

NOTA TÉCNICA Nº 44/2026-STR/ANEEL

Referência: 48500.030069/2025-10

Assunto: Proposta de abertura de Consulta Pública referente à Revisão Tarifária Periódica de 2026 da Copel Distribuição S.A. – Copel-Dis.

I - DO OBJETIVO.

1. Submeter à Diretoria da ANEEL a proposta de abertura de Consulta Pública referente à Revisão Tarifária Periódica de 2026 da Copel Distribuição S.A. – Copel-Dis.
2. A presente proposta da Copel-Dis 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 desta Nota Técnica.
4. A Seção II apresenta uma descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da Copel-Dis. 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 Copel-Dis, o fundamento legal e as conclusões.

II - DOS FATOS

5. A Copel-Dis, sediada na cidade de [Curitiba - PR](#), atende aproximadamente [5,23 milhões de](#) unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ [16,14 bilhões](#).
6. O Contrato de Concessão nº [46/1999](#) define a data de [24 de junho de 2026](#) para a realização da revisão tarifária periódica 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	4.340.764	720.296	26,0%
Industrial	68.634	1.082.253	39,1%
Comercial	449.831	500.414	18,1%
Rural	311.551	174.107	6,3%
Iluminação Pública	8.082	68.339	2,5%
Poder Público	42.466	57.392	2,1%
Serviço Público	6.178	72.783	2,6%
Demais classes	759	89.521	3,2%
Total	5.228.265	2.765.104	100%

Fonte: SAMP – competência janeiro/2026.

8. Em 17 de junho de 2025, foi aprovado o Reajuste Tarifário Anual da [Copel-Dis](#), o qual conduziu a um efeito médio de 2,02% aos consumidores da área da concessão, conforme Resolução Homologatória nº 3.472/2025.
9. Por meio da Carta SDT-C/024/2026 [\[1\]](#), de 11 de fevereiro de 2026, a [Copel-Dis](#) apresentou as informações

iniciais para fins do cálculo da revisão.

10. Em 20 de fevereiro de 2026, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD, mediante o Memorando nº 62/2026-STD/ANEEL [2], prestou as informações relacionadas a apuração das perdas e avaliação de extensão de rede na distribuição da distribuidora, também com o propósito de submetê-los à Consulta Pública.
11. Por intermédio do Memorando nº 61/2026-SFF/ANEEL [3], de 02 março de 2026, a Superintendência de Fiscalização Econômica, Financeira e de Mercado – SFF informou os valores para a composição da Base de Remuneração da distribuidora, para fins de abertura da Consulta Pública – CP. Adicionalmente, compartilhou os valores brutos concernentes a Outras Receitas (OR), Ultrapassagem de Demanda (UD) e Excedente de Reativos (ER).
12. Por intermédio do Memorando nº 028/2026-SGM/ANEEL [4], de 10 de março 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. No dia 11 de março de 2026, por meio da Carta REC-VPRM-073/2026 [5], a [Copel-Dis](#) apresentou proposta de diferimento tarifário.
14. No dia 30 de março de 2026, a STR/ANEEL realizou reunião com o Conselho de Consumidores para discutir a proposta da revisão tarifária, encaminhada por e-mail no mesmo dia.[6]
15. Por fim, no dia 31 de março de 2026, as planilhas de proposta da revisão tarifária, para fins de abertura de consulta pública, foram encaminhadas à distribuidora[7], com o compromisso de envio de novas versões dos arquivos, caso surjam atualizações no cálculo.

III - DA ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

16. 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.
17. 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.
18. 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.
19. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de revisão tarifária estão descritos no Anexo desta nota técnica.

B. Período de Referência

20. Conforme previsto no contrato de concessão, o período de referência para o cálculo da presente revisão é de [junho/2025 a maio/2026](#). Contudo, tendo em vista a ausência de dados de mercado referente aos meses de fevereiro a maio de 2026, para a fase de consulta pública, está sendo considerado deslocamento temporal dos dados [8].

C. Receita Verificada

21. 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.
22. 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	17.917.535	12.091.711.095
A2 (88 a 138 kV)	10.185	5.800.842
A3 (69 kV)	1.225	613.667
A3a (30 kV a 44 kV)	248.260	285.281.075
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.616.670	1.169.147.041
As	11.000	8.436.940
BT (menor que 2,3 kV)	16.030.195	10.622.431.530
Suprimento	97.549	22.036.399
Livres A1	98.336	10.784.700
Demais Livres	15.643.709	3.789.167.248
Distribuição	931.318	95.953.736
Geração	-	130.534.709
Total	34.688.446	16.140.187.886

D. Análise da Revisão Tarifária Periódica**1. Resultados**

23. A proposta de Revisão Tarifária Periódica de 2026 da Copel-Dis conduz a um efeito médio nas tarifas dos consumidores de **19,20%**, sendo de **19,55%**, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de **19,03%**, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão, conforme tabela seguinte:

Tabela 3. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	19,55%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	19,03%
Efeito Médio AT+BT	19,20%

24. O efeito médio nas tarifas de 19,20% decorre:

- (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 10,34%, 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 subsequentes, com efeito de -1,11%; e
- (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuiram para a um efeito de 9,96% no atual processo tarifário.

25. O detalhamento por subgrupo tarifário é demonstrado na Tabela 4:

Tabela 4: Efeito médio por Subgrupo

Subgrupo de consumo	Variação tarifária
Alta Tensão (AT)	19,55%
A1 (≥ 230kV)	12,64%
A2 (≥ 88 kV e ≤ 138kV)	51,21%
A3 (>69 kV)	45,24%
A3a (>30 kV a 44kV)	14,09%
A4 (>2,3kV < 25kV)	13,25%
AS	18,68%
Baixa Tensão (BT)	19,03%
B1 (Residencial)	19,15%
B2 (Rural)	18,85%
B3 (outros)	18,82%
B4 (Iluminação Púb.)	18,79%
Efeito Médio (AT + BT)	19,20%

26. 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. Conforme indicado, o impacto a ser

percebido por cada consumidor depende do subgrupo e modalidade tarifária a qual pertence. O efeito médio resulta das variações individuais de cada tarifa TUSD e TE dos respectivos subgrupos, ponderado pela representatividade de cada mercado, bem como da variação das novas tarifas de referência (TRs) calculadas nas revisões tarifárias. No caso específico da RTP de 2026 da COPEL, tem-se que os subgrupos A2 e A3 percebem maiores aumentos devido ao recálculo das tarifas de referência da TUSD Fio A. Com as novas tarifas, os 2 subgrupos passam a recuperar mais custos de Fio A e, em contrapartida, A4 e B recuperam uma parcela menor.

27. 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\$)	Varição	Participação no Efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	11.871.285.387	12.151.148.597	2,4%	1,73%	68,2%
Encargos Setoriais	4.430.957.026	4.557.935.186	2,9%	0,79%	25,6%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	18.662.000	25.032.212	34,1%	0,04%	0,1%
Conta de Desenv. Energética – CDE (USD)	3.041.763.190	3.560.546.752	17,1%	3,21%	20,0%
Conta de Desenv. Energética – CDE Eletrobrás	(12.725.216)	0	-100,0%	0,08%	0,0%
Conta de Desenv. Energética – CDE Conta-EscassezHídrica (TE)	74.995.813	77.447.558	3,3%	0,02%	0,4%
Conta de Desenv. Energética – CDE GD	383.253.263	0	-100,0%	-2,37%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	399.597.617	407.460.735	2,0%	0,05%	2,3%
PROINFA	410.809.992	352.525.668	-14,2%	-0,36%	2,0%
P&D, Efic. Energ e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	114.600.367	134.922.261	17,7%	0,13%	0,8%
Custos de Transmissão	2.265.527.018	2.440.881.725	7,7%	1,09%	13,7%
Rede Básica	1.619.010.778	1.717.136.035	6,1%	0,61%	9,6%
Rede Básica Fronteira	374.719.194	397.116.250	6,0%	0,14%	2,2%
Rede Básica ONS (A2)	2.812.942	3.600.696	28,0%	0,00%	0,0%
MUST Itaipu	68.893.608	73.470.792	6,6%	0,03%	0,4%
Transporte de Itaipu	111.598.105	144.640.904	29,6%	0,20%	0,8%
Conexão	88.492.391	104.917.047	18,6%	0,10%	0,6%
Custos de Aquisição de Energia	5.081.987.132	5.038.439.770	-0,9%	-0,27%	28,3%
Receitas Irrecuperáveis	92.814.211	113.891.917	22,7%	0,13%	0,6%
PARCELA B	4.268.902.499	5.658.695.892	32,6%	8,61%	31,8%
Custos Operacionais	2.326.395.304	2.207.467.388	-5,1%	-0,74%	12,4%
Anuidades	354.232.208	418.284.573	18,1%	0,40%	2,3%
Remuneração	1.445.690.497	2.501.423.482	73,0%	6,54%	14,0%
Depreciação	643.601.820	994.454.853	54,5%	2,17%	5,6%
UD+ER+OR	(501.017.331)	(462.934.404)	-7,6%	0,24%	-2,6%
RT considerando a variação tarifária da RTE	16.140.187.886	17.809.844.490		10,34%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(178.484.131)		-1,11%	
CVA em processamento - Energia		463.632.234		2,87%	
CVA em processamento - Transporte		232.299.348		1,44%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		460.438.740		2,85%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(1.878.276)		-0,01%	
Neutralidade de Parcela A - Energia		(247.630.663)		-1,53%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		74.430.861		0,46%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(15.587.764)		-0,10%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		4.140.024		0,03%	
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS		(7.068.054)		-0,04%	
Financeiro CDE Eletrobrás		(1.587.735)		-0,01%	
Sobrecontratação		3.481.795		0,02%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		460.893		0,00%	
Reversão de Risco Hidrológico		(417.407.946)		-2,59%	
Risco Hidrológico		479.714.228		2,97%	
Conselho de Consumidores		(485.181)		0,00%	
Diferimento Tarifário		(1.095.500.000)		-6,79%	
Financeiro referente ajuste encargo conexão -		65.660		0,00%	
Itens de modicidade da REN 1.000/2021		(15.968.019)		-0,10%	
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)		(3.704.301)		-0,02%	
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022)		(11.576.172)		-0,07%	
Crédito de PIS/COFINS		(2.139.893)		-0,01%	
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico		(77.447.558)		-0,48%	
Multa CCEAR - Termoçarú - Desp. nº 2.495/2024		(2.845.244)		-0,02%	
Financeiro de Descasamento de Permissionárias		(106.359)		0,00%	
Despacho 1.668/2025 - Recurso Administrativo RTA 2025		3.785.250		0,02%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				9,96%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				19,20%	

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

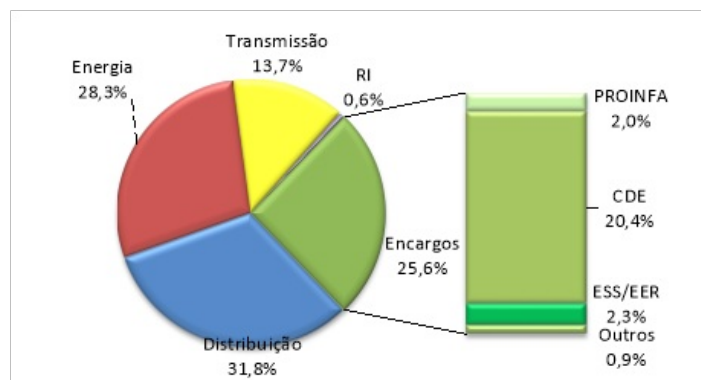


Gráfico 1. Composição da receita sem tributos

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

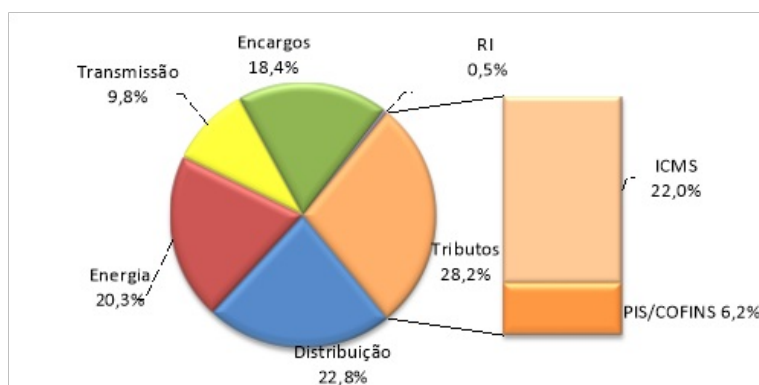


Gráfico 2. Composição da receita com tributos

2. Análise da Parcela A

30. 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.

31. Neste processo tarifário, a Parcela A representou **68,2%** dos custos da concessionária, com impacto tarifário de **1,73%**.

2.1. Encargos Setoriais (ES)

32. 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.

33. Na Tabela 6, são demonstrados os encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária:

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	18.662.000	25.032.212	Submódulo 5.5 do PRORET
CDE Uso	3.041.763.190	3.560.546.752	REH 3.564/2025
CDE Eletrobrás	(12.725.216)	0	Previsão STR
CDE Conta Escassez Hídrica	74.995.813	77.447.558	DSP 510/2023
CDE GD	383.253.263	0	Art. 23, Lei 15.269/2025
ESS / ERR / ERCAP	399.597.617	407.460.735	Previsão STR
PROINFA	410.809.992	352.525.668	REH 3.558/2025
P&D e Eficiência Energética	114.600.367	134.922.261	Submódulo 5.6 do PRORET
Total de Encargos Tarifários	4.430.957.026	4.557.935.186	

34. O conjunto dos encargos setoriais resultou em impacto tarifário médio de 0,79%. Dentre esses encargos, destaca-se a nova cota da CDE Uso, que individualmente contribui com impacto de 3,21% no efeito médio. Esse aumento

está diretamente relacionado à previsão do novo orçamento para 2026, bem como à Medida Provisória nº 1.300/2025, posteriormente convertida na Lei nº 15.269/2025, que estabeleceu que os custos da CDE GD sejam compartilhados por todos os consumidores, tanto do mercado cativo quanto do livre. Com essa mudança, conforme indicado na Tabela 6, a CDE GD deixa de ser uma categoria separada, de forma que os custos correspondentes passam a fazer parte do orçamento da CDE Uso.

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

35. 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.

36. 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	1.619.010.778	1.717.136.035
Rede Básica Fronteira	374.719.194	397.116.250
Rede Básica ONS (A2)	2.812.942	3.600.696
MUST Itaipu	68.893.608	73.470.792
Transporte de Itaipu	111.598.105	144.640.904
Conexão	88.492.391	104.917.047
Total dos Custos de Transporte	2.265.527.018	2.440.881.725

37. Os custos de transmissão impactaram a revisão em 1,09%. Esse aumento decorre, principalmente, do aumento do MUST contratado em relação ao RTA de 2025, bem como da aplicação das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) das concessionárias de transmissão para o ciclo 2025-2026, aprovadas em julho de 2025, conforme Resoluções Homologatórias nº 3.481 e nº 3.482, ambas de 15/07/2025.

2.3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

38. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a Copel-Dis levaram um efeito médio de -0,27%.

a. Energia requerida e perdas regulatórias

39. 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 daqueles referentes aos furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento e das unidades consumidoras sem equipamento de medição.

40. O valor de perdas técnicas calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, no percentual de **6,208%** sobre a energia injetada [\[9\]](#).

41. 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	5,29%
Média histórica (3 anos)	4,91%
Ponto de Partida	5,24%

Cálculo do Ponto de Chegada

Descrição	Benchmark
Benchmark	Cosern
Perda Benchmark (PNT/BT)	2,11%
Perda Nova Santa Cruz (PNT/BT)	4,91%
Prob. de Comparação	72,18%
Meta	2,89%
Meta Benchmarks	2,89%

Trajetória						
Descrição	Ponto Partida	2026	2027	2028	2029	2030
Trajetória PNT/BT	5,24%	4,77%	4,30%	3,83%	3,36%	2,89%
Velocidade de Redução (a.a)		0,47%	0,47%	0,47%	0,47%	0,47%
Límite de Redução (a.a)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
PNT/BT Medido Regulatório	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%	5,24%
PT/ E injetada Regulatório	6,21%	6,21%	6,21%	6,21%	6,21%	6,21%

42. No caso da Copel-Dis é proposto, como ponto de partida, o valor de 5,240% ^[10] sobre o mercado de baixa tensão medido sem trajetória[11] ao longo do ciclo, de forma que, até 2028, o percentual de perdas regulatórias permaneça constante. Isso porque, conforme disposto no item 31 do Submódulo 2.6A do PRORET, não há trajetória de redução de perdas não técnicas para as distribuidoras do Grupo 1 com índice inferior a 6,0%.

43. 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 disponíveis.

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

Tabela 9. Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	396.263
Perdas na Distribuição	3.485.997
Perdas Técnicas	2.524.629
Perdas Não Técnicas	961.368
Energia Vendida	15.037.564
Energia Requerida	18.919.824

b. Valoração da compra de energia

45. 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.

46. 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	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Memorando SGM
Itaipu	Montante e Tarifa de Repasse de Potência	Previsão STR
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	Previsão STR
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	Previsão STR
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	Previsão STR
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão STR

47. 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

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	-	118	-	-	441,60	-
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	6.865.335	6.491.401	-5,4%	333,80	338,02	1,3%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	2.820.688	2.820.478	0,0%	287,27	298,44	3,9%
Madeira e Belo Monte	3.764.245	3.764.245	0,0%	193,81	201,07	3,7%
Cota Angra I e Angra II	847.946	474.676	-44,0%	308,74	361,56	17,1%
Cotas Lei nº 12.783/2013	2.926.222	2.261.084	-22,7%	205,69	245,99	19,6%
Itaipu	4.203.993	4.048.035	-3,7%	233,36	216,80	-7,1%
Proinfa	423.914	383.725	-9,5%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(3.083.574)	(1.323.937)	-57,1%	192,78	271,82	41,0%
TOTAL	18.768.769	18.919.824	0,8%	270,76	268,61	-0,8%

48. O gráfico 3 demonstra o impacto por modalidade de contrato de energia. Conforme consta do Gráfico, contribuiu para esse resultado, principalmente, a redução de custo prevista para a energia proveniente de Itaipu, em função da redução da cotação do dólar em relação à considerada no RTA de 2025.

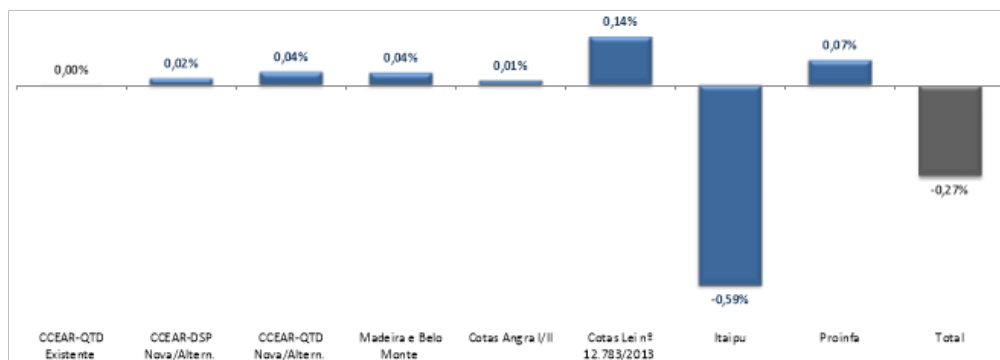


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

2.4. Receitas Irrecuperáveis (RI)

49. 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	6.541.633.372	0,64%	64.933.258
Industrial	4.095.901.281	0,35%	22.234.048
Comercial	2.817.417.385	0,46%	20.100.647
Rural	1.301.801.846	0,32%	6.460.943
Iluminação Pública	307.703.110	0,00%	-
Poder Público	525.549.036	0,02%	163.021
Serviço Público	284.512.480	0,00%	-
Demais	265.669.376	0,00%	-
TOTAL	16.140.187.886	-	113.891.917

50. Neste processo, as receitas irrecuperáveis variaram 22,7%, em relação aos valores hoje contidos nas tarifas, com impacto de 0,13% no efeito médio.

3. Análise da Parcela B

51. 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).

52. No presente processo, foi observada uma variação da Parcela B de **32,6%**, em relação ao custo contido no processo anterior, impactando as tarifas em **8,61%**.

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

53. 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).

54. No caso da [Copel-Dis](#), a cobertura de CAOM presentes na tarifa está cerca de 8,85% 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. Conforme novo regramento definido na CP 62/2020, está sendo considerada redução de 5,0% no processo de revisão tarifária e redução remanescente ao longo do ciclo, mediante aplicação do componente T do Fator X. A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos custos operacionais regulatórios para a distribuidora.

Tabela 13. CAOM regulatório no reposicionamento

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	92,23%	94,70%	97,46%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	2.006.598.800	2.063.509.258	2.120.419.715

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	2.326.395.304
4. Meta estudo de eficiência - R\$	2.120.419.715
5. Número de anos no ciclo	5
6. Variação anual necessária para a meta (%)	-1,84%
7. Meta do estudo de eficiência aplicada variação anual máxima de 5% a.a.	2.120.419.715

Avaliação do compartilhamento de eficiência (aplicável se Meta OPEX / OPEX Real > 120%)

Descrição	Valor
8. OPEX Real (R\$)	1.886.973.450
9. Meta OPEX (R\$)	2.120.419.715
10. Relação Meta OPEX/ OPEX Real	112,37%
11: $qcom: \min (120\% ; 1/qref)$	114,11%
12: Excedente passível de compartilhamento	0,00%
13: Cálculo do % de benefício apropriado (beta)	17,32%
14. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento (R\$)	2.120.419.715

Limitação do repasse dos Custos Operacionais

Descrição	Reais
15. Limite mínimo para Meta e Ano Teste (60% do OPEX Real)	1.132.184.070
16. Limite máximo para a Meta e Ano Teste (140% do OPEX Real)	2.641.762.830
17. Meta OPEX Regulatórios aplicados os limites mínimo e máximo (R\$)	2.120.419.715

Verificação de repasse de 5% na revisão

Descrição	Valor
18. Variação no ciclo entre meta e custo operacional ano teste	-8,85%
19. Variação anual no ciclo entre meta e custo operacional ano teste	-1,84%
20. Limite de Custos Operacionais Regulatórios considerando variação de 5% na RTP (R\$)	2.210.075.539
21. Partida OPEX Regulatório considerando variação inicial de até 5%	2.210.075.539

55. Desse modo, considerando-se também a aplicação dos mecanismos de ajuste da Parcela B, correspondentes ao Índice de Ajuste de Mercado (Fator Pd) e ao Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade (Fator Q), descritos adiante na seção 3.4 dessa Nota Técnica, o CAOM apresentou uma variação de **-5,1%**, impactando o efeito médio em **-0,74%**.

56. O gráfico abaixo demonstra essa variação.

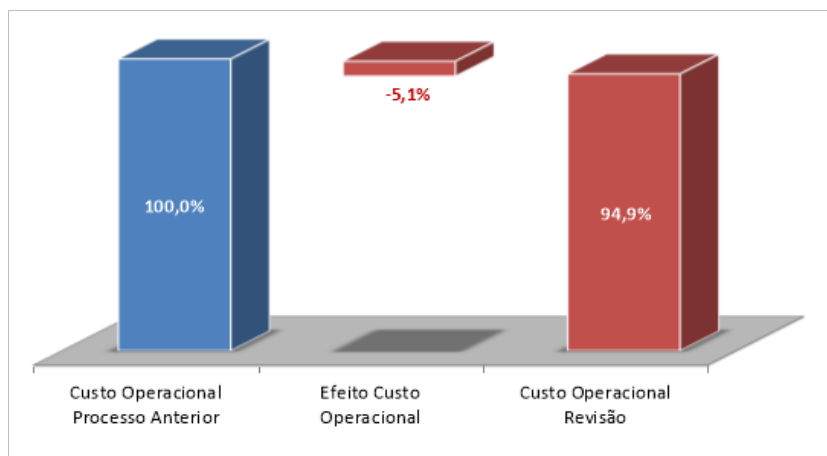


Gráfico 4. Efeito da revisão sobre o CAOM

57. É oportuno esclarecer que a redução remanescente dos custos operacionais ao longo do ciclo ocorrerá mediante aplicação do componente T do Fator X sobre a Parcela B, aqui definido no percentual de 0,403%.

3.2. Análise do Custo Anual dos Ativos (CAA)

58. 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.

59. 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.

60. 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)	45.887.495.624
(2) Índice de Aproveitamento Integral	29.894.137
(3) Obrigações Especiais Bruta	8.864.894.864
(4) Bens Totalmente Depreciados	11.332.144.396
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	25.660.562.226
(6) Depreciação Acumulada	22.447.554.662
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	23.439.940.962
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	17.020.418
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR) = (1)-(6)-(8)	23.422.920.544
(10) Almojarifado em Operação	112.617.560
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	4.513.095.234
(13) Terrenos e Servidões	708.028.584
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (9)+(10)+(11)-(12)+(13)	19.730.471.454
(15) Base de Remuneração Ativos Concessionária	19.730.471.454
(16) WACC antes de impostos	12,28%
(17) Remuneração Ativos Concessionária	2.422.901.895
(18) Base Obrigações Especiais	8.864.894.864
(19) Taxa de Remuneração das Obrigações Especiais	0,92%
(20) Remuneração de Obrigações Especiais	81.477.052
(24) Remuneração do Capital = (17)+(20)+(23)	2.504.378.946
(25) Taxa de Depreciação	3,88%
(29) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (25)	995.629.814

61. Assim, conforme os dados fiscalizados obtidos da SFF, a **Remuneração do Capital (RC)** variou 73,0% em relação aos valores hoje existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 6,54%. A variação se deve principalmente ao incremento da Base de Remuneração Líquida. O Gráfico seguinte demonstra o efeito.

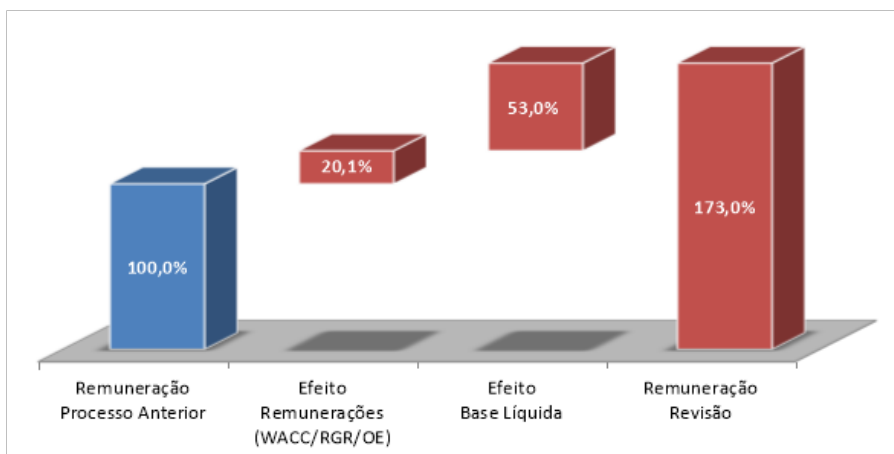


Gráfico 5. Efeito da revisão sobre a remuneração do capital

62. Quanto à **Quota de Reintegração Regulatória (QRR)** esta variou 54,5%, em comparação aos valores contidos atualmente nas tarifas, correspondendo a um impacto de 2,17% neste processo. Esse resultado decorre, principalmente, da nova base de remuneração bruta, conforme indica o Gráfico 6.

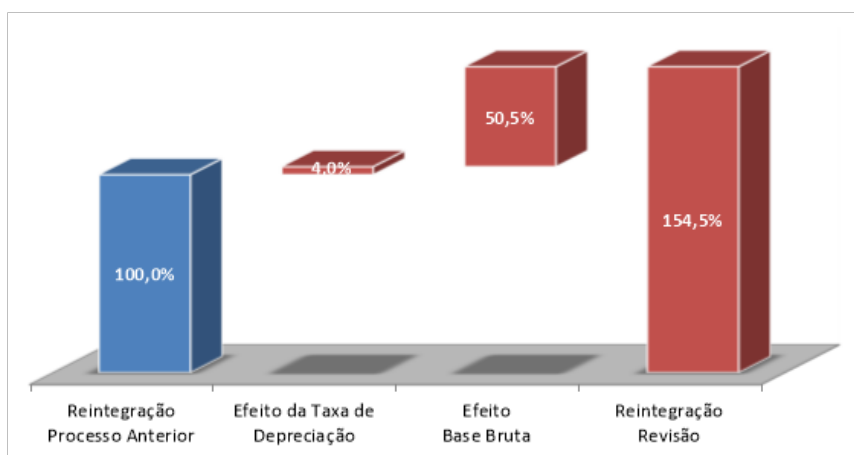


Gráfico 6. Efeito da revisão sobre quota de reintegração

63. 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.

64. 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)	2.291.515.894
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	1.031.182.152
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	274.981.907
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	985.351.834
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	116.195.720
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	56.167.019
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	246.416.043
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	418.778.782

65. Neste processo, as Anuidades apresentaram uma variação de 18,1%, com impacto de 0,40%. 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:

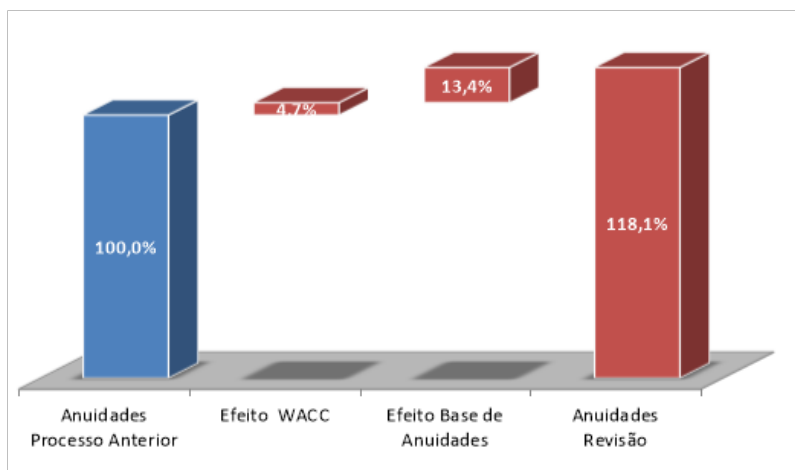


Gráfico 7. Efeito da revisão sobre as anuidades

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

66. 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 0,24% nesta revisão.

67. 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).

68. Na Tabela 16, são apresentadas às totalizações dos valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos para a Copel-Dis, previstos para o período entre junho/2025 e maio/2026 ^[12], 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	42.954.366
Excedente Reativo	46.429.445
Total	89.383.812

69. 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.

70. 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%	18.802.292
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%	88.259
Compartilhamento de infraestrutura	60%	351.837.375
Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%	7.120
Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%	232.916
Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:		
(3) subestações de energia;	60%	19.123
(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%	2.296.285
(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%	255.155
Serviços de consultoria	60%	4.894
Total		373.543.418

71. Já a Tabela 18 resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da Copel-Dis.

Tabela 18. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	2.210.075.539
Custos Operacionais (CO)	2.210.075.539
Custo Anual dos Ativos (CAA)	3.918.787.543
Remuneração do Capital (RC)	2.504.378.946
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	995.629.814
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	418.778.782
Parcela B (VPB)	6.128.863.081
Índice de Produtividade da Parcela B	0,86%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,74%
Parcela B com ajustes PM e MIQ	6.121.630.297
Outras Receitas (OR)	373.550.593
Excedente de Reativos (ER)	42.954.366
Ultrapassagem de Demanda (UD)	46.429.445
Parcela B deduzido UDEROR	5.658.695.892

3.4. FATOR X

72. 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.

73. 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.

74. 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.

75. O componente T é definido “ex-ante”, ou seja, no momento da revisão tarifária. Os componentes P_d 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.

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

Tabela 19: Componentes P_d , T e Q

Componentes	Valor
Componente P_d do Fator X	0,856%
Componente T do Fator X	0,403%
Componente Q do Fator X	-0,738%
Fator X	0,521%

4. Componentes Financeiros

77. 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.

78. A tabela abaixo consolida os valores considerados como componentes financeiros nesta revisão da [Copel-Dis](#).

Tabela 20. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	463.632.234	2,87%
CVA em processamento - Transporte	232.299.348	1,44%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	460.438.740	2,85%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(1.878.276)	-0,01%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(247.630.663)	-1,53%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	74.430.861	0,46%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(15.587.764)	-0,10%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	4.140.024	0,03%
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(7.068.054)	-0,04%
Financeiro CDE Eletrobras	(1.587.735)	-0,01%
Sobrecontratação	3.481.795	0,02%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	460.893	0,00%
Reversão de Risco Hidrológico	(417.407.946)	-2,59%
Risco Hidrológico	479.714.228	2,97%
Conselho de Consumidores	(485.181)	0,00%
Diferimento Tarifário	(1.095.500.000)	-6,79%
Financeiro referente ajuste encargo conexão -	65.660	0,00%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(15.968.019)	-0,10%
Arrecadação de CDE Covid de migrantes (REN 885/2020)	(3.704.301)	-0,02%
Arrecadação de CDE Escassez de migrantes (REN 1.008/2022).	(11.576.172)	-0,07%
Crédito de PIS/COFINS	(2.139.893)	-0,01%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(77.447.558)	-0,48%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(2.845.244)	-0,02%
Financeiro de Descasamento de Permissionárias	(106.359)	0,00%
Despacho 1.668/2025 - Recurso Administrativo RTA 2025	3.785.250	0,02%
Total	(178.484.131)	-1,11%

79. Os componentes financeiros apurados neste processo tarifário contribuíram com o efeito de -1,11% na atual revisão da Copel-Dis, 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 **7,16%** no resultado. Destaca-se que esses valores foram estimados e informados pela distribuidora para essa fase de Consulta Pública e que ainda serão validados e calculados pela ANEEL até a versão final deste processo;
- b) Sobrecontratação/Exposição de Energia (efeito de 0,02%)**. Da mesma forma, esses custos foram estimados pela distribuidora e ainda serão calculados pela ANEEL até a conclusão desse processo.
- c) Neutralidade (efeito agregado de -1,19%)**. Refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item que compõe a Parcela A da distribuidora (encargos setoriais, aquisição de energia, transporte, receitas irrecuperáveis e Pis/Cofins) no período de referência e os respectivos custos contemplados no processo tarifário anterior, atualizadas pela taxa SELIC, conforme metodologia disposta no Submódulo 4.4A do Proret. Destaca-se que esses valores foram estimados e informados pela distribuidora para essa fase de Consulta Pública e que ainda serão validados e calculados pela ANEEL até a versão final deste processo;
- d) 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. Por correspondência, a Copel-Dis informou que o volume desses recursos contabilizados até dezembro/2023 representa R\$ 15,97 milhões, correspondendo ao efeito tarifário de **-0,10%**;
- e) Arrecadação do encargo CDE Escassez Hídrica dos consumidores migrantes** Por correspondência, foi solicitado à Copel-Dis informações a respeito dos valores arrecadados dos encargos tarifários da Escassez Hídrica aplicáveis aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário de 2025 nos termos do § 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\$ 11,58 milhões correspondendo ao efeito tarifário de -0,07%;
- f) 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\$ -77,4 milhões, montante equivalente à cobertura econômica do encargo CDE Conta Escassez[15], resultando em redução de efeito de **-0,48%**. Cabe observar que o tema foi objeto da Consulta Pública nº 29/2024[16];

g) Créditos de Pis/Cofins. Em 28 de junho de 2022, foi publicada a Lei nº 14.385/2022, que alterou a Lei nº 9.427/1996. Essa mudança passou a regular a devolução aos consumidores de valores de tributos (PIS/COFINS) que foram cobrados a mais pelas distribuidoras de energia elétrica. De acordo com dados da SFF da concessionária, a empresa terá aproveitado R\$ 8,21 bilhões em créditos de PIS/COFINS junto à Receita Federal, no período entre junho de 2020 e maio de 2026, já descontados os tributos incidentes sobre essas operações. Por outro lado, a distribuidora antecipou aos consumidores, por meio das tarifas de energia, o montante de R\$ 8,45 bilhões (em valores históricos atualizados) entre os anos de 2021 e 2025, resultado em valor de R\$ 235,5 milhões a ser restituído à COPEL.

Considerando a previsão de compensação mensal informada pela empresa, no valor de R\$ 19,8 milhões, ou 237,6 milhões anuais.

Cabe destacar que, conforme declarado pela Copel à SFF, a capacidade de compensação mensal de créditos de Pis/Cofins foi significativamente reduzida a partir de janeiro de 2026^[17], resultando em déficit de compensação em relação ao projetado no RTA de 2025, além de redução significativa de créditos futuros.

Dessa forma, o montante total a ser revertido no presente processo tarifário é de R\$ 2,13 milhões, conforme demonstrado na Tabela 21.

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)	5.797.524.507	8.444.279.547
Tributos incidentes sobre atuação financeira - PIS/Cofins (até maio/2026)	(137.691.859)	(233.851.930)
(i) Valor de compensações atualizado líquido de tributos		8.210.427.617
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2021	(702.000.000)	(1.235.623.315)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2022	(1.593.100.425)	(2.598.069.650)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2023	(1.462.673.478)	(2.101.997.096)
Reversão de créditos de Pis/Cofins no processo tarifário de 2024	(1.182.915.560)	(1.517.915.026)
(ii) Total de reversões		(8.445.887.224)
(iii) Disponibilidade em caixa da distribuidora para reversão (i - ii)		(235.460.107)
Estimativa de disponibilidade de saldo junto à RFB para compensações		829.097.641
Projeção mensal de compensações futuras		19.800.000
(iv) Projeção de compensação futura (12 meses) limitada a disponibilidade de saldo		237.600.000
Créditos de Pis/Cofins revertidos no presente processo tarifário (iii + iv)		2.139.893

h) Diferimento Tarifário. A partir de análise complementar realizada pela STR, apresentada no Anexo I dessa Nota Técnica, constatou-se que a solicitação de diferimento formulada pela Copel-DIS por meio da Carta REC-VPRM-073/2026, de 11 de março de 2026, atende aos fundamentos de admissibilidade dispostos na Seção 5.16 do Submódulo 4.4A do PRORET. Neste sentido, mediante aplicação da metodologia de quantificação de diferimento sugerida na mesma seção, obteve-se o valor de R\$ 1,095 Bilhão, o que contribui com redução do efeito médio de aproximadamente 6,79%, conforme Tabela 20. Cabe destacar que, para a fase final do processo tarifário, o valor em tela deverá ser revisado, conforme resultado da RTP e reavaliação da previsão de efeito tarifário futuro, para 2027.

80. No Anexo II desta Nota Técnica, constam informações adicionais da metodologia de cálculo aplicável aos processos tarifários.

81. No Anexo III desta Nota Técnica, constam informações relacionadas à estrutura tarifária e ao Cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Energia (TE).

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

82. A Tabela 22 apresenta a previsão de valores mensal a serem repassados 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 22. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	7.097.452,82	80.325.769,74	87.423.222,55
Subsídio Geração Fonte Incentivada	49.635,53	3.974.453,09	4.024.088,62
Subsídio Distribuição	(50.260,74)	142.996,29	92.735,55
Subsídio Irrigante/Aquicultor	1.028.769,31	2.224.083,03	3.252.852,34
Subsídio SCEE	19.474.716,18	50.022.599,34	69.497.315,52
Total	27.600.313,09	136.689.901,48	164.290.214,57

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

83. 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 46/1999.

V - DA CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÃO

84. Diante do exposto e do que consta no Processo nº 48500.030069/2025-10, opina-se pela instauração de Consulta Pública, visando obter subsídios e informações adicionais para aprimoramento da Revisão da Copel-Dis.

(Assinado digitalmente)

FABIANO GONTIJO COSTA

Analista Superior

(Assinado digitalmente)

ADRIANO ALMEIDA TRINDADE

Coordenador Adjunto de Regulação Tarifária

(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)

LEANDRO CAIXETA MOREIRA

Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica

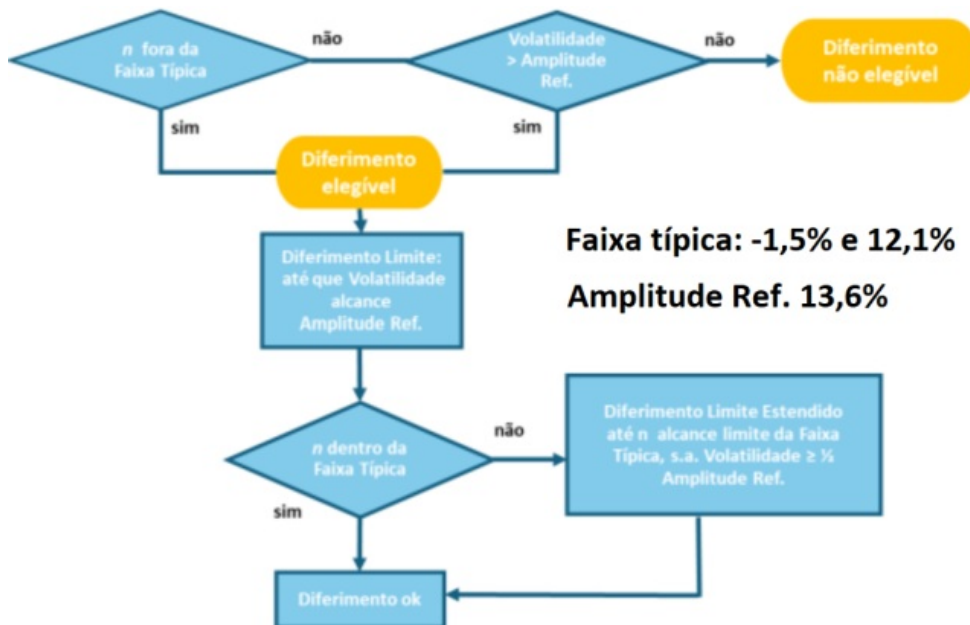
ANEXO I

Dos requisitos de admissibilidade e quantificação de diferimentos tarifários

85. Tendo em vista a solicitação de diferimento tarifário formulada pela Copel-DIS por meio da Carta REC-

VPRM-073/2026, de 11 de março de 2026, a STR realizou análise complementar observando-se os fundamentos de admissibilidade e quantificação de diferimentos, conforme regulamentação disposta no Submódulo 4.4A do PRORET.

86. A síntese do procedimento previsto em regulamento para análise de admissão e quantificação de diferimento encontra-se ilustrado na figura [18](#) seguinte.



4.1 Da admissibilidade

87. Conforme previsto em regulamento, essa análise de admissão leva em conta o efeito médio do processo tarifário em curso, desconsiderando-se os efeitos do próprio financeiro de diferimento tarifário, bem como a previsão de efeito médio para o processo tarifário do ano seguinte. Na tabela a seguir apresenta-se ambos resultados cabendo enfatizar que, não fosse a atenuação decorrente do diferimento o efeito médio preliminar de 2026, calculado para a fase de Consulta Pública, seria de 26,71%. Neste cenário, para 2027, de acordo com regulamentado no Submódulo 4.4A do Proret, seria previsto efeito médio negativo de 1,77%.

	Processo Atual (R\$)	Projeção para próximo processo (R\$)	Varição	Participação no efeito	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia+RI]	12.169.183.857	12.623.188.882	3,73%	2,55%	68,32%
Encargos Setoriais	4.568.960.287	4.735.882.837	3,65%	0,94%	25,63%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. –TFSEE	25.032.212	25.899.354	3,46%	0,00%	0,14%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	3.560.546.752	3.698.229.541	3,87%	0,77%	20,01%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	0	0	3,87%	0,00%	0,00%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Escassez Hídrica (TE)	77.447.558	77.447.558	0,00%	0,00%	0,42%
Conta de Desenv. Energético – CDE GD	0	-	-100,00%	0,00%	0,00%
Encargos Serv. Sist. - ESS/Energ. Reserv. - EER/ERCAP	407.460.735	423.216.835	3,87%	0,09%	2,29%
PROINFA	352.525.668	366.157.483	3,87%	0,08%	1,98%
P&D, Efic.Energ e Ressorc.ICMS Sist.Sistol.	145.947.362	144.932.066	-0,70%	-0,01%	0,78%
Custos de Transmissão	2.440.881.725	2.535.268.185	3,87%	0,53%	13,72%
Rede Básica	1.717.136.035	1.783.535.972	3,87%	0,37%	9,65%
Rede Básica Fronteira	397.116.250	412.472.339	3,87%	0,09%	2,23%
Rede Básica ONS (A2)	3.600.696	3.739.932	3,87%	0,00%	0,02%
MUST Itaipu	73.470.792	76.311.835	3,87%	0,02%	0,41%
Transporte de Itaipu	144.640.904	150.234.024	3,87%	0,03%	0,81%
Conexão	104.917.047	108.974.084	3,87%	0,02%	0,59%
Mercado	5.038.439.770	5.233.271.207	3,87%	1,09%	28,32%
Receitas Irrecuperáveis	120.902.075	118.766.654	-1,77%	-0,01%	0,64%
PARCELA B	5.658.695.892	5.854.718.993	3,46%	1,10%	31,68%
RT considerando a variação tarifária da RTE	17.827.879.749	18.477.907.875	3,65%	3,65%	100,00%
	917.015.869	(64.092.151)	-106,99%	-5,50%	-0,35%
CVA em processo - Energia	463.632.234	6.788.411	98,54%	-2,56%	0,04%
CVA em processo - Transporte	232.299.348	316.950.717	36,44%	0,47%	1,72%
CVA em processo - Encargos Setoriais	460.438.740	70.269.230	84,74%	-2,19%	0,38%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(1.878.276)	-	-100,00%	0,01%	0,00%
Neutralidade de Parcela A - Energia	(247.630.663)	-	-	-	-
Neutralidade de Parcela A - Transporte	74.430.861	-	-	-	-
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(15.587.764)	-	-	-	-
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	4.140.024	-	-	-	-
Neutralidade de Créditos de PIS/COFINS	(7.068.054)	-	-	-	-
Financeiro CDE Eletrobrás	(1.587.735)	-	-	-	-
Sobrecontratação	3.481.795	(45.603.289)	-1409,76%	-0,28%	-0,25%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	460.893	478.716	3,87%	0,00%	0,00%
Reversão de Risco Hidrológico	(417.407.946)	(517.756.948)	24,04%	-0,56%	-2,80%
Risco Hidrológico	479.714.228	448.437.869	-6,52%	-0,18%	2,43%
Conselho de Consumidores	(485.181)	-	-100,00%	0,00%	0,00%
Itens de modicidade da REN 1.000/2021	(15.968.019)	(16.585.487)	3,87%	0,00%	-0,09%
Crédito de PIS/COFINS	(2.139.893)	(237.600.000)	11003,36%	-1,32%	-1,29%
Quitação cta. Escassez Hídrica - Reversão de componente econômico	(77.447.558)	(77.447.558)	0,00%	0,00%	-0,42%
Multa CCEAR - Goiânia - Desp. nº 4.863/2023	-	-	0,00%	0,00%	0,00%
Multa CCEAR - Termoceará - Desp. nº 2.495/2024	(2.845.244)	-	-100,00%	0,02%	0,00%
Financeiro de Descasamento de Permissionárias	(106.359)	-	-100,00%	0,00%	0,00%
Despacho 1.668/2025 - Recurso Administrativo RTA 2025	3.785.250	-	-100,00%	-0,02%	0,00%
Receita Requerida Total	18.744.895.618	18.413.815.724	-1,77%		
Efeito Médio	26,71%	-1,77%			

88. Conforme regulamentado, sugere-se que os diferimentos tarifários sejam admitidos: (i) em processos tarifários que efeito médio atípico, índice inferior a -1,5% ou superior a 12,1%; ou (ii) para processos tem que se identifica elevada volatilidade, diferença de efeito médio em relação ao processo subsequente superior a 13,6%.

89. Neste sentido, conforme se identifica da Tabela acima, o resultado da RTP de 2026 da COPEL atende ambos os requisitos de admissibilidade.

4.2 Da quantificação

90. Como primeira aproximação para quantificação do diferimento, observa-se a adequação do critério da volatilidade típica de 13,6%, a partir do qual tem-se o valor estimado de diferimento de R\$ 740 milhões. Neste cenário, conforme resumo apresentado na tabela abaixo, o efeito médio de 2026 seria reduzido para 21,7%, enquanto do efeito de 2027 seria aumentado para 7,9% (diferença de 13,6%).

Critério de 100% da Amplitude típica: 13,6%	(750.000.000)	860.813.506
Efeito P&D	(7.500.000)	8.608.135
Efeito RI	(4.837.400)	5.552.132
Efeito TFSEE	-	-
Receita Requerida com diferimento	17.982.558.218	19.419.489.426
	2026	2027
Efeito médio com diferimento	21,6%	8,0%

91. Tendo em vista que o efeito médio para 2026, considerando-se o diferimento proposto acima, não atinge a faixa típica, passa-se para aplicação de regra de flexibilização pela qual admite-se a redução da volatilidade para metade

do valor típico, 6,8%.

92. A partir da aplicação desse critério, obteve-se o valor de diferimento de R\$ 1,095 Bilhão, o que resulta em efeito médio para 2026 de aproximadamente 19,2% e de 2027 de 12,4% (volatilidade de 6,8%).

Critério de 50% da Amplitude típica: 6,8%		
	(1.095.500.000)	1.257.361.594
Efeito P&D	(10.955.000)	12.573.616
Efeito RI	(7.065.829)	8.109.814
Efeito TFSEE	-	-
Receita Requerida com diferimento	17.631.374.789	19.822.560.677
	2026	2027
Efeito médio com diferimento	19,2%	12,4%

ANEXO II

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^[19], 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 -	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	Límites 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 Reativo

17. 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.

18. 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).

19. 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.

20. 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

21. 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

22. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) da distribuidora devem ser considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior.

C. Cômputo da Parcela A

23. 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.

24. 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

25. 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

26. 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.

27. 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 – MMGD; e

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

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

28. 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 .

29. 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 .

30. 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

31. 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)

32. 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

33. 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.

34. 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

35. 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.

36. 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.

37. 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

38. 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.

39. 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.

40. 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.

41. 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

42. 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

43. 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

44. 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.

45. 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”.

46. 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.

47. 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

48. 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.

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

50. 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

51. 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.

52. 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

53. 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.

54. 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.

55. 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 atuam 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.

56. 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.

57. 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 atuam 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

58. 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.

59. 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.

60. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficit[20] considerando o período de referência em questão.

61. 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 Proinfra, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

62. 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

63. 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.

64. 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.

65. 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.

66. 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.

67. 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.

68. 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;

69. 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.

70. 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:

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

onde:

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

$Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

2. Custo Anual dos Ativos (CAA)

a. Base de Remuneração Regulatória (BRR)

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

72. 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 – Almojarifado de operação; e

IV – Obrigações especiais.

73. 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.

74. 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.

75. 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 compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

76. 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).

77. 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.

78. 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)

79. 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.

80. 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.

81. 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.

82. 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.

83. 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.

84. 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.

85. 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%

86. 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:

$$r_{WACCpré} = \frac{[rwacc]}{1 - T} \quad (13)$$

87. 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:

- para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- 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;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

88. 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 ($r_{WACC-DEB}$)
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%

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

c. Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

89. 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.

90. 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.

91. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015.

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

92. 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.

93. 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.

94. 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%

95. 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.

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

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

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” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

3. Receitas Irrecuperáveis

97. 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:

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

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

98. 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 (Pm)

99. 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.

100. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (Pm), 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 Pm utiliza a mesma fórmula do componente Pd do Fator X descrita na seção III.E deste anexo.

b. Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

101. 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.

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

5. Outras Receitas (OR)

103. 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.

104. 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: eficiência 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.

105. 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.

106. 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) eficiência 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

107. 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.

108. 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.

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

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

110. 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

111. 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

112. 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

113. 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.

114. 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.

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

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

116. 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^[21]:

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

117. 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 Repositionamento Econômico

118. 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^[22].

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

120. 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.

121. 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

122. 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 ^[23].

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.

123. 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

124. 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^[24].

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

125. 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

126. 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^[25] e devem ser verificados os que se aplicam a cada processo tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

127. 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.

128. 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.

129. 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.

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

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

131. 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.

132. 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.

DISTRIBUIDORA: Copel Distribuição S/A - Copel-DIS

DA ANÁLISE

1. A Nota Técnica nº 34/2026-STR/ANEEL [26], 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 COPEL-DIS.

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 COPEL-DIS, não foi realizado nenhuma transição na construção das tarifas.

II - POSTOS TARIFÁRIOS

Definição dos postos tarifários ponta, fora ponta e intermediário

4. A COPEL-DIS informou que o horário de ponta praticado atualmente é o das 18h às 21h. A empresa solicitou que fossem mantidos os atuais postos tarifários, a ponta relevante para o sistema, observada pelas injeções nos transformadores e pela curva líquida do sistema (considerando GD), permanece no período noturno

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 apresentou 2 propostas, que serão explorados no tópico da tarifa branca. Em razão das análises que serão desenvolvidas no tópico da tarifa branca a seguir se optou nessa abertura de CP manter o posto intermediário 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	21h00 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

III – TARIFA BRANCA

7. A COPEL-DIS na sua proposta de flexibilização dos parâmetros da tarifa branca trouxe questões e preocupações sobre o risco de perda de receita e necessidade de mecanismos de neutralidade, mas a principal razão dessa abordagem se deve a proposta da ANEEL na CP nº 46/2025, de estabelecer adesão automática para consumidores de alto nível de consumo. Portanto entendemos que essa questão foge do escopo dessa CP e esse pleito deve ser tratado nas análises finais da CP nº 46/2025.

8. A distribuidora propõe a ampliação do período intermediário para 2hs antes e 2hs após o período de ponta. A COPEL identifica que, no desenho atual, o posto intermediário não captura adequadamente o consumo relevante do final da tarde, permitindo que parte significativa dos consumidores se beneficie da Tarifa Branca sem alterar seus padrões de consumo. Além de observar um crescimento consistente das cargas no período da tarde, especialmente entre 16h e 18h. Ao antecipar o início do posto intermediário para as 16h, a proposta busca influenciar esse consumo crescente, reduzindo a rampa de carga que antecede o horário de ponta. A ampliação do posto intermediário busca reforçar o sinal de preço em horários de carga média, tornando a tarifa mais aderente aos custos reais do sistema.

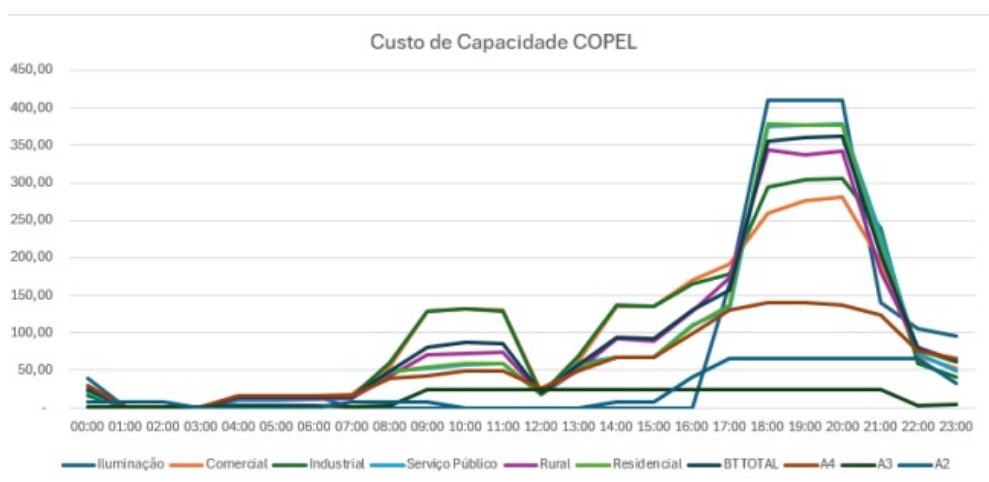
9. Ao avaliar, através das informações encaminhadas pela distribuidora, a expansão das redes, observamos que o percentual de redes em expansão associado aos horários fora do período de ponta não se mostra expressivo. Essa análise que busca identificar os horários que a rede tipo atinge acima de 90% da sua demanda máxima apresentam os valores mais elevados concentrados predominantemente no **horário de ponta (18h às 21h)**, com redução progressiva fora desse intervalo e com valores bem poucos expressivos nos horários que foram solicitados ampliação do posto intermediário, como mostra tabela a seguir.

TABELA 1 – Expansão da Redes

Início	Fim	A2	A3	A4	B
18:00	18:59	100,0%	100,00%	100,0%	75,00%
19:00	19:59	100,0%	100,00%	100,0%	75,00%
20:00	20:59	100,0%	100,00%	92,3%	75,00%
21:00	21:59	100,0%	100,00%	76,9%	25,00%
22:00	22:59	100,0%	50,00%	38,5%	0,00%
23:00	23:59	66,7%	50,00%	38,5%	0,00%
00:00	00:59	33,3%	25,00%	30,8%	0,00%
01:00	01:59	33,3%	25,00%	15,4%	0,00%
02:00	02:59	33,3%	25,00%	15,4%	0,00%
03:00	03:59	0,0%	25,00%	15,4%	0,00%
04:00	04:59	0,0%	50,00%	23,1%	0,00%
05:00	05:59	0,0%	50,00%	23,1%	0,00%
06:00	06:59	0,0%	50,00%	23,1%	0,00%
07:00	07:59	33,3%	25,00%	23,1%	0,00%
08:00	08:59	33,3%	50,00%	46,2%	0,00%
09:00	09:59	33,3%	75,00%	46,2%	25,00%
10:00	10:59	0,0%	75,00%	53,8%	25,00%
11:00	11:59	0,0%	75,00%	53,8%	25,00%
12:00	12:59	0,0%	75,00%	38,5%	0,00%
13:00	13:59	0,0%	75,00%	53,8%	0,00%
14:00	14:59	33,3%	75,00%	61,5%	25,00%
15:00	15:59	33,3%	75,00%	61,5%	25,00%
16:00	16:59	66,7%	75,00%	69,2%	25,00%
17:00	17:59	100,0%	75,00%	84,6%	25,00%

10. 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 no gráfico abaixo, tais expansões são causadas pelo Subgrupo B3, classes industrial e comercial da baixa tensão.

Gráfico 1- Custo de Capacidade



11. Dessa forma, entendemos que deve ser mantida o posto intermediário em uma hora antes e uma hora depois do posto ponta, de modo a evitar deslocamento da demanda máxima para as horas anterior ou posterior ao posto ponta.

IV.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 COPEL-DIS não apresentou proposta da relação Ponta/Fora Ponta. Assim vejamos: “ *Dessa forma, não se propõem alterações na RFPF, mantendo o sinal tarifário atual para todos os níveis de tensão.*”

14. Cabe destacar, que a estrutura na composição das tarifas da COPEL-DIS será disponibilizada em Consulta Pública, que será objeto de análises e contribuições, que poderá resultar em alteração na composição final da Estrutura Tarifária.

Superintendência de Gestão Tarifária e Regulação Econômica – STR/ANEEL Processo nº 48500.028437/2025-60

[1] Documento SEI nº 0207252.

[2] Documento SEI nº 48500.004513/2026-22 (0295631).

[3] Documento SEI nº 0305581.

[4] Documento SEI nº 0319065.

[5] Documento SEI 48500.006621/2026-30 (SEI 308801).

[6] Documento SEI 0323542.

[7] Documento SEI 0320582.

[8] De fato, está sendo observado dados entre 02/2025 e 01/2026. Considera-se que o deslocamento em tela reduz erros nas estimativas de mercado decorrentes de efeito de sazonalidade. Para a fase final de cálculo será observado o período de referência, conforme estabelecido em contrato.

[9] A título de comparação, o percentual considerado no ciclo anterior foi de 5,845%.

[10] A título de comparação, o percentual de perdas não técnicas regulatórias considerado no RTA de 2025 foi de 5,290%.

[11] Para as concessionárias com índices regulatórios de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão medido inferiores a 6% (Grupo 1), Caso da Copel-DIS, ou 2% (Grupo 2) não serão definidas trajetórias de redução.

[12] A arrecadação dos meses de fevereiro de 2026 a maio de 2026 foi projetada a partir da média verificada nos meses de janeiro de 2026.

[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] Segundo a Copel, a partir de janeiro de 2026 esgotaram créditos de Cofins, restando apenas créditos de Pis, o que reduziu a capacidade de compensação da distribuidora.

[18] Figura e parâmetros extraídos da NT 150/2025, Documento SEI (0142393)

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

[20] 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.

[21] 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.

[22] 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>

[23] 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.

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

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

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

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Adriano Almeida Trindade, Coordenador(a) Adjunto(a) de Regulação Tarifária**, em 01/04/2026, às 17:26, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Leonardo De Araujo Silva, Coordenador(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 01/04/2026, às 17:27, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Leandro Caixeta Moreira, Superintendente de Gestão Tarifária e Regulação Econômica**, em 01/04/2026, às 17:31, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Fabiano Gontijo Costa, Fiscal Técnico**, em 01/04/2026, às 17:33, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Cecília Magalhães Francisco, Coordenador(a) Adjunto(a) de Gestão Tarifária de Distribuição**, em 06/04/2026, às 10:14, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, caput, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#)

sei!

Documento assinado eletronicamente por **Robson Kuhn Yatsu, Gerente de Gestão Tarifária**, em 06/04/2026, às 13:25, 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 **0323833** e o código CRC **5CA846D8**.