de Energia	464.781.246	453.123.885	-2,5%	-0,85%	31,0%
Receitas Irrecuperáveis	6.583.037	7.443.827	13,1%	0,06%	0,5%
PARCELA B	467.938.169	551.664.576	17,9%	6,13%	37,8%
Custos Operacionais	282.878.623	267.202.919	-5,5%	-1,15%	18,3%
Anuidades	43.568.093	50.010.540	14,8%	0,47%	3,4%
Remuneração	107.251.259	175.693.962	63,8%	5,01%	12,0%
Depreciação	59.794.958	83.993.793	40,5%	1,77%	5,8%
UD+ER+OR	(25.554.764)	(25.236.637)	-1,2%	0,02%	-1,7%
RT considerando a variação tarifária da RTE	1.365.057.296	1.459.841.896		6,94%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		1.978.209		0,14%	
CVA em processamento - Energia		68.014.850		4,98%	
CVA em processamento - Transporte		(3.589.277)		-0,26%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		28.730.278		2,10%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		1.538.756		0,11%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		(10.800.664)		-0,79%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		19.589.751		1,44%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		1.453.418		0,11%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		179.642		0,01%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(659.443)		-0,05%	
Financeiro CDE Eletrobras		(108.243)		-0,01%	
Sobrecontratação		1.407.126		0,10%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		457.456		0,03%	
Reversão de Risco Hidrológico		(31.435.040)		-2,30%	
Risco Hidrológico		35.854.388		2,63%	
Ajuste CUSD		1.363.467		0,10%	
Repasse de compensação DIC/FIC		(398.995)		-0,03%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(492.234)		-0,04%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(270.376)		-0,02%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).		(369.791)		-0,03%	
Crédito de PIS/COFINS		(102.372.135)		-7,50%	
Quitação cta. Escassez Hidrica - Reversão de componente econômico		(6.113.318)		-0,45%	
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023		(62)		0,00%	
Multa CCEAR - Termoeará - Desp. nº 2.495/2024		(1.347)		0,00%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				4,18%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				11,27%	

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

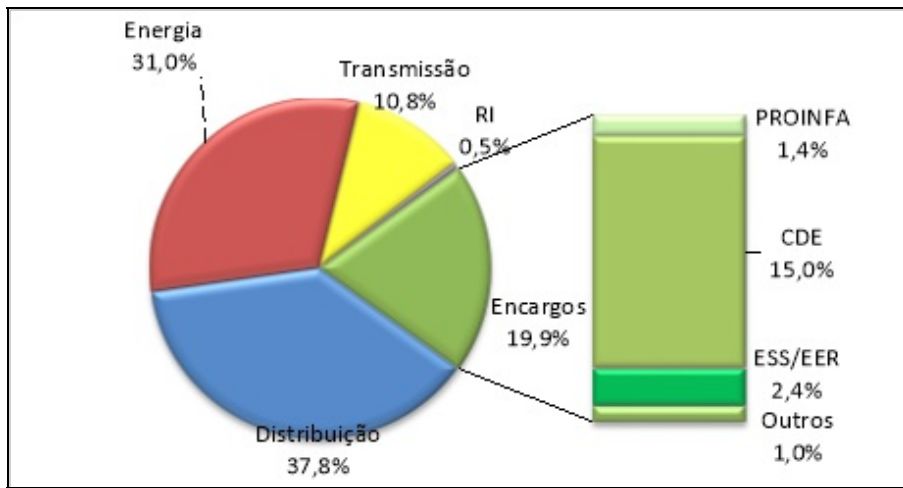


Gráfico 1. Composição da receita sem tributos

35. O Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos.

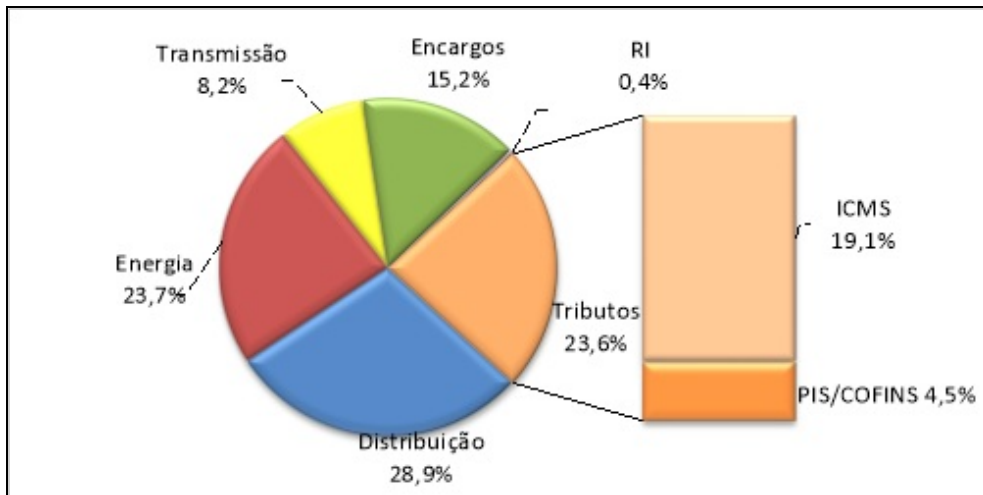


Gráfico 2. Composição da receita com tributos

2. Análise da Parcela A

36. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES) e as Receitas Irrecuperáveis (RI), conforme detalhado no Anexo II da presente Nota Técnica.

37. Neste processo tarifário, a Parcela A representou **62,2%** dos custos da concessionária, com impacto tarifário de **0,81%**.

2.1. Encargos Setoriais (ES)

38. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e têm seus valores estabelecidos pela ANEEL.

39. Na tabela 6, são demonstrados os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária:

Tabela 6. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.171.209	2.606.446	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	185.535.167	214.594.868	REH 3.564/2025
CDE Eletrobrás	(1.027.897)	(1.061.241)	DSP 1894/2026
CDE Conta Escassez Hídrica	6.007.768	6.113.318	DSP 510/2023
CDE GD	27.753.417	0	Art. 23, Lei 15.269/2025
ESS / ERR / ERCAP	29.647.047	35.717.922	DSP 1.521/2026
PROINFA	23.605.514	20.314.404	REH 3.558/2025
P&D e Eficiência Energética	11.126.674	12.052.037	Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	284.818.899	290.337.756	

40. O total dos encargos setoriais, que apresentou variação de 1,9%, impactou o efeito médio em 0,40%.

41. Impactou o efeito positivamente, principalmente, a variação da cota de CDE USO, com contribuição de 2,13%, conforme orçamento previsto para 2026[11].

42. Destaca-se também o impacto tarifário dos Encargos ESS/EER/ERCAP, no valor de 0,44%. Este aumento deve-se a nova previsão do ERCAP que teve seu valor revisado conforme informações enviadas^[12] pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) para considerar os custos relativos à homologação e adjudicação do objeto 2º e 3º de Reserva de Capacidade na forma de Potência (LRCAP), ocorrido em 9 de junho de 2026.

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

44. Também com impacto negativo no efeito médio, destaca-se a variação da cota do PROINFA (-0,24%), decorrente da atualização das quotas de custeio para 2026, conforme o Decreto nº 12.834, de 26 de janeiro de 2026, que trata da prorrogação dos contratos do programa. Tal atualização consta da Nota Técnica nº 62/2026-STR/ANEEL, de 04/05/2026, e ainda será apreciada pela diretoria. Eventuais diferenças, após a decisão da diretoria, serão apuradas na CVA do próximo processo tarifário.

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

2.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

46. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT e Uso de Sistemas de Distribuição.

47. Os valores dos custos relacionados ao transporte de energia a serem considerados nesta revisão tarifária estão detalhados na tabela 7:

Tabela 7. Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	41.208.780	54.788.159
Rede Básica Fronteira	14.763.794	5.152.168
Rede Básica ONS (A2)	601.155	605.819
MUST Itaipu	5.287.191	5.592.692
Transporte de Itaipu	8.564.664	11.010.253
Conexão	4.633.160	5.448.603
Uso do sistema de distribuição	65.877.202	74.674.158
Total dos Custos de Transporte	140.935.945	157.271.852

48. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,20%. Esse aumento decorre, principalmente, das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.481 e nº 3.482, ambas de 15/07/2025.

2.3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

49. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EMR levaram um efeito médio de -0,85%. O item que mais contribuiu para essa redução decorre da energia de Itaipu (-1,10%), em razão da diminuição dos preços dessa fonte de energia. Outro ponto de destaque é a redução das perdas técnicas nesse processo houve uma diminuição de 1,66% em relação à última revisão tarifária (de 9,77% para 8,11%).

a. Energia requerida e perdas regulatórias

50. Nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores, há que se considerar as perdas de energia, inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica, além daquelas referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

51. O valor de perdas técnicas calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, no percentual de **8,11%** sobre a energia injetada.

52. Quanto às perdas não técnicas, a abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança socioeconômica. A tabela 8 sintetiza o cálculo das perdas não técnica para a concessionária, obtida conforme Submódulo 2.6A do PRORET.

Tabela 8. Trajetória Perdas Não Técnicas Regulatória

Cálculo do Ponto de Partida

Descrição	PNT
Meta Ciclo Anterior	1,512%
Média histórica (3 anos)	1,623%
Ponto de Partida	1,526%

Cálculo do Ponto de Chegada

Descrição	Benchmark 1	Benchmark 2
Benchmark	Energisa SS	nd
Perda Benchmark (PNT/BT)	0,340%	0,340%
Perda Energisa MR (PNT/BT)	1,623%	1,623%
Prob. de Comparação	7,898%	7,898%
Meta	1,522%	1,522%
Meta Benchmarks	1,522%	

	Check	1,526%	1,526%	1,526%	1,526%	1,526%
	Ponto Partida	2026	2027	2028	2029	2030
Trajectoria PNT/BT	1,526%	1,525%	1,524%	1,523%	1,522%	1,522%
Velocidade de Redução (a.a)		0,001%	0,001%	0,001%	0,001%	0,001%
Limite de Redução (a.a)		0,000%	0,000%	0,000%	0,000%	0,000%
PNT/BT Medido Regulatório	1,526%	1,526%	1,526%	1,526%	1,526%	1,526%
PT/ E.injetada Regulatório	8,114%	8,114%	8,114%	8,114%	8,114%	8,114%

53. No caso da **EMR** está-se propondo, como ponto de partida, o valor de 1,53% sobre o mercado de baixa tensão faturado, sem trajetória de redução ao longo do ciclo.

54. Para o cálculo das perdas das perdas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses.

55. A tabela seguinte apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo.

Tabela 9. Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	19.327
Perdas na Distribuição	244.923
Perdas Técnicas	221.369
Perdas Não Técnicas	23.554
Energia Vendida	1.166.678
Energia Requerida	1.430.928

b. Valoração da compra de energia

56. 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.

57. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço conforme tabela 10:

Tabela 10. Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado
Bilaterais	Preços e montantes
	Memorando nº 23/2026 – SGM

Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	REH 3.870/2025
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.567/2025
Cotas Lei n.º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.506/2025
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 3.558/2025
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

58. Já a tabela seguinte demonstra os 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 11. Custo com Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	596.476	512.733	267,76	137.287.248
Existente - CCEAR-QTD	1	1	441,78	362
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	391.610	336.629	305,48	102.834.324
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	95.984	82.508	194,12	16.016.706
Madeira e Belo Monte	108.881	93.595	196,98	18.435.856
Bilaterais	511.672	439.835	483,58	212.693.950
Barra do Braúna Energética S/A	192.720	165.663	477,13	79.042.998
Rio Glória Energética S/A	66.751	57.380	522,84	30.000.626
Rio Pomba Energética S/A	112.216	96.461	522,84	50.434.123
Rio Pomba Energética S/A (ex-Bras:	40.734	35.015	522,84	18.307.468
Zona da Mata - JCP	91.454	78.615	400,94	31.519.635
Zona da Mata - Usinas Embebidas	7.797	6.702	505,69	3.389.100
Energia Base	551.587	478.360	215,62	103.142.688
Cota Angra I/Angra II	34.821	29.932	361,56	10.822.252
Cotas Lei n.º 12783/2013	177.131	152.262	245,82	37.429.307
Itaipu (tirando as perdas)	309.626	266.156	206,24	54.891.128
PROINFA	30.009	30.009	-	-
Total	1.659.735	1.430.928	316,66	453.123.885

59. O gráfico 3 demonstra o impacto por modalidade de contrato de energia:

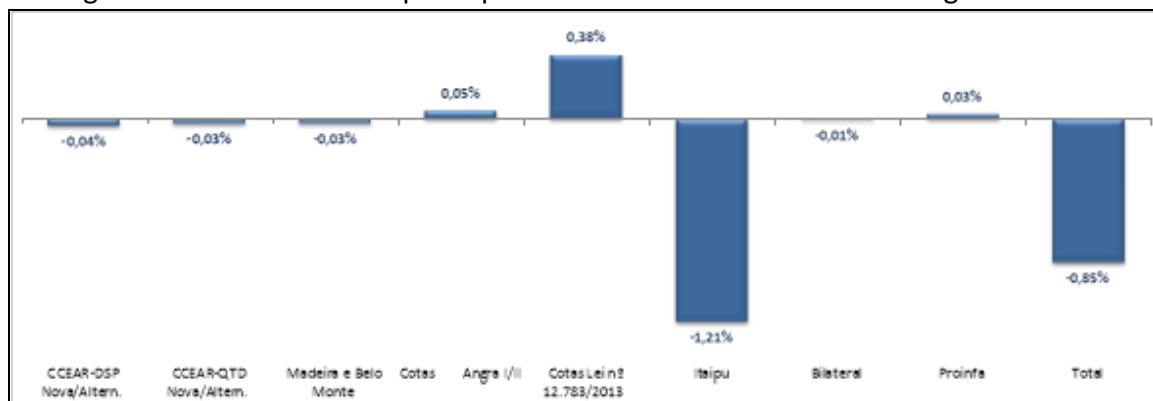


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

2.4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

60. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação em função da inadimplência por parte dos consumidores. A tabela 12 apresenta o resultado do cálculo do valor a ser considerado nesta revisão tarifária.

Tabela 12. Receitas Irrecuperáveis

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	693.348.643	0,53%	5.251.764
Industrial	253.946.867	0,28%	1.016.199
Comercial	156.380.805	0,36%	804.570
Rural	104.645.354	0,24%	358.929
Iluminação Pública	36.383.992	0,00%	-
Poder Público	43.260.185	0,02%	12.365
Serviço Público	25.198.623	0,00%	-
Demais	51.892.827	0,00%	-
TOTAL	1.365.057.296	-	7.443.827

61. Neste processo, as receitas irrecuperáveis variaram 0,5%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,06% no efeito médio.

3. Análise da Parcela B

62. Nas revisões tarifárias, o Valor da Parcela B é definido pelos cálculos do Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) e do Custo Anual dos Ativos (CAA), este, por sua vez, é composto pela Remuneração do Capital (RC), pela Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e pelo Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

63. No presente processo, foi observada uma variação da Parcela B de 17,9%, em relação ao custo contido no processo anterior, impactando as tarifas em 6,13%.

3.1. Análise do Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)

64. A determinação do nível eficiente para o CAOM é obtida pela comparação entre as distribuidoras, levando-se em consideração as características de cada concessionária (extensão de redes, número de consumidores e mercado, dentre outras).

65. No caso da **EMR**, a cobertura de CAOM presentes na tarifa está acima do limite superior do intervalo considerado eficiente, definido pelo método de benchmarking, sendo que a adequação desses custos enseja uma trajetória de redução anual, ao longo do ciclo, limitada a 5,0%. A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos custos operacionais regulatórios para a distribuidora.

Tabela 13. CAOM regulatório no reposicionamento

Limites de Eficiência			
Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	86,09%	89,40%	94,53%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	198.478.358	208.217.697	217.957.036
Comparação com intervalo de CO eficientes			
Descrição	Valor		
3. OPEX nas tarifas - R\$	282.878.623		
4. Meta estudo de eficiência - R\$	217.957.036		
5. Número de anos no ciclo	5		
6. Variação anual necessária para a meta (%)	-5,08%		
7. Meta do estudo de eficiência aplicada variação anual máxima de 5% a.a.	218.886.086		
Avaliação do compartilhamento de eficiência (se Meta OPEX / OPEX Real > % passível de compartilhamento)			
Descrição	Valor		
8. OPEX Real (R\$)	223.708.470		
9. Meta OPEX (R\$)	217.957.036		
10. Relação Meta OPEX/ OPEX Real	97,84%		
11. qcom: mín (120% ; 1/qref)	114,11%		
12. Excedente passível de compartilhamento	0,00%		
13. Cálculo do % de benefício apropriado (beta)	41,82%		
11. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento (R\$)	218.886.086		
Limitação do repasse dos Custos Operacionais			
Descrição	Reais		
15. Limite mínimo para Meta e Ano Teste (60% do OPEX Real)	134.225.082		
16. Limite máximo para a Meta e Ano Teste (140% do OPEX Real)	313.191.858		
17. Meta OPEX Regulatórios aplicados os limites mínimo e máximo (R\$)	218.886.086		
Verificação de repasse de 5% na revisão			
Descrição	Valor		
18. Variação no ciclo entre meta e custo operacional ano teste	-22,62%		
19. Variação anual no ciclo entre meta e custo operacional ano teste	-5,00%		
20. Limite de Custos Operacionais Regulatórios considerando variação de 5% na RTP (R\$)	268.734.692		
21. Partida OPEX Regulatório considerando variação inicial de até 5%	268.734.692		

66. Desse modo, o CAOM apresentou uma variação de **-5,5%**, impactando o efeito médio em **-1,15%**. Desse modo, considerando-se também a aplicação dos mecanismos de ajuste da Parcela B, correspondentes ao Índice de Ajuste de Mercado e ao Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade, descritos adiante na seção 3.3 dessa Nota Técnica, o CAOM apresentou uma variação de **-5,3%**, impactando o efeito médio em **-1,09%**. Ressalta-se que não foi aplicada a regra de compartilhamento, visto que a relação entre a meta de custo operacional e o custo real permaneceu abaixo de 120%.

67. O gráfico abaixo demonstra essa variação.

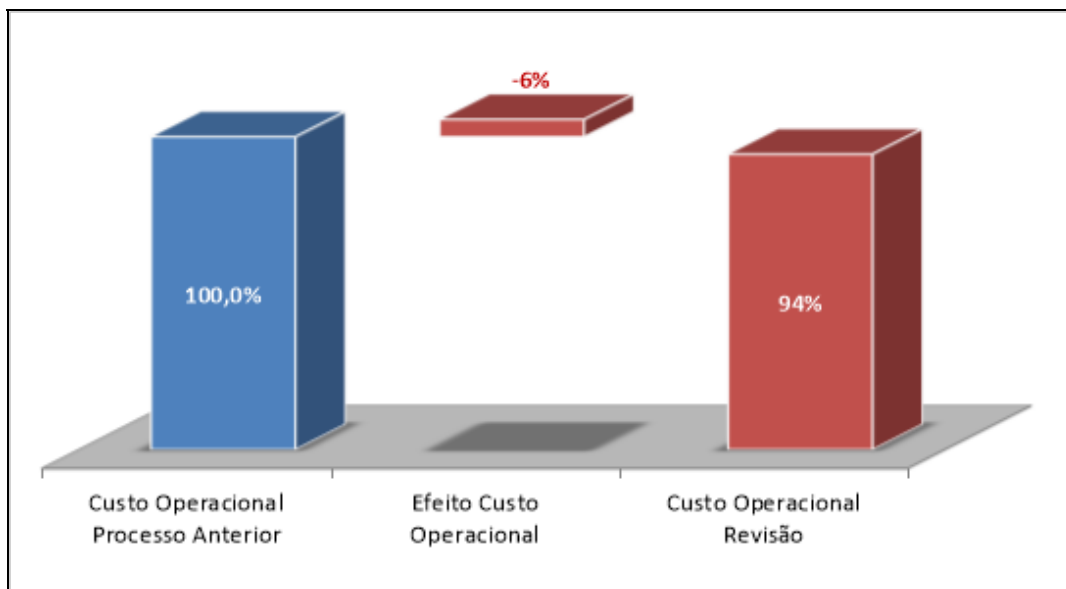


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre o CAOM

68. É oportuno esclarecer que a redução desses custos ao longo do ciclo ocorrerá mediante aplicação do componente T do Fator X sobre a Parcela B, aqui definido no percentual de **2,446%**.

3.2. Análise do Custo Anual dos Ativos (CAA)

69. A **Remuneração do Capital (RC)** corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória Líquida e do Custo de Capital. O custo de capital representa o custo de oportunidade dos recursos do investidor, compatível com um risco similar ao que enfrenta a atividade de distribuição de energia.

70. Já a **Quota de Reintegração Regulatória (QRR)** corresponde à depreciação e amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil, depende da Base de Remuneração Regulatória Bruta e da taxa média de depreciação.

71. A tabela a seguir resume o cálculo da RC e da QRR.

Tabela 14. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	3.596.778.952
(2) Índice de Aproveitamento Integral	3.215.191
(3) Obrigações Especiais Bruta	760.191.424
(4) Bens Totalmente Depreciados	807.585.832
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	2.025.786.505
(6) Depreciação Acumulada	1.951.994.532
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.644.784.420
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	2.131.947
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	1.642.652.473
(10) Almoxarifado em Operação	3.361.347
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	308.633.026
(13) Terrenos e Servidões	26.280.401
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.363.661.195
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	1.363.661.195
(16) WACC antes de impostos	12,30%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	167.730.327
(18) Base Obrigações Especiais	760.191.424
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	1,18%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	8.970.822
(24) Remuneração do Capital = (17)+(20)+(23)	176.701.149
(25) Taxa de Depreciação	4,17%
(29) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (25)	84.475.297

72. Em atendimento ao estabelecido no Submódulo 2.3 do Proret, os valores informados, constantes da base de remuneração regulatória, foram atualizados pelo IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação (31/12/2025) e a data da revisão tarifária (22/06/2026).

73. Assim, conforme os dados fiscalizados obtidos da SFF, a **Remuneração do Capital (RC)** variou **63,8%** em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de **5,01%**. A variação se deve principalmente ao incremento da Base de Remuneração Líquida identificado, em vista dos investimentos realizados pela **EMR** nesse mesmo período. O Gráfico seguinte demonstra o efeito.

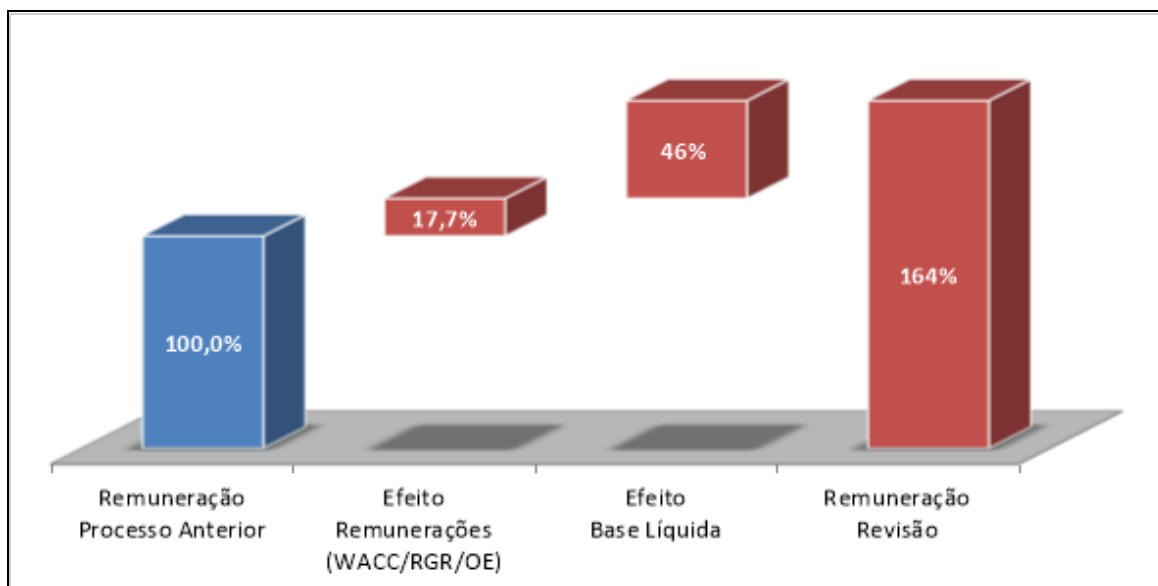


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

74. Quanto à **Quota de Reintegração Regulatória (QRR)** esta variou **40,5%**, em comparação aos valores contidos atualmente nas tarifas, correspondendo a um impacto de **1,77%** neste processo. Esse resultado decorre principalmente do aumento da taxa de depreciação (aumentou de 3,13% para 4,17%) bem como da

nova base de remuneração bruta conforme indica o Gráfico 6.

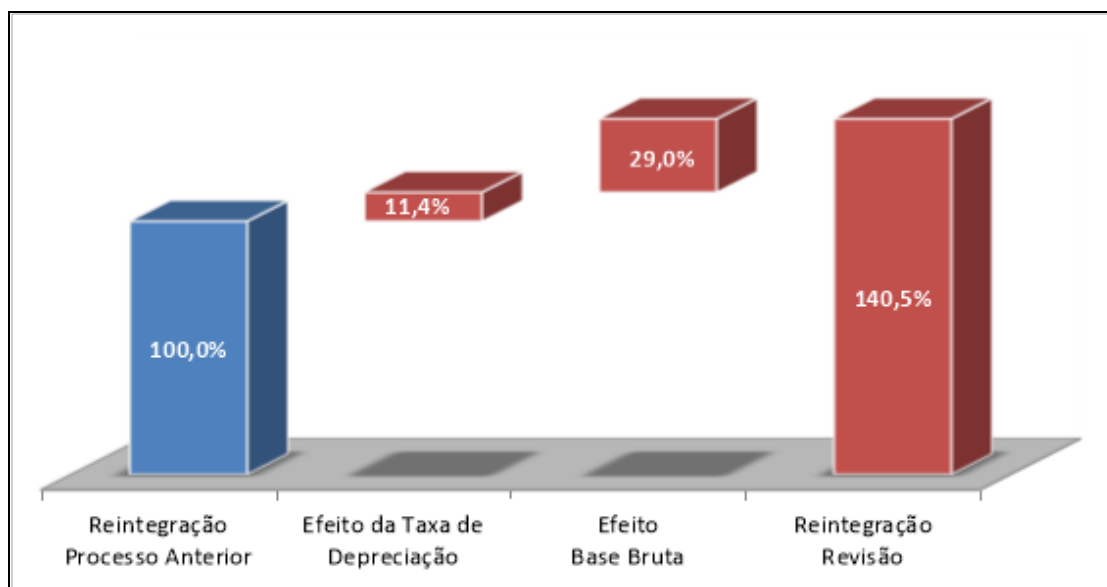


Gráfico 6. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

75. Já o **Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)**, ou simplesmente **Anuidades**, referem-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

76. A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI:

Tabela 15. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	275.070.936
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	123.781.921
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	33.008.512
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	118.280.503
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	13.960.379
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	6.745.525
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	29.591.327
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	50.297.231

77. Neste processo, as Anuidades apresentaram uma variação de **14,8%**, com impacto de **0,47%**. Esse resultado decorre, principalmente, da atualização da base de remuneração regulatória, conforme a regulamentação vigente, da qual o cálculo das anuidades depende. Observe ainda o gráfico abaixo:

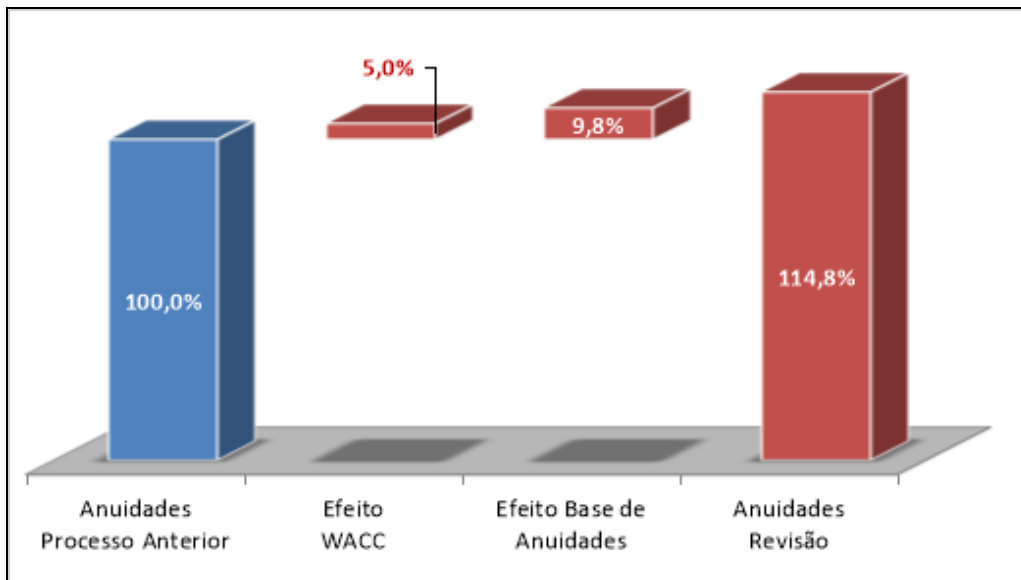


Gráfico 7. Efeito da revisão sobre as anuidades

3.3. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

78. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado (Componente Pd do Fator X), considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência) e no período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes. O Fator de Ajuste de Mercado, calculado para aplicação na atual revisão tarifária, é de **0,528%**.

79. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, são considerados os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC), Frequência Equivalente de Reclamação (FER), Índice Aneel de Satisfação do Consumidor (IASC), Indicador de Nível de Serviço de Serviço do Atendimento Telefônico (INS), Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico (IAb) e Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico (ICO).

80. O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as distribuidoras. O Fator de Ajuste de Qualidade (Componente Q do Fator X), calculado para aplicação na atual revisão tarifária, foi definido em **0,042%**.

3.4. Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente de Reativos (ER) e Outras Receitas (OR) – UDEROR

81. Os valores arrecadados de Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente de Reativos (ER) e Outras Receitas (OR) são subtraídos da Parcela B. Desse modo, essas receitas tiveram uma participação de **0,02%** nesta revisão.

82. A Resolução Normativa nº 1.000/2021 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, conhecida como **Ultrapassagem de Demanda (UD)**. Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, denominado de **Excedente de Reativos (ER)**.

83. Na tabela 16, são apresentadas às totalizações dos valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos para a **EMR**, apuradas no período entre junho/2025 e maio/2026, que são tratados conforme o Submódulo 2.1A do PRORET e subtraídos da Parcela B.

Tabela 16. Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

Descrição	total
Ultrapassagem de Demanda	2.687.342
Excedente Reativo	3.099.251
Total	5.786.592

84. Além das receitas decorrentes da aplicação das tarifas, as concessionárias de distribuição de energia elétrica também contam com outras fontes de receita relacionadas à atividade concedida, que são denominadas de “Outras Receitas”. Estas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

85. A tabela 17 sintetiza o cálculo de Outras Receitas, calculada nos termos do Submódulo 2.7A do PRORET.

Tabela 17. Outras Receitas

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	1.587.169
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%	661.915
Compartilhamento de Infraestrutura	60%	17.200.961
Total		19.450.045

86. Já a tabela 18 resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da **EMR**.

Tabela 18. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	268.734.692
Custos Operacionais (CO)	268.734.692
Custo Anual dos Ativos (CAA)	311.473.678
Remuneração do Capital (RC)	176.701.149
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	84.475.297
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	50.297.231
Parcela B (VPB)	580.208.369
Índice de Produtividade da Parcela B	0,53%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	0,04%
Parcela B com ajustes PM e MIQ	576.901.213
Outras Receitas (OR)	19.450.045
Excedente de Reativos (ER)	2.687.342
Ultrapassagem de Demanda (UD)	3.099.251
Parcela B deduzido UDEROR	551.664.576

4. FATOR X

31. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IPC-A menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

32. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço. Este fator também é usado para promover uma transição dos custos operacionais eficientes, bem como incentivar a melhoria dos serviços.

33. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto pela soma de três componentes:

- a) P_d = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
- b) Q = Qualidade do serviço; e

c) T = Trajetória de custos operacionais.

34. O componente T é definido “*ex-ante*”, ou seja, no momento da revisão tarifária. Os componentes Pd e Q será especificado “*ex-post*”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

35. Calculados conforme o Submódulo 2.5A do Proret^[13], obteve-se os seguintes resultados para as componentes Pd, T e Q, sendo que o fator T deverá compor o Fator X dos reajustes tarifários deste ciclo:

Tabela 19: Componentes Pd, T e Q

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	0,53%
Componente T do Fator X	2,45%
Componente Q do Fator X	0,04%
Fator X	3,02%

5. Componentes Tarifários Financeiros

87. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos processos tarifários, em função de obrigação legais e regulamentares impostas às distribuidoras.

88. A tabela abaixo consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da **EMR**.

Tabela 20. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	68.014.850	4,98%
CVA em processamento - Transporte	(3.589.277)	-0,26%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	28.730.278	2,10%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	1.538.756	0,11%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(10.800.664)	-0,79%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	19.589.751	1,44%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	1.453.418	0,11%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	179.642	0,01%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(659.443)	-0,05%
Financeiro CDE Eletrobras	(108.243)	-0,01%
Sobrecontratação	1.407.126	0,10%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	457.456	0,03%
Reversão de Risco Hidrológico	(31.435.040)	-2,30%
Risco Hidrológico	35.854.388	2,63%
Ajuste CUSD	1.363.467	0,10%
Repasse de compensação DIC/FIC	(398.995)	-0,03%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(492.234)	-0,04%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(270.376)	-0,02%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(369.791)	-0,03%
Crédito de PIS/COFINS	(102.372.135)	-7,50%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(6.113.318)	-0,45%
Multa CCEAR - Goiânia II - Desp. nº 4.863/2023	(62)	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(1.347)	0,00%
Total	1.978.209	0,14%

89. Os componentes financeiros apurados neste processo tarifário contribuíram com o efeito de **0,14%** na

atual revisão da **EMR**, com destaque para os seguintes itens:

- a) Conta de Compensação de Valores dos itens da Parcela A (CVA) em processamento**, cujo efeito agregado de todos os itens (Energia, Transporte e Encargos Setoriais) contribuiu com uma participação de **6,82%** no resultado, todos estes decorrentes da diferença entre a cobertura concedida no último processo tarifário e custos efetivamente incorridos pela concessionária no período de apuração da CVA;

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

- b) Reversão dos créditos de PIS e COFINS.** 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. E conforme dados obtidos pela SFF da concessionária, dos créditos habilitados de PIS/COFINS junto à Receita Federal do Brasil, a **EMR** já teria aproveitado R\$ 291,2 milhões (descontando-se os tributos incidentes sobre as operações) entre fevereiro/2022 e maio/2026. Assim, considerando que a distribuidora antecipou o montante, de R\$ 283,3 milhões (valores históricos atualizado) nas tarifas aos consumidores nos anos de 2020 a 2026, e considerando-se a previsão de compensação mensal de 8,16 milhões, indicada pela SFF, obteve-se o valor de R\$ 102,7 milhões a ser revertido no presente processo tarifário. A tabela seguinte resume a situação;

Tabela 21: Demonstrativo de cálculo do financeiro de créditos PIS/COFINS

Item	Total Nominal	Total Atualizado (junho/2026)
Estimativa das compensações de créditos de PIS/Cofins (até maio/2026)	241.847.597	301.403.025
Tributos incidentes sobre atualização financeira - PIS/Cofins (até maio/2026)	(6.622.119)	(10.204.457)
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		291.198.568
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2022	(9.278.342)	(15.128.611)
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2023	(44.360.433)	(63.738.459)
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2024	(97.144.351)	(124.632.814)
Reversão de créditos de PIS/Cofins no processo tarifário de 2025	(69.518.676)	(79.775.652)
(ii) Total de reversões		(283.275.536)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		7.923.032
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		94.449.103
Projeção mensal de compensações futuras		8.159.154
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses), limitada a disponibilidade de saldo		94.449.103
Créditos de PIS/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		102.372.135

- c) Neutralidade da Parcela A (efeito agregado de 0,76%).** Refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item que compõe a Parcela A da distribuidora (encargos setoriais, aquisição de energia, transporte e receitas irrecuperáveis) no período de referência e os respectivos custos contemplados no processo tarifário anterior, atualizadas pela taxa SELIC, conforme disposto no Submódulo 4.4A do Proret.

- d) Neutralidade dos créditos de PIS/Cofins**, no valor aproximado de R\$ 659 mil, com efeito de **-0,05%**, resulta da diferença financeira entre o valor efetivamente faturado, no período de referência, e o montante aplicado nas tarifas dos consumidores no último processo tarifário de créditos de PIS/Cofins;

- e) 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; e (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. A **EMR** informou, por meio do sistema CONECTAANEEL que o volume desses recursos contabilizados até abril/2026 representa R\$ 492,2 mil, correspondendo ao efeito tarifário de **-0,04%**;

- f) Arrecadação dos encargos CDE Covid e CDE Escassez Hídrica dos consumidores migrantes .** A **EMR** informo, por meio dos sistema ConectaANEEL a respeito dos valores arrecadados dos encargos tarifários da Conta Covid e Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2024, nos termos do § 4º do art. 10 da Resolução Normativa nº 885/ 2020 e § 4º do art. 8º da Resolução Normativa nº 1.008/2022. Assim, os valores correspondentes informados pela concessionária e devidamente atualizados pela Selic foi de R\$ -640,2mil, correspondendo ao efeito tarifário de -0,05%;
- g) Financeiro CDE Modicidade Eletrobrás.** Trata-se do financeiro correspondente ao montante líquido, calculado pela SELIC, da diferença entre o valor repassado à **EMR** em maio/2025, conforme Despacho nº 1.536/2025 e nº 1.120/2023, os valores faturados no período de referência. O valor em questão, calculado conforme Proret 4.4/4.4A, foi de aproximadamente R\$ -108,24 mil, implicando no efeito de **-0,01%**;
- h) Quitação Conta Escassez Hídrica.** Tendo em vista o processo de securitização autorizado na MP 1.232/2024, por meio da Ofício nº 34/2024/DPSE/SNEE-MME^[14], 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 Eletrobrás 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 financeiros negativos a serem faturados via Tarifa de Energia – TE, no valor total de - R\$ 6,1 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez^[15], resultando em redução de efeito de -0,45%. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024^[16];
- i) Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de 0,1%).** Esse impacto está associado ao resultado da liquidação do excedente de energia no mercado de curto prazo (Sobrecontratação), entre junho/2025 e maio/2026, e com base em dados fornecidos pela CCEE. Cabe observar que, após uma análise técnica específica a ser realizada pela STR em conjunto com a SGM, caso se observe que a concessionária deu causa à sobrecontratação, ou seja, não tenha realizado máximo esforço de redução da contratação excedente, parte desse resultado financeiro pode ser revertido à modicidade tarifária em processo tarifário futuro.
- j) Multa rescisória aplicada aos geradores Termoeará e Goiânia II.** Em cumprimento às decisões que constam dos Despachos nº 2.495, de 27 de agosto de 2024, e nº 4.863, de 12 de dezembro de 2023, a STR obteve junto à CCEE os valores de multa aplicadas aos geradores citados, a qual está sendo atualizada e revertida à modicidade tarifária, conforme indicado na Tabela 13. O valor total apurado foi de R\$ 1.347 mil.

financeiros.

6. Comparação entre a proposta de Consulta Pública e o Resultado da Revisão

91. A tabela 22 ilustra as principais variações ocorridas entre a proposta da Consulta Pública (CP 04/2026) e o resultado desta revisão tarifária que explicam a variação do efeito médio de -2,71% nesse período.

Tabela 22 – Comparação Consulta Pública e Resultado da Revisão

Descrição	Variação Receita Requerida Final/CP	CP	Final	Variação Total
		Participação na Revisão %	Participação na Revisão %	
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	-0,4%	0,38%	0,54%	0,2%
Encargos Setoriais	-0,6%	0,06%	0,01%	0,0%
Custos de Transmissão	0,8%	1,18%	1,20%	0,0%
Custo de Aquisição de Energia	-0,9%	-0,93%	-0,85%	0,1%
Receitas Irrecuperáveis	19,2%	0,07%	0,18%	0,1%
PARCELA B	0,0%	6,39%	6,13%	-0,3%
Reposicionamento Tarifário	-0,21%	6,77%	6,67%	-0,1%
Componentes Financeiros do Processo Atual		2,73%	0,26%	-2,5%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		4,28%	4,18%	-0,1%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		13,8%	11,1%	-2,7%

92. Os itens mais afetados e representativos que levaram à variação dos efeitos, quando comparados com a proposta apresentada para a consulta pública, foram:

a) **Parcela A:** quando comparado os dois resultados (CP e Final do processo), os itens relacionados à Parcela A apresentaram variação de **0,2%**, destacando-se:

- Na compra de energia: variação de **0,1%**, especialmente afetada pela atualização dos custos dos contratos; e
- Nas receitas irrecuperáveis: variação de **0,1%**.

b) **Parcela B:** a variação, de **-0,3%**, é justificada, principalmente, pela atualização dos custos de ativos reconhecidos no cálculo, após resultado da fiscalização da base de remuneração regulatória pela SFF. Contribuiu ainda com esse efeito a variação verificada de mercado, quando comparado ao projetado na fase de Consulta Pública; e

c) **Componente Financeiros:** com uma variação de **-2,5%**, os itens que mais contribuíram para essa redução foram: i) CVA em processamento, resultante do cálculo realizado com a validação dos pagamentos relacionados (na CP, foram projetados custos de acordo com pleito da distribuidora); ii) Créditos de PIS/COFINS modificados principalmente devido à fiscalização da SFF; Neutralidade da Parcela A, muito em vista da variação de mercado ocorrida entre as duas fases do processo.

IV. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

93. A tabela 23 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de **junho/2026 a maio/2027**, até o 10º dia útil do mês subsequente, o qual contempla ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de **junho/2025 a maio/2026**.

Tabela 23. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	766.622,48	5.130.532,07	5.897.154,55
Subsídio Geração Fonte Incentivada	443,24	1.616.956,05	1.617.399,29
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(14.752,20)	19.810,37	5.058,17
Subsídio SCEE	1.553.728,08	4.248.218,99	5.801.947,07
Total	2.306.041,60	11.015.517,48	13.321.559,08

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

94. A legalidade do assunto encontra amparo nas seguintes normas:

- a) art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com alterações dadas pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e remissão ao art. 29 da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, em especial ao inciso V;
- b) art. 21 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- c) art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995;
- d) art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- e) art. 25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995;
- f) Resolução nº 395, de 15 de dezembro de 2009;
- g) Módulos 2 e 7 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET;
- h) Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST;
- i) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº **40/1999**.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

95. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº **40/1999**, no que consta do Processo nº **48500.030067/2025-21**, e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- a) pela aprovação do resultado da Revisão Tarifária Ordinária de 2026 da **EMR**, a vigorar a partir de **22 de junho de 2026**, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **11,27%**, sendo de **5,23%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **12,80%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão;
- b) pela fixação as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e aos usuários da concessionária;
- c) pela aprovação do valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à **EMR**, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;
- d) pelo estabelecimento do valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- e) pela definição dos postos tarifários ponta, intermediário e fora ponta;
- f) pela fixação do componente T Fator X em **2,446%**;
- g) pela fixação do referencial regulatório perdas de energia para os processos tarifários de 2026 a 2030, conforme tabela abaixo:

	2026	2027	2028	2029	2030
Perdas Técnicas sobre Energia Injetada	8,114%	8,114%	8,114%	8,114%	8,114%
Perdas Não Técnicas sobre Mercado BT Faturado	1,525%	1,524%	1,523%	1,522%	1,522%

(Assinado digitalmente)

ALINE MOURA DE MELO SOUZA
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)

ELIZEU PEREIRA VICENTE
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

HERIVELTO AUGUSTO DE VASCONCELOS
Profissional de Serviços Aeroportuários

(Assinado digitalmente)

CECILIA MAGALHÃES FRANCISCO
Coordenadora Adjunta de Gestão Tarifária de
Distribuição

(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)

DENIS PEREZ JANNUZZI
Superintendente Adjunto de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

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

Equipe	Atividade
--------	-----------

Aline Moura de Melo Souza	Nível Tarifário
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador – Gestão Tarifária de Distribuição
Cecília Magalhães Francisco	Coordenadora Adjunta – Gestão Tarifária de Distribuição
Diego Luís Brancher	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Herivelto Augusto de Vasconcelos	Análise de Mercado e Estrutura – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Fabiano Costa Camilo	Apuração da CVA e do resultado de liquidações no MCP
Herivelto Augusto de Vasconcelos	Estrutura Tarifária e Mercado
Elizeu Pereira Vicente	Encargos de RB e Conexão

ANEXO I – PLEITOS EXTRAORDINÁRIOS DISCUTIDOS NO PRESENTE PROCESSO TARIFÁRIO

A empresa não apresentou pleitos extraordinários.

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

2. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET^[17]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	27.053.168,41	0,00	27.053.168,41	28.926.027,97	30.991.083,53
CDE Energia	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Rede Básica	-5.116.784,37	0,00	-5.116.784,37	-5.441.326,34	-5.829.787,59
Compra de Energia	17.085.196,36	41.012.365,72	58.097.562,08	63.482.757,56	68.014.849,62
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	2.003.328,59	0,00	2.003.328,59	2.091.216,71	2.240.510,59
Proinfa	-1.503.674,07	0,00	-1.503.674,07	-1.566.704,36	-1.678.552,82
ESS	2.059.720,33	-2.609.843,89	-550.123,56	-543.455,10	-582.252,86
CVA Total	41.580.955,24	38.402.521,83	79.983.477,07	86.948.516,44	93.155.850,46

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 13,72%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

3. 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.

4. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 6,82% e está detalhado no gráfico a seguir:

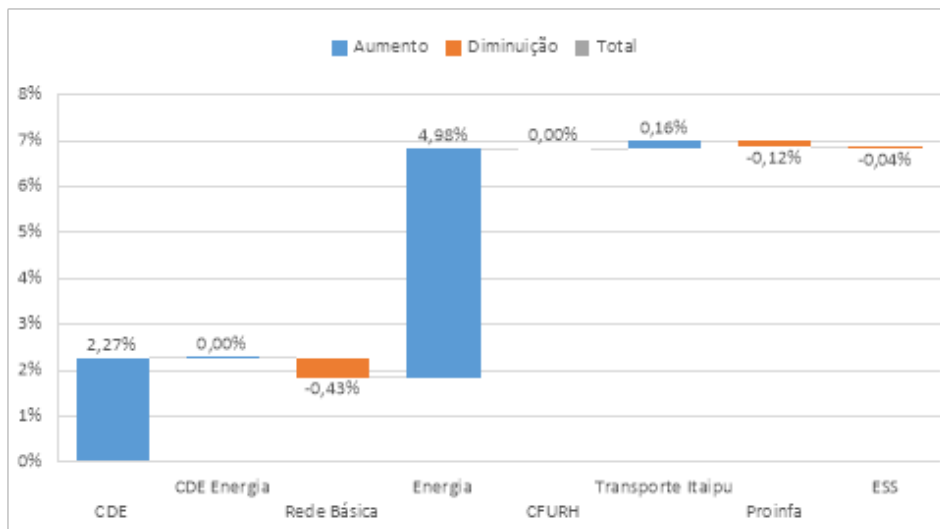


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

5. Destaca-se que as receitas de bandeiras tarifárias contribuíram com 4,69% de redução no reajuste das tarifas.

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

CDE

7. Destacam-se, especialmente, as novas cotas de CDE definidas para a distribuidora, com um impacto de 2,27%.

ESS/EER

8. 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 I.2 – Custos de ESS e EER apurados pela CCEE

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
abr-25	-888,18	2.978.330,45	-	-20.920,55	614,98
mai-25	19.592,56	3.314.400,44	-	-400,52	7.563,54
jun-25	-2.752,92	2.928.955,10	-	-	140,51
jul-25	-13.960,70	2.378.414,33	-	-	2.140,23
ago-25	-17.141,96	2.431.097,10	-	-93.704,41	1.137,36
set-25	-11.885,02	1.711.620,83	-	-94.004,65	2.615,37
out-25	-4.881,94	1.923.619,00	-	-73.944,97	3.274,88
nov-25	-19.716,58	1.946.045,97	-	-	6.460,69
dez-25	-12.866,34	2.359.502,04	-	-	16.841,80
jan-26	-5.227,32	1.885.955,32	-	-	21.636,43
fev-26	-7.459,83	1.790.069,77	-	-	1.675,59
mar-26	47.835,52	1.646.944,57	-	-6.535,82	60.584,67
Total	-29.352,71	27.294.954,92	0,00	-289.510,92	124.686,05

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

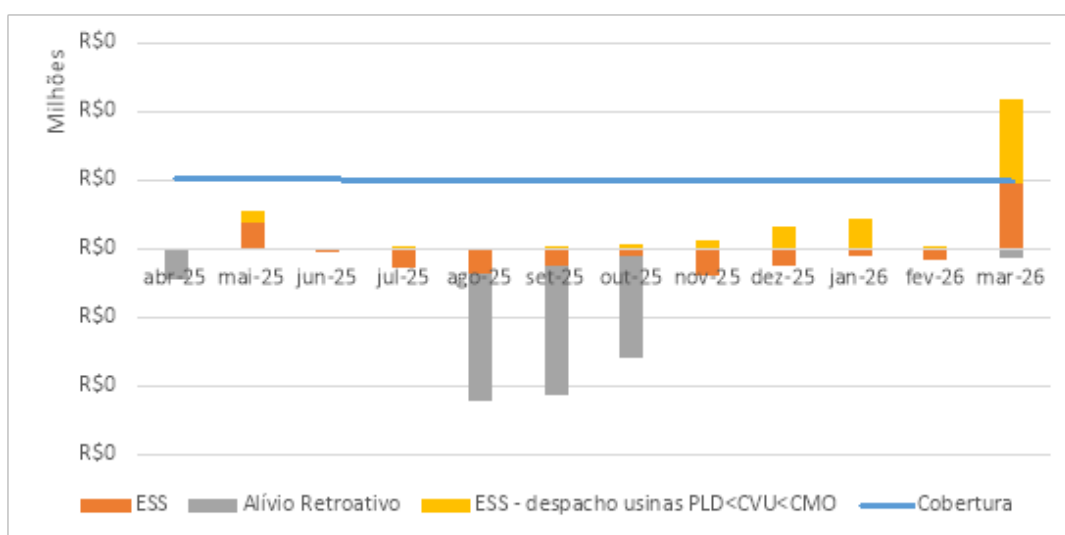


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

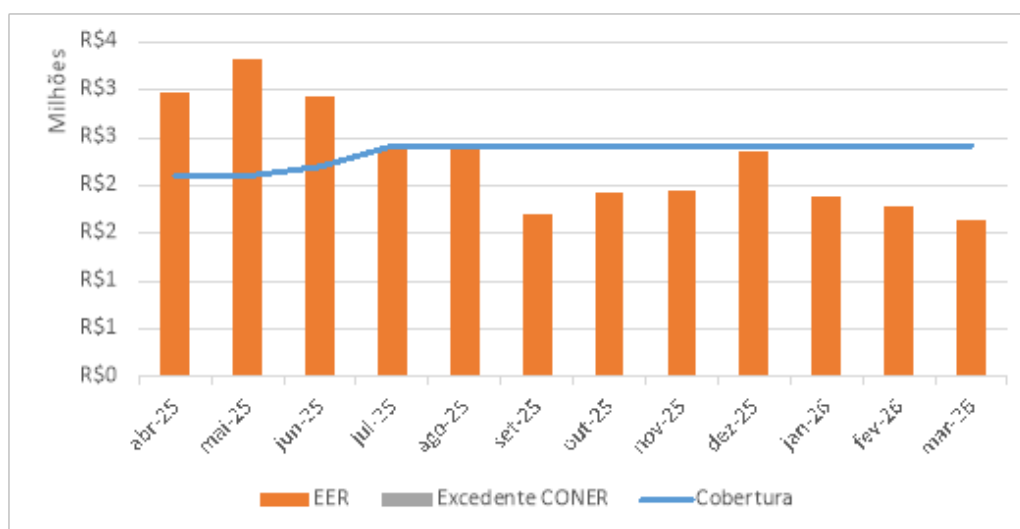


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	(194.177,58)	598.396,39	(792.573,97)
EER	27.294.954,92	28.122.632,09	(827.677,17)

Compra de Energia

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	198.203	12,6%
CCEAR-D	383.502	24,4%
MCS D	-	0,0%
CCEN	56.882	3,6%
PROINFA	28.976	1,8%
Itaipu	317.382	20,2%
BILATERAL	520.727	33,1%
CCGF	232.185	14,8%
GP	-	0,0%
MCS D EN	(166.121)	(10,6%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	1.571.736	100,0%

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

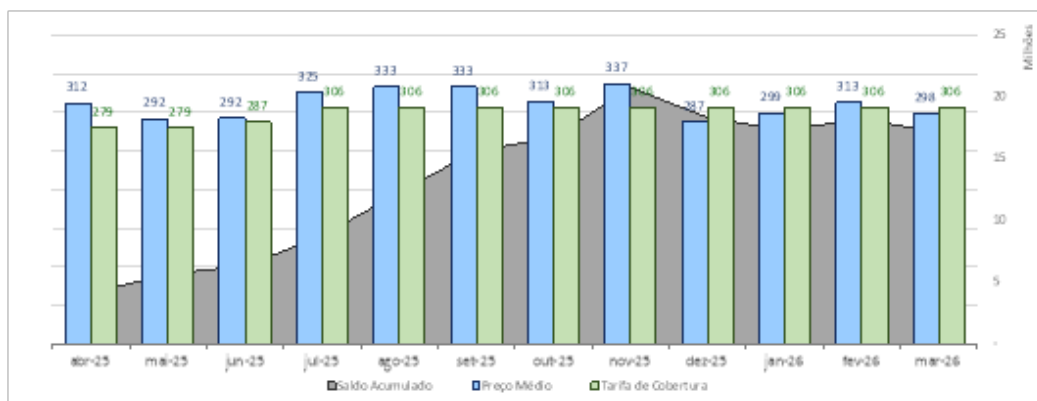


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 1,82
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	19.037,52
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	31.899.374,72
Efeito Disponibilidade - CCEN	1.683.241,63
Exposição entre Submercados	1.563.334,81
Risco Hidrológico - Itaipu	20.709.351,92
Risco Hidrológico - CCGF	8.809.016,18
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	19.036.740,56
Demais Itens	- 706.053,57
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 507.257,98
MAC - Energia	3.715.115,54
Recontabilização dos MAC - Energia	7.088,02
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 42.060.006,17
Ressarcimentos	- 3.156.615,65
Total	41.012.365,72

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 321.497,38
Efeito do CCGF	- 73.699,78
Efeito do CCEN	9.931,91
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 71.565,09
Exposição financeira entre submercados	1.830,62
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 52.258,26
Total	- 507.257,98

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

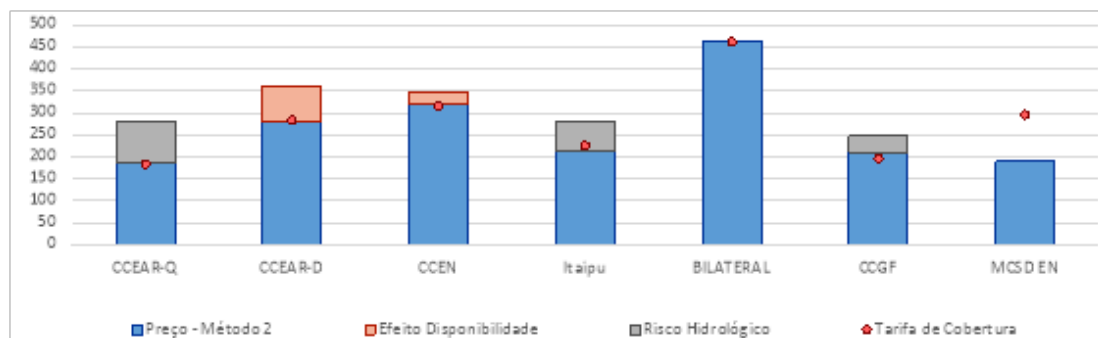


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

14. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 4,98% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifário anterior e alocação da receita de bandeiras para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir.

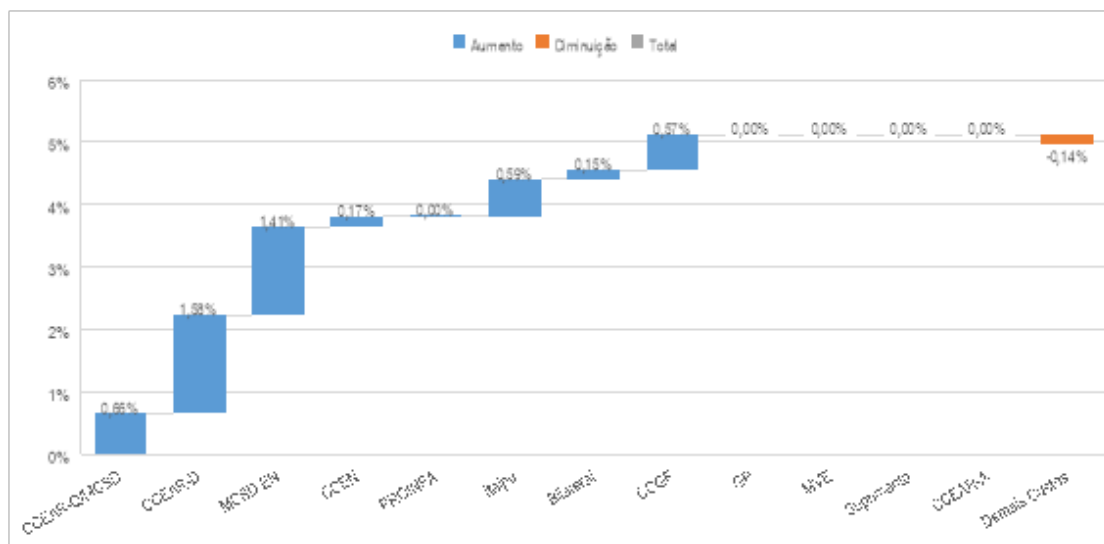


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	1,62%
CCEAR-Q/MCSD	0,04%
MCSD EN	1,41%
CCEN	0,03%
Itaipu	-0,31%
Bilateral	0,15%
CCGF	0,29%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	3,36%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,14%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	3,37%
Demais Custos	-0,14%
Total	4,98%

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

16. O efeito positivo da CVA Energia para o reajuste das tarifas foi decorrente, em especial, do repasse dos efeitos dos CCEAR-D no MCP, além dos custos com riscos hidrológicos de Itaipu, CCGF e CCEAR-Q repactuados.

Glosa de Energia

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
abr-25	111.958	121.769	127.251	0	329,10	279,26	0
mai-25	110.027	121.250	126.708	0	307,15	279,26	0
jun-25	94.590	117.993	123.304	0	324,44	287,25	0
jul-25	100.766	118.473	123.806	0	339,90	305,89	0
ago-25	94.205	113.341	118.443	0	345,59	305,89	0
set-25	93.048	112.777	117.854	0	338,05	305,89	0
out-25	95.119	120.739	126.174	0	323,37	305,89	0
nov-25	97.005	114.046	119.180	0	356,83	305,89	0
dez-25	96.110	128.267	134.041	0	323,93	305,89	0
jan-26	105.252	125.555	131.207	0	331,56	305,89	0
fev-26	99.874	114.779	119.945	0	368,10	305,89	0
mar-26	98.184	124.666	130.278	0	331,36	305,89	0
abr-26	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.196.138	1.433.656	1.498.192	0	334,56	299,84	0,00
% perda s. mercado venda		19,86%	25,25%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

18. O componente financeiro de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo foi apurado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET. Para o período de 01/04/2025 e 01/03/2026, foi apurado um repasse de R\$ 1.166.228,59 a preços de junho/2026.

19. No ano civil de 2025 houve sobrecontratação de energia de 104.736,86 MWh, que representa 6,85%% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o montante de exposição/sobrecontratação involuntária definitivo e o valor repassado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.

20. 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\$ 240.897,74.

21. Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R\$ 1.407.126,33, já atualizado para preços de junho/2026, com impacto de 0,10%, % no reajuste das tarifas.

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

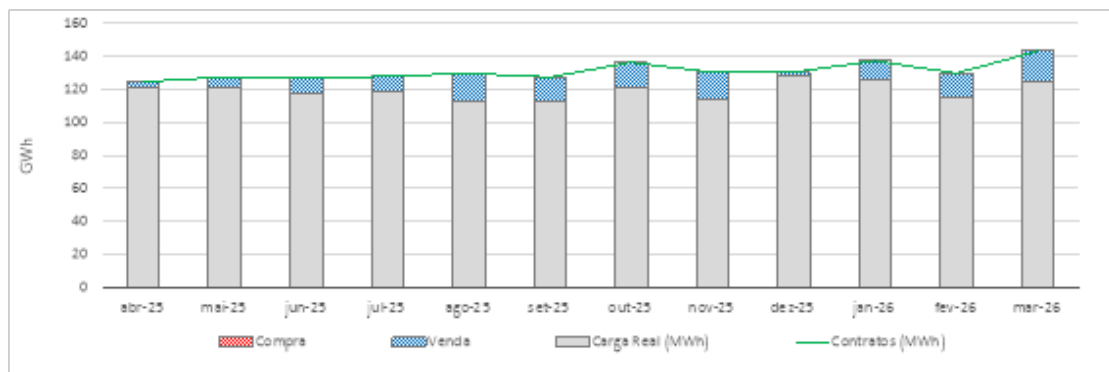


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

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

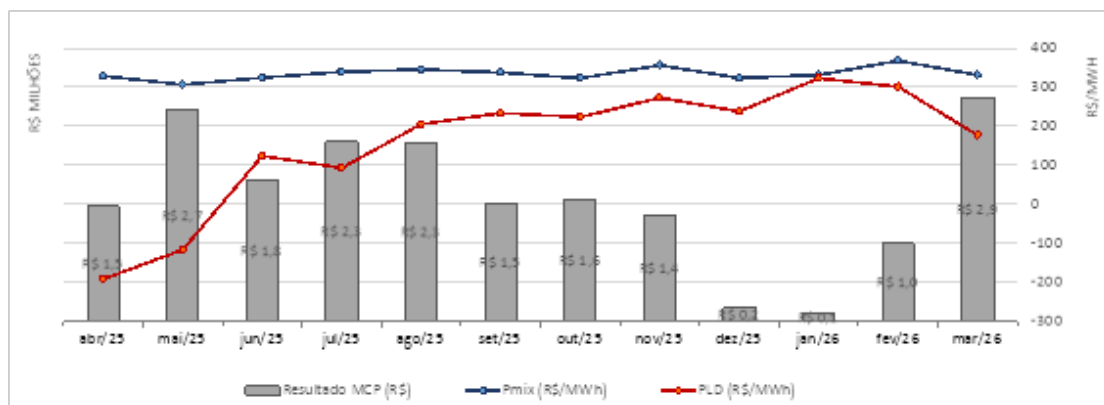


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeiras

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

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	3,37%
Risco Hidrológico de CCGF	0,28%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,61%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,90%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	1,58%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,30%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,50%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,12%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,69%
III - Receitas de MCP e ESS	0,19%
Resultado MCP	R\$1.407.126,33
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$1.823.811,83
ESS + CONER	-R\$582.252,86
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	1,26%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,26%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,60%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,25%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	1,87%
* Já descontada as receitas da Conta Bandeira	
** Valor considerado em conjunto com o MCP na apuração da Conta Bandeira	

25. 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 1,26%.

26. 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 2,87%^[19].

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	1,62%
CCEAR-Q/MCSD	0,04%
MCSD EN	1,41%
CCEN	0,03%
Itaipu	-0,31%
Bilateral	0,15%
CCGF	0,29%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	1,26%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,14%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,26%
Demais Custos	-0,14%
Total	2,87%
* Efeito conjungado do Método 2 e 3 para o CCEAR-D	

27. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período entre 01/04/2025 e 01/03/2026, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 9,62%.

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

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

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

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

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

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

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

- **TUST em DRP:** REH nº 3.482/2025
- **MUST em DRP:** CUST nº 012/2009 (Aditivos: 20 a 22).
- **Encargos em DRP:** REH nº 3.481/2025

7. Com o objetivo de validar a efetiva utilização dos pontos de conexão à Rede Básica, bem como a conexão das DITs de Uso exclusivo, foram encaminhados ofícios à Distribuidora e às Transmissoras envolvidas no processo.

- **Energisa Minas-Rio (EMR):** Ofício nº 23/2026-STR/ANEEL – SEI: 0278861;
- **Montes Claros TE:** Ofício nº 24/2026-STR/ANEEL – SEI: 0278864;
- **Rio-Minas SPE:** Ofício nº 25/2026-STR/ANEEL – SEI: 0278870.

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

- **EMR:** Carta ENERGISAMR/VPR-ANEEL/Nº 004/2026 – SEI: 0284275;
- **Montes Claros TE:** Carta LTMC/SD-RR/008/26 – SEI: 0280412;
- **Rio-Minas SPE:** Carta BRU nº 018-01/2026 – SEI: 0280642.

9. De forma objetiva, as informações enviadas pelas Transmissoras e pela Distribuidora, em resposta aos ofícios, foram de concordância com os valores constantes na Planilha de Encargos enviada pela ANEEL/SRT.

10. Assim, é premente somente reforçar o que estabelece o Submódulo 3.3A do Proret:

“7. Os custos com conexão das instalações e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição somente serão repassados aos consumidores no processo tarifário da

distribuidora acessante a partir da efetiva utilização do serviço, embora seu pagamento seja devido à respectiva transmissora ou distribuidora acessada desde a disponibilização do ativo.”

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

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

Tabela III.1 - Variação dos custos de Transmissão.

	RTA 2024 - EMR (R\$)	RTP 2025 - EMR (R\$)	Variação (%) nominal
MUST Ponta	2.871,20	3.677,94	28,10%
MUST Fora-Ponta	2.905,54	3.747,84	28,99%
Contratação Geral	5.776,75	7.425,78	28,55%
TUST-RB	6.884,86	7.378,11	7,16%
TUST-RBF	2.497,33	693,82	-72,22%
Despesa da Rede Básica	39.772.082,16	54.788.158,55	37,76%
Despesa da Rede Básica Fronteira	14.426.463,90	5.152.168,48	-64,29%
Despesa Total RB/RBF	54.198.546,06	59.940.327,03	10,59%
Conexão (parcela repassável)	4.222.021,51	5.208.410,24	23,36%

Encargo de Uso de Rede Básica

13. Os custos totais com RB/RBF tiveram uma variação de 10,59%. As principais razões para este efeito foram (i) o efeito inflacionário considerado no processo de reajuste e (ii) o aumento nas Despesas de Rede Básica, frente ao período anterior, correspondente a 37,76%. Destacamos que o efeito total de RB/RBF foi suavizado com os efeitos de financeiros na RBF, o que será comentado a seguir.

14. Identificou-se um aumento expressivo de contratação geral no ciclo 2025-2026 (28,55%). Esse fato ajuda a explicar, tanto o aumento do custo de RB, quanto o efeito negativo nos custos de RBF.

15. Quanto aos custos de RBF, especificamente, a PA Apuração (negativa) processada na RBF LEOPOLDINA 2-345/138 kV, referente às competências do ciclo 2024-2025 da RAP, representou uma diminuição de 84,55% de toda a receita da transmissora RIO-MINAS (CC 003/2020) para esse tipo de instalação no atual ciclo da transmissão (2025-2026), com impacto significativo nos custos e tarifas de Rede Básica de Fronteira no presente processo. Cabe comentar que, por tratar-se de efeito financeiro, é esperada reversão da tendência no próximo processo tarifário.

Conexão

16. Os Custos com Encargos de Conexão tiveram uma variação de 23,36%. Esse efeito decorreu, basicamente, do efeito inflacionário do processo de reajuste, bem como, e principalmente, devido ao primeiro ciclo com os custos de conexão integrais associados à SE LEOPOLDINA 2. Nesse sentido, cabe indicar que devido as instalações dessa SE terem entrado em operação em 03/10/2024, no processo tarifário anterior os custos dessa conexão não levaram em conta 25% do período de RAP referente ao ciclo 2024-2025 da transmissão.

Comentários adicionais

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

distribuidora. Ou seja, os valores ora apresentados para os custos de conexão e avaliados neste anexo são os aprovados nas REH da RAP cabendo, nos valores efetivamente considerados, atualização até o fechamento de cada processo tarifário de distribuição.

ANEXO IV - CÁLCULO DAS TARIFAS DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO – TUSD E DE TARIFA DE ENERGIA – TE

DA ANÁLISE

1. A Nota Técnica nº 34/2026-STR/ANEEL[20], detalha os procedimentos de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e Tarifa de Energia – TE relativos às revisões tarifárias periódicas de 2026. Este Anexo trata das particularidades e flexibilidades do cálculo da revisão tarifária da EMR.

2. Além dos dois documentos, mais detalhes podem ser observados nas Planilhas disponibilizadas na Audiência Pública que detalham e dão transparência aos valores.

I - TRANSIÇÃO

3. No caso da EMR, não foi aplicada nenhuma transição na construção das tarifas.

II - POSTOS TARIFÁRIOS

Definição dos postos tarifários ponta, fora ponta e intermediário

4. A EMR informou que o horário de ponta praticado atualmente é o das 18h às 21h. Ela solicitou que fossem mantidos os atuais postos tarifários, motivado pelo comportamento da carga, em especial das unidades consumidoras de baixa tensão.

5. A análise dos agregados dos consumidores-tipo obtidos pela distribuidora mostrou que o horário de ponta proposto está coerente com as curvas de carga agregada de seu sistema elétrico.

6. Quanto ao posto intermediário, aplicável somente à modalidade tarifária horária Branca do Grupo B, a distribuidora não apresentou propostas. Portanto, conforme regulamentação do PRORET, esse será definido em dois períodos de 1 hora, imediatamente anterior e posterior ao posto ponta.

Tabela 1 – Postos tarifários

Grupo A			
	Posto Fora Ponta	Posto Ponta	
Duração	21h às 17h59 (dia seguinte)	18h00 às 20h59	

Grupo B			
	Posto Fora Ponta	Posto Intermediário	Posto Ponta
Duração	22h00 às 16h59 (dia seguinte)	17h00 às 17h59 21h00 às 21h59	18h00 às 20h59

7. Somada as informações encaminhadas pela Energisa Minas Rio (EMR), foi utilizado os relatórios intermediários do cálculo da Estrutura Vertical para obter o percentual de Redes Tipo em expansão a cada posto e calculamos o custo marginal de capacidade horário, com o intuito de verificar se o Horário de Ponta, informado pela Distribuidora está coerente com o horário de expansão da rede.

8. Uma das etapas de cálculo do Custo Marginal de Capacidade é a definição dos momentos de expansão das redes. Para cada rede-tipo define-se o momento em que há expansão do sistema: quando demanda da rede-tipo é superior a 90% da demanda máxima da própria rede. Com base nos dados enviados pela EMR, calcula-se o Custo Marginal de Capacidade, etapa da definição da estrutura vertical e obtivemos o percentual de redes tipo com expansão por hora (Tabela 2).

Tabela 2 – Percentual de Expansão da Rede

Percentual de redes-tipo em expansão

Início	Fim	B	A4	A3	A2
18:00	18:59	60.00%	61.54%	85.71%	100.00%
19:00	19:59	60.00%	53.85%	85.71%	66.67%
20:00	20:59	40.00%	53.85%	57.14%	66.67%
21:00	21:59	20.00%	30.77%	57.14%	33.33%
22:00	22:59	0.00%	23.08%	42.86%	33.33%
23:00	23:59	0.00%	23.08%	14.29%	0.00%
00:00	00:59	0.00%	7.69%	14.29%	33.33%
01:00	01:59	0.00%	7.69%	28.57%	33.33%
02:00	02:59	0.00%	7.69%	28.57%	33.33%
03:00	03:59	0.00%	7.69%	28.57%	33.33%
04:00	04:59	0.00%	7.69%	28.57%	33.33%
05:00	05:59	0.00%	7.69%	28.57%	33.33%
06:00	06:59	0.00%	7.69%	28.57%	33.33%
07:00	07:59	0.00%	7.69%	14.29%	33.33%
08:00	08:59	0.00%	23.08%	14.29%	33.33%
09:00	09:59	0.00%	15.38%	0.00%	33.33%
10:00	10:59	0.00%	23.08%	0.00%	0.00%
11:00	11:59	0.00%	23.08%	14.29%	0.00%
12:00	12:59	0.00%	15.38%	14.29%	0.00%
13:00	13:59	0.00%	15.38%	14.29%	0.00%
14:00	14:59	20.00%	23.08%	14.29%	0.00%
15:00	15:59	20.00%	38.46%	0.00%	0.00%
16:00	16:59	0.00%	38.46%	0.00%	66.67%
17:00	17:59	0.00%	30.77%	42.86%	33.33%

9. Com base na tabela 2, observa-se que o posto ponta apresenta o momento com mais redes com expansão, que coaduna com a informação do posto ponta informado pela distribuidora.

10. Os dados informados na tabela 2 não devem ser a única variável para tomada de decisão. São uma ferramenta auxiliar para análise. Há impacto representativo na mudança dos postos tarifários.

11. Ao analisar o Custo de Capacidade por subgrupo, subclasse e por horário, verifica-se que os valores do CME apresentam comportamento coerente com a sinalização já existente na estrutura tarifária, concentrando-se os maiores valores nos horários noturnos de maior carregamento do sistema. Nas demais horas do dia, há redes com expansão no período diurno. Como se observa nos gráficos abaixo, tais expansões são causadas pelo Subgrupo B3, classes industrial e comercial da baixa tensão.

Gráfico 1- Custo de Capacidade

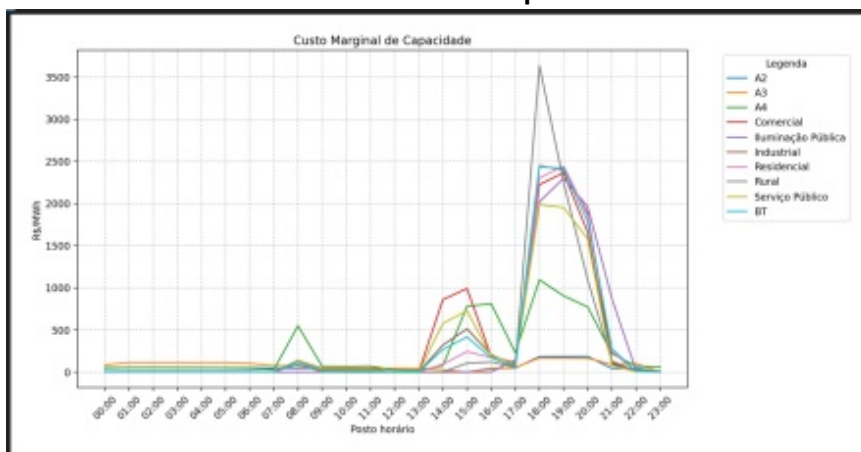


Gráfico 2- Custo de Capacidade BT e do Grupo A

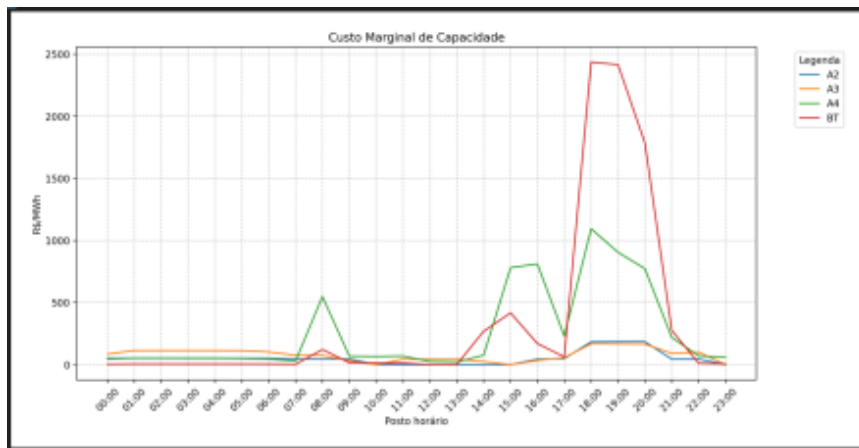
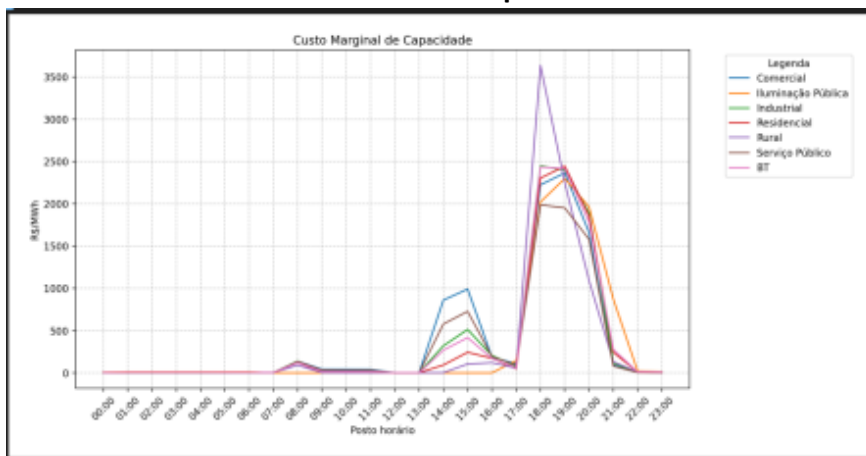


Gráfico 3- Custo de Capacidade BT



III.7 - FLEXIBILIZAÇÃO DE PARÂMETROS DA ESTRUTURA TARIFÁRIA

12. O Submódulo 7.1 do PRORET estabelece alguns parâmetros de flexibilização da estrutura tarifária que podem ser alterados com base em estudo fundamentado por parte da distribuidora.

13. A EMR apresentou proposta de manter os atuais valores da relação Ponta/Fora Ponta para todos os grupos A2, A3 e A4.

IV – TARIFA BRANCA

14. A EMR não apresentou proposta, de tal forma que foram utilizados os parâmetros definidos no Submódulo 7.2 do PRORET.

ANEXO V – METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA PARA CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Metodologia de Revisão Tarifária Periódica para Concessionárias de Distribuição

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado 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 desta Revisão Tarifária Periódica – RTP está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET[21], 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 processo de RTP de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
2.1 A	Procedimentos Gerais	2.0C	1º/03/2022
2.2	Custos Operacionais	2.2C	1º/03/2022
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0C	1º/03/2022
2.4	Custo de Capital	4.1C	1º/03/2022
2.5 A	Fator X	3.0C	1º/03/2022
2.6 A	Perdas de Energia e Receitas Irrecuperáveis	1.0C	1º/03/2022
2.7 A	Outras Receitas	1.1C	1º/03/2022
2.8	Geração Própria de Energia	1.1C	1º/03/2022
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos gerais	1.0C	1º/03/2022
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1C	1º/03/2022
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0C	1º/03/2022
3.4 A	Encargos Setoriais	1.1	6/12/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0C	1º/03/2022
4.2 A	CVA	1.0C	1º/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0C	1º/03/2022
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.4	6/12/2022
Módulo 5. Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0C	1º/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	1.0C	1º/03/2022
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0C	1º/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1C	1º/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3C	1º/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0C	1º/03/2022
6.2	Itaipu	1.0C	1º/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0C	1º/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0C	1º/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.10C	1º/04/2024
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras e Permissionárias	1.2C	1º/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

4. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a Receita Requerida e a Receita Verificada, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

5. A Receita Requerida reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

6. A Receita Verificada corresponde a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

7. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida; e

RV: Receita Verificada.

8. A Receita Requerida é dividida em duas componentes: a primeira, denominada de Parcela A, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão, encargos setoriais e as receitas irrecuperáveis. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da empresa.

9. A segunda componente, denominada de Parcela B, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes à atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

10. Desse modo, a receita requerida da concessionária pode ser expressa da seguinte forma:

$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

11. No que se refere aos custos de Parcela B, são dois os custos que compõem a receita da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

12. Os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, chamado de base de remuneração. Esta base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. No cálculo dos custos de capital também é incluída a quota de reintegração regulatória, que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos.

13. Outro item que é adicionado ao custo de capital são os tributos a ele associados, de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para o pagamento do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IPRJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL.

14. No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de

mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão.

15. Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas e as receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente Reativo, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

16. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária. É basicamente sob este componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem, quanto ao nível de preços.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR - UD - ER \quad (3)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m: Fator de Ajuste de Mercado;

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas;

UD: Receita obtida com Ultrapassagem de Demanda e

ER: Receita obtida com Excedente Reativ

15. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é composto pelos Custos Operacionais, definidos pela metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 2.2 A do PRORET.

16. Enquanto o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (4)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

17. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela A:

$$VPA = CE + CT + ES + RI \quad (5)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

18. Os procedimentos de cálculo da Parcela A nos processos de revisão tarifária é semelhante ao adotados nos processos de reajustes. A regra de cálculo de cada um dos componentes de Parcela A estão descritos nos Submódulos 2,6A, 3.2A, 3.3A e 3.4A do PRORET.

III. PROCESSAMENTO DA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

A. Definição do Período de Referência

19. O período de referência para revisão tarifária corresponde ao ciclo de doze meses, entre o mês do processo tarifário anterior e o mês anterior ao atual processo de revisão.

B. Cômputo da Receita Anual

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

C. Cômputo da Parcela A

21. 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.

22. 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

23. 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

24. 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.

25. 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 corona vírus. 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

26. 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 .

27. 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 .

28. 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

29. 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)

30. 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

31. 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.

32. 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

33. 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.

34. 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, enquanto que as tarifas são obtidas da resolução homologatória que define as Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão para cada ciclo publicadas anualmente.

35. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo são obtidos de resolução homologatória específica publicada anualmente, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

b. Custo de Conexão

36. 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.

37. 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.

38. 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.

39. 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

40. 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

41. 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

42. 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.

43. 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”.

44. 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.

45. 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 ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 700 GWh/ano e seu agente supridor.

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 n. 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 na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;

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; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;

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 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 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**: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

46. 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 (na distribuição – técnicas e não técnicas 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.

47. As perdas podem ser segmentadas entre perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as perdas na distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

48. 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. Perdas Técnicas

49. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária, são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores.

50. As perdas técnicas são calculadas segregando as redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, além das subestações, transformadores de distribuição, ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas.

c. Perdas Não-Técnicas

51. As perdas não técnicas representam as perdas associadas à furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição. Estas são obtidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

52. O referencial regulatório para as perdas não técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário subsequente, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

53. O Submódulo 2.6A do PRORET detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas não técnicas. A abordagem adotada pela ANEEL, para a definição dos limites de perdas não técnicas, é o da comparação de desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá, essencialmente, a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas, que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e os furtos de energia em sua área de concessão.

54. A partir da formulação do ranking é possível afirmar quais distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência, e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que, além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

55. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

d. Valoração da Compra de Energia

56. O artigo 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.

57. 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.

58. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits[22] considerando o período de referência em questão.

59. 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.

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

D. Cômputo da Parcela B

1. Custos Operacionais

61. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET, estabelece o método de comparação por benchmarking para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

62. A identificação do nível eficiente é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos operacionais regulatórios que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

63. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

64. Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de benchmarking, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

65. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma a criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá ao custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

66. Um passo seguinte é verificar se a trajetória estabelecida conforme análise anterior é compatível com a restrição de variação de 5% a.a.. Nos casos em que a trajetória excede a variação anual de 5%, a trajetória é ajustada para não exceder o limite anual, conforme fórmula a seguir:

$$\Delta CO = \min\left(\left|\sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1\right|; 5\%\right) \quad (7)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

onde:

ΔCO : trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: variação máxima admissível;

CO_{meta} : meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

67. Uma última etapa consiste da avaliação do prêmio de eficiência. Nos casos em que a aplicação da metodologia, conforme descrita nos passos anteriores, resultar em uma meta de custo operacional superior a 120% do custo real da empresa, o excedente desse valor será compartilhado em 50% com o consumidor.

68. Nestes casos, o valor final da meta de custos operacionais é recalculado de modo a levar em consideração o compartilhamento do prêmio de eficiência, conforme fórmula a seguir:

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médto} + CO_{meta}}{2} \quad (8)$$

onde:

CO'_{meta} : meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

69. Os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória.

70. A Base de Remuneração Regulatória (BRR) é composta pelos valores dos seguintes itens:

I – Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico), considerando os seguintes grupos de contas de ativos:

- i) Terrenos – Distribuição, Geração;
- ii) Reservatórios, barragens e adutoras;
- iii) Edificações, obras civis e benfeitorias – Distribuição, Geração; e
- iv) Máquinas e equipamentos – Distribuição, Geração.

II – Intangível, considerando a conta de Servidões;

III – Almoxarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

71. A Base de Anuidade Regulatória (BAR) é composta por valores equivalentes aos seguintes grupos de contas do AIS e Intangível:

I – Intangível – Software, Outros;

II – Terrenos – Administração;

III – Edificações, obras civis e benfeitorias – Administração;

IV – Máquinas e equipamentos – Administração;

V – Veículos; e

VI – Móveis e utensílios.

72. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

i) A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;

ii) As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária;

iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);

iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;

v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

73. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

74. Também é deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

75. O saldo dos investimentos realizados, a partir de financiamento com recursos da RGR, é remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

76. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) são remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de 2,28% a.a., e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de 2,28% a.a. em termos reais.

b. Remuneração do Capital (RC)

77. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACCpré} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (9)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

r_{WACCpré}: Custo Médio Ponderado de Capital Real antes dos Impostos;

r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

78. Para o cálculo da taxa de retorno, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (Weighted Average Cost of Capital - WACC), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T) \quad (10)$$

onde:

r_{wacc}: taxa regulatória de remuneração do capital média ponderada, após impostos, em termos reais;

r_p: remuneração do capital próprio real;

r_d: remuneração do capital de terceiros real;

P: percentagem de capital próprio;

D: percentagem de capital de terceiros;

V: soma do capital próprio e de terceiros; e

T: alíquota tributária.

79. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

80. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, em um período de 4 anos consecutivos.

81. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (Capital Asset Pricing Model). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_P = r_{NTN-b} + \beta \cdot (r_m - r_f) + pr_A \quad (11)$$

onde:

r_P : remuneração do capital próprio;

r_{NTN-b} : remuneração do título público brasileiro;

β : beta do setor regulado;

$r_m - r_f$: prêmio de risco do mercado estadunidense, formado pela diferença de referência entre o r_m (taxa de retorno do mercado estadunidense) e a r_f (taxa de retorno do ativo livre de risco estadunidense); e

pr_A : prêmio de risco da atividade.

82. Para o custo de capital de terceiros, adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_T = r_{Deb} + ce_{Deb} \quad (12)$$

onde:

r_T : remuneração do capital de terceiros;

r_{Deb} : rentabilidade das debêntures; e

ce_{Deb} : custo de emissão das debêntures.

83. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Tabela II.1. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Parâmetros - 2024	Distribuição
Remuneração de Capital Próprio	
Taxa Livre de Risco	5,08%
Beta Alavancado	80,87%
Prêmio de Risco de Mercado	6,70%
Risco da Atividade	0,28%
Prêmio de Risco do negócio e financeiro	5,69%
Remuneração real depois de impostos	10,77%
Remuneração de Capital de Terceiros	
Debêntures	6,23%
Custo de emissão	0,56%
Remuneração real antes de impostos	6,79%
Impostos	34,00%
Remuneração real depois de impostos	4,48%
Estrutura de Capital	
% Capital Próprio	51,55%
% Capital de Terceiros	48,45%
Taxa Regulatória de Remuneração do Capital - Média Ponderada	
Real, depois de impostos	7,72%
Real, antes de impostos	11,70%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

84. Para aplicação tarifária, considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC_{pré}} = \frac{[r_{wacc}]}{1 - T} \quad (13)$$

85. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- a) para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- b) para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;
- c) para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- d) para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

86. Para aplicação tarifária, considerar-se-ia o WACC conforme tabela abaixo:

Tabela II.2 – WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc-pré}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	8,84%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	9,84%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	10,69%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	11,70%

- a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;
- b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;
- c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e
- d) todas as demais.

c. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

87. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

88. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (15)$$

onde:

- QRR: Quota de Reintegração Regulatória;
- BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e
- δ : Taxa média de depreciação das instalações.

89. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na

d. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI)

90. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

91. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

$$BAR = 2,7159 \cdot (AIS - IA)^{-0,167+1} \cdot (IPCA_1/IPCA_0)^{0,167} \quad (16)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;

IA: Índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado na quarta revisão;

IPCA₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

IPCA₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

92. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade, é necessário segregar em 3 grupos de ativos, conforme tabela a seguir:

Tabela II.3 – Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (<i>BAR_A</i>)	45%
Veículos (<i>BAR_V</i>)	12%
Sistemas (<i>BAR_I</i>)	43%

93. Uma vez segregadas, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (17)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

94. As Anuidades serão calculadas com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACCpré}}{2} \right] \quad (18)$$

onde:

CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;

BAR_{A/V/I}: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

VU_{A/V/I}: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro, “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” /

3. Receitas Irrecuperáveis

95. Conforme estabelecido no Submódulo 2.6A do PRORET, o cálculo das Receitas Irrecuperáveis é feito pela soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, por classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Financeiros} + \text{Receita de Bandeiras}}{(1 - ICMS - PIS - COFINS)} \times \left\{ \sum_C (\rho_C \times RI_C) \right\} \quad (6)$$

onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR : receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

Financeiros : Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;

$\text{Receita de Bandeiras}$: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

4. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

96. Ao Custo de Administração, Operação e Manutenção – CAOM e ao Custo Anual dos Ativos – CAA é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

a. Índice de Ajuste de Mercado (P_m)

97. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade no ano anterior à revisão tarifária (período de referência), e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

98. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (P_m), a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária, como ajuste do Valor da Parcela B, é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual e a revisão tarifária anterior. O cálculo do P_m utiliza a mesma fórmula do componente P_d do Fatox X descrita na seção III.E deste anexo.

b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

99. O Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho entre as concessionárias, ajusta o valor da Parcela B na revisão tarifária de acordo com o comportamento dos indicadores de qualidade técnico e comercial da distribuidora.

100. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fatox X descrita na seção III.E deste anexo.

5. Outras Receitas (OR)

101. Conforme Submódulo 2.7A do PRORET, as outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias.

102. As atividades acessórias subdividem-se em 2 subgrupos:

i) **Atividades acessórias próprias:** são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

ii) **Atividades acessórias complementares:** são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados; e serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas.

103. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

104. Já o compartilhamento das receitas inerentes das atividades acessórias complementares também será de 60% da receita bruta da concessionária, com exceção dos itens: a) com o percentual de compartilhamento de 30% da receita bruta: i) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; ii) efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; iii) serviços de comunicação de dados (incluindo PLC); e iv) Comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, com comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO; e (b) com o percentual de compartilhamento de 50% da receita bruta: a comercialização de direitos de propriedade e de produtos obtidos em um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) regulado pela ANEEL, sem comprovação de destinação de recursos para as regiões N, NE e CO.

E. FATOR X

105. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IPCA menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

106. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

107. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T \text{ (19)}$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

108. O componente **T** é definido “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. Já os componentes **Pd** e **Q** serão especificados “ex-post”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

1. Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – Pd

109. O Componente **Pd** do Fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da mediana da produtividade do segmento de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado de cada distribuidora em relação ao crescimento médio do mercado faturado de todas as distribuidoras, conforme equação a seguir:

$$Pd(i) = PTF + 0,317 \times (\Delta MWh(i)_{T-6;T-1} - \overline{\Delta MWh}) \quad (20)$$

onde:

PTF : Produtividade média do segmento de distribuição entre 2013 e 2018, calculada por mediana das variações anuais, equivalente a 0,663% a.a;

$\Delta MWh(i)_{T-6;T-1}$: Variação de mercado, em MWh, da concessionária i , para os seis anos que antecedem a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$: Variação média de mercado, em MWh das distribuidoras, equivalente a 1,521% a.a.; e

T : Ano da revisão tarifária em processamento.

2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

110. O Componente **T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente **T**, é descrita na seção III.D.1 deste anexo.

3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

111. O Componente **Q** do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

112. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

113. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70.Q_{\text{Técnico}} + 0,30.Q_{\text{Comercial}} \quad (21)$$

114. A parcela técnica do componente **Q** é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 16 a seguir^[23]:

Tabela II.4. Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Limite estabelecido para cada distribuidora	Todas	Art. 158 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades consumidoras	Art. 188 da REN nº 414/2010, ou o que vier a sucedê-la
Técnico					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Intervalo de tempo médio no qual as unidades consumidoras permaneceram com o serviço de distribuição de energia elétrica interrompido.	Limite global estabelecido para cada distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST, ou o que vier a sucedê-lo

115. O Anexo II do Submódulo 2.5A do PRORET mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

116. 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 obrigação 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^[24].

117. Os componentes financeiros usualmente considerados no processo de reajuste ou revisão tarifária anual são:

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

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

119. A metodologia de cálculo da Neutralidade dos Encargos Setoriais consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

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

120. 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^[25].

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 STR/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.

121. 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

122. 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^[26].

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

123. 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 - DCF

124. 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^[27] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

125. 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.

126. 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.

127. 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.

128. 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 CVAESS/EER da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

129. 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.

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL Processo nº 48500.030067/2026-21

[1] Documento SEI nº 0351456.

[2] Documento SEI nº 0365722

[3] Documento SEI nº 0298552 e 0317511

[4] Documento SEI nº 0300874

[5] Documento SEI nº 0365782

[6] Documento SEI nº 0374704

[7] Documento SEI nº 0375996

[8] Documento SEI nº 0375998

[9] Documento SEI nº 0376337

[10] Documento SEI nº 0376340

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

[12] Carta CCEE (SEI 0378926)

[13] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015660_Proret_Submod_2_5_V2.pdf

[14] SIC nº 48513.027645/2024-00.

[15] A CDE Conta Covid teve os seus efeitos extintos a partir desse ano.

[16] SIC nº 48500.002682/2024-66.

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

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

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

[20] <https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador.php?>

[acao=procedimento_trabalhar&id_procedimento=536007&id_documento=536008](https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador.php?acao=procedimento_trabalhar&id_procedimento=536007&id_documento=536008)

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

[22] 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.

[23] Considera-se, por simplicidade de apresentação, que o IASC é um componente de qualidade comercial, mesmo sabendo-se que a satisfação mensurada por esse índice compreende todas as dimensões de qualidade.

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

[25] 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.

[26] https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_4_3_v1_0C.pdf

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



Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 12/06/2026, às 15:08, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 12/06/2026, às 15:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária**, em 12/06/2026, às 15:23, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



Documento assinado eletronicamente por **Denis Perez Jannuzzi, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica Substituto(a)**, em 12/06/2026, às 16:50, 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 12/06/2026, às 17:47, 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 **Fabiano Costa Camilo, Especialista em Regulação**, em 12/06/2026, às 18:04, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.aneel.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0380238** e o código CRC **DDDBC4B**.
