

Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL

Em 12 de dezembro de 2022.

Processo: 48500.004955/2021-64

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2022.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2022 da Energisa Rondônia - Distribuidora de Energia S.A, a vigorar a partir de 13 de dezembro de 2022, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas no Contrato de Concessão de Distribuição 2/2018 e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

II - DOS FATOS

2. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.990, de 7 de dezembro de 2021, o reajuste tarifário anual da ERO de 2021 representou, em média, uma variação das tarifas de 6,93%.

3. O Memorando nº 175/2022-SRM/ANEEL, de 17 de novembro de 2022, informou os valores de repasse para os contratos bilaterais de compra de energia do portfólio da concessionária.

4. Em 22 de novembro de 2022, a SGT recebeu o Memorando nº 340/2022-SFF/ANEEL, com os valores das receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos e das Outras Receitas, além da validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.

5. Em 08 de dezembro de 2022, conforme previsto no Submódulo 10.1 do Proret, a proposta final do cálculo da revisão tarifária foi encaminhada, via e-mail, ao conselho de consumidores e à ERO, sendo reenviada em 12/12/2022.

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

Fls. 2 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

6. Em 12 de dezembro de 2022, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a ERO encontra-se adimplente com suas obrigações intrasetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

III - DA ANÁLISE

7. A ERO, sediada na cidade de Porto Velho, atende aproximadamente 686 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 1,9 bilhão.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	514.575	141.432	44,0%
Industrial	2.375	48.813	15,2%
Comercial	48.458	57.582	17,9%
Rural	115.793	32.541	10,1%
Iluminação Pública	324	12.977	4,0%
Poder Público	4.529	21.819	6,8%
Serviço Público	334	5.042	1,6%
Demais classes	176	1.218	0,4%
Total	686.564	321.424	100%

Fonte: SAMP – competência outubro/2022.

III.1. Metodologia Aplicada

8. Conforme detalhado no Anexo I.

III.2. Período de Referência

9. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da ERO é de dezembro/2021 a novembro/2022.

III.3. Receita Anual

10. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 1.898.458.452, conforme demonstrado a seguir.

Tabela 2: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	3.283.882	1.811.717.272
A3 (69 kV)	42.459	12.453.685
A3a (30 kV a 44 kV)	34.870	15.194.596
A4 (2,3 kV a 25 kV)	606.172	288.004.605
BT (menor que 2,3 kV)	2.600.381	1.496.064.386
Suprimento	798	232.068
Demais Livres	269.437	57.833.308
Distribuição	6.611	715.177
Geração	-	27.960.628
Total	3.560.729	1.898.458.452

III.4. PARCELA A

III.4.1. Encargos Setoriais

11. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela 3:

Tabela 3: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.532.756	2.744.279	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	72.978.732	112.785.262	REH 3.034/2022
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	117.714.414	112.405.541	DSP 939/2021
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	26.207.535	73.212.586	DSP nº 3.131/2022
PROINFA	30.476.165	44.668.402	ReH 2.995/2021
P&D e Eficiência Energética	15.271.245	18.949.607	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	265.180.848	364.765.676	

III.4.2. Transmissão

12. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados abaixo:

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Tabela 4: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	49.588.684	72.791.139
Rede Básica Fronteira	31.289.155	43.590.859
Rede Básica ONS (A2)	238.180	253.798
Rede Básica Export. (A2)	9.357.198	9.966.329
Conexão	3.658.092	4.901.029
Total dos Custos de Transporte	94.131.309	131.503.155

III.4.3. Compra de Energia

III.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

13. A Tabela 5 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da ERO.

Tabela 5: Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	19,99%	19,99%	Contrato Concessão 02/2018
Técnica (s/ merc. injetado)	11,15%	11,15%	REH 2.349/2017
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,42%	2,42%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	2.600.381	2.600.381	SAMP

14. A Tabela 6 demonstra os requisitos de energia elétrica a ERO para atendimento ao seu mercado de referência apurado, obtidos pela soma das perdas regulatórias com o mercado de venda da concessionária.

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

Fls. 5 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Tabela 6: Energia Requerida (MWh) – DRP

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total	3.560.729	3.560.729
Fornecimento	3.283.882	3.283.882
Suprimento	798	798
Consumidores Livres	276.048	276.048
Perdas Totais	1.136.439	1.136.439
Perdas Rede Básica	104.546	104.546
Perdas na Distribuição	1.031.894	1.031.894
Perda Não Técnica	519.816	519.816
Perda Técnica	512.077	512.077
Energia Requerida	4.697.168	4.697.168

III.4.3.1. Valoração da Compra de energia

15. A Tabela 7 apresenta as informações de montante e preço para valoração da compra de energia para a ERO.

Tabela 7: Informações de montante e preço para valoração da compra de energia

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.821/2020
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.902/2021
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.815/2020
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Tarifas	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Tarifas	Previsão SGT
Bilaterais	Montante e preço	Memorando nº 175/2022-SRM/ANEEL

16. A Tabela 8 demonstra o resumo dos contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

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

Fls. 6 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Tabela 8: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	2.038.038	2.929.627	208,22	609.993.904
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.101.807	1.583.819	241,85	383.040.468
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	392.854	564.718	179,89	101.585.267
Madeira e Belo Monte	543.377	781.090	160,50	125.368.170
Maurício Martinuv (MARTINUV)	7.621	10.955	342,49	3.752.119
Hid. Chupinguaia LTDA (CASCATA)	41.698	59.939	342,49	20.528.836
Hidroluz Centrais Elétricas LTDA	29.784	42.814	342,49	14.663.454
Eletricidade de Rondônia S.A (AL)	7.197	10.346	342,49	3.543.333
Eletrogóes S.A (CACHOEIRA)	28.327	40.720	342,49	13.946.233
Consórcio Novo Horizonte (diver	299	430	342,49	147.206
Consórcio Brasil Bio Fuels - LEILÚ	13.315	19.140	342,49	6.555.427
Consórcio Brasil Bio Fuels - LEILÚ	4.135	5.944	342,49	2.035.632
Energia Base	927.809	1.301.205	171,39	223.015.547
Cota Angra I/Angra II	117.361	168.703	349,15	58.902.551
Cotas Lei n º 12783/2013	736.167	1.058.221	155,08	164.112.996
PROINFA	74.282	74.282	-	-
Total	2.965.847	4.421.120	203,16	898.181.692

III.5. Receitas Irrecuperáveis

17. Para a ERO, os percentuais e valores de receitas irrecuperáveis considerados, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo:

Tabela 9: Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	911.189.453	1,80%	24.582.255
Industrial	179.574.512	0,37%	995.834
Comercial	356.001.154	0,68%	3.628.280
Rural	223.958.169	1,23%	4.128.693
Iluminação Pública	47.374.799	0,07%	49.703
Poder Público	119.351.569	0,18%	321.989
Serviço Público	29.002.804	0,00%	-
Demais	32.005.993	0,00%	-
TOTAL	1.898.458.452	-	33.706.755

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

Fls. 7 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

III.6. PARCELA B

18. A Tabela 10 demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados.

Tabela 10: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	735.156.976	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,02677	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	754.839.499	SGT/ANEEL
(4) IPCA	5,90%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-0,99%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,00%	Contrato Concessão 02/2018
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	REH 2.349/2017
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,99%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	22.155.590	
(6.1) Outras Receitas (OR)	12.959.338	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	5.157.395	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	4.038.857	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	784.665.476	

III.7. Componentes Financeiros

19. A Tabela 11 consolida os valores dos componentes financeiros, para compensação nos 12 meses subsequentes nas tarifas:

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

Fls. 8 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Tabela 11: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(72.911.813)	-3,84%
CVA em processamento - Transporte	21.353.552	1,12%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	125.881.196	6,63%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(8.565.629)	-0,45%
Neutralidade de Parcela A- Energia	14.233.291	0,75%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	640.560	0,03%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(10.048.988)	-0,53%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(1.366.351)	-0,07%
Neutralidade de Fin. Parcela B - Conta Covid	3.993.704	0,21%
Sobrecontratação/exposição de energia	13.823.679	0,73%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	227.703	0,01%
Previsão do Risco Hidrológico	57.457.958	3,03%
Reversão do Risco Hidrológico	(56.643.074)	-2,98%
Crédito de PIS/COFINS	(149.952.174)	-7,90%
Empr. Escassez Hídrica - Importação julho- agosto/2021 - Energia	(9.834.195)	-0,52%
Empr. Escassez Hídrica - Importação julho- agosto/2021 - Bônus redução	(17.636.044)	-0,93%
Financeiro residual de encargo ONS	8.336	0,00%
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021	- 19.924.897	-1,05%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circ-	500.597	-0,03%
Ajuste Ofício 8 - Migração Consumidores REN 376 e 414	(815.428)	-0,04%
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - Energia	17.667.429	0,93%
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - ESS	38.297.684	2,02%
Total	(54.614.097)	-2,88%

IV - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

20. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da ERO conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 22,01%, sendo de 24,66%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 21,31%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 12: Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	24,66%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	21,31%
Efeito Médio AT+BT	22,01%

21. O efeito médio de 22,01% decorre:

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

Fls. 9 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

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

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

Fls. 10 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Tabela 13: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

	Processo Anterior (R\$)	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.163.283.364	1.163.301.476	1.377.328.454	18,4%	11,27%	63,7%
Encargos Setoriais	265.176.719	265.180.848	313.936.852	18,4%	2,57%	14,5%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2.532.717	2.532.756	2.744.279	8,4%	0,01%	0,1%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	72.977.596	72.978.732	112.785.262	54,5%	2,10%	5,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	59.816.461	59.817.392	57.284.733	-4,2%	-0,13%	2,6%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	57.896.120,8	57.897.022	55.120.807	-4,8%	-0,15%	2,5%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	-	(50.828.824)	0,0%	-2,68%	-2,4%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	26.207.127	26.207.535	73.212.586	179,4%	2,48%	3,4%
PROINFA	30.475.690	30.476.165	44.668.402	46,6%	0,75%	2,1%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	15.271.008	15.271.245	18.949.607	24,1%	0,19%	0,9%
Custos de Transmissão	94.129.843	94.131.309	131.503.155	39,7%	1,97%	6,1%
Rede Básica	49.587.912	49.588.684	72.791.139	46,8%	1,22%	3,4%
Rede Básica Fronteira	31.288.667	31.289.155	43.590.859	39,3%	0,65%	2,0%
Rede Básica ONS (A2)	238.176	238.180	253.798	6,6%	0,00%	0,0%
Rede Básica Export. (A2)	9.357.052	9.357.198	9.966.329	6,5%	0,03%	0,5%
Conexão	3.658.036	3.658.092	4.901.029	34,0%	0,07%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	786.996.772	787.009.026	898.181.692	14,1%	5,86%	41,5%
Receitas Irrecuperáveis	16.980.030	16.980.294	3370675487%	99%	0,88%	1,6%
PARCELA B	735.156.976	735.156.976	784.665.476	6,7%	2,61%	36,3%
IRT	1.898.440.340	1.898.458.452	2.161.993.930	13,9%	13,88%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual			(54.614.097)		-2,88%	
CVA em processamento - Energia			(72.911.813)		-3,84%	
CVA em processamento - Transporte			21.353.552		1,12%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais			125.881.196		6,63%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes			(8.565.629)		-0,45%	
Neutralidade de Parcela A- Energia			14.233.291		0,75%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte			640.560		0,03%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais			(10.048.988)		-0,53%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável			(1.366.351)		-0,07%	
Neutralidade de Fin. Parcela B - Conta Covid			3.993.704		0,21%	
Sobrecontratação/exposição de energia			13.823.679		0,73%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)			227.703		0,01%	
Previsão do Risco Hidrológico			57.457.958		3,03%	
Reversão do Risco Hidrológico			(56.643.074)		-2,98%	
Crédito de PIS/COFINS			(149.952.174)		-7,90%	
Empr. Escassez Hídrica - Importação julho- agosto/2021 - Energia			(9.834.195)		-0,52%	
Empr. Escassez Hídrica - Importação julho- agosto/2021 - Bônus redução			(17.636.044)		-0,93%	
Financeiro residual de encargo ONS			8.336,39		0,00%	
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021			- 19.924.897,20		-1,05%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circular 20/2021)			- 500.596,66		-0,03%	
Ajuste Ofício 8 - Migração Consumidores REN 376 e 414			- 815.427,97		-0,04%	
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - Energia			17.667.429,37		0,93%	
Reversão Bandeira Escassez Hídrica - ESS			38.297.684,43		2,02%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior					11,01%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores					22,01%	

23. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 11,27% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 2,61%.

IV.1. Análise da Parcela A

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

Fls. 11 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

24. Os encargos setoriais impactaram o efeito médio em 2,57%, destacando-se: a CDE Uso, cujo efeito foi de 2,10% e o ESS, com efeito de 2,48%, não obstante a redução da CDE Modicidade Eletrobrás, de 2,68%.

25. A transmissão impactou o efeito médio em 1,97%, decorrente principalmente da atualização dos custos relacionados às Receitas Anuais Permitidas (RAP) e às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) aprovadas por meio das Resoluções Homologatórias 3.067 e 3.066, ambas de 12 de julho de 2022.

26. Os custos com compra de energia considerados para a ERO, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, impactaram o efeito médio em 5,86%, conforme indicam a tabela e o gráfico abaixo.

Tabela 14: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	45.305	-	-100,00%	289,34	-	-100,00%
Existente - CCEAR-QTD	37.578	-	-100,00%	175,13	-	-100,00%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	618.777	1.101.807	78,1%	255,30	241,85	-5,3%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	364.516	392.854	7,8%	157,74	179,89	14,0%
Madeira e Belo Monte	543.377	543.377	0,0%	149,31	160,50	7,5%
Cota Angra I e Angra II	119.078	117.361	-1,4%	249,64	349,15	39,9%
Cotas Lei nº 12.783/2013	890.469	736.167	-17,3%	122,65	155,08	26,4%
Bilateral	198.928	132.376	-33,5%	272,33	342,49	25,8%
Proinfa	76.404	74.282	-2,8%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	1.526.688	1.322.897	-13,3%	181,83	206,63	13,6%
TOTAL	4.421.120	4.421.120	0,0%	178,01	203,16	14,1%

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

Fls. 12 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

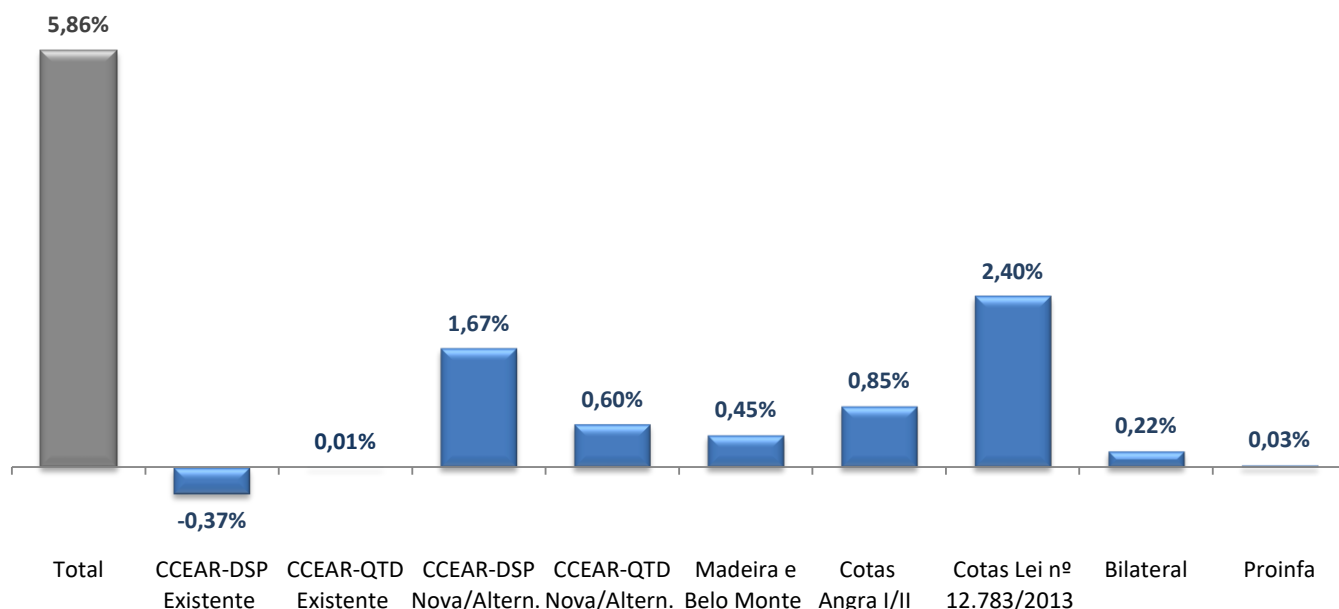


Gráfico 1: Comparação da variação do custo de energia

27. O impacto de 5,86% decorre principalmente: i) do aumento das cotas – Lei nº 12.783/2013; associado à redução dos respectivos montantes, em função do processo de descotização iniciado com a capitalização da Eletrobras, com contribuição de 2,38%; e ii) do aumento dos montantes e custo médio associados aos CCEAR de energia nova e alternativa, modalidade disponibilidade, com contribuição de 1,66%, além do aumento da energia de Angra e dos contratos bilaterais, em função do aumento do preço do ACRmédio.

28. Já o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da ERO é de R\$ 33.706.755, contribuindo para o efeito médio de 0,27% no atual reajuste.

IV.2. Análise da Parcela B

29. A atualização da Parcela B representou 2,61% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 5,90% no período de referência, descontada do Fator X, além do abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

IV.3. Análise dos componentes financeiros

30. Os componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes contribuíram com o efeito de -2,88% no atual reajuste da ERO.

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

Fls. 13 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

31. Dos componentes financeiros, destacam-se, com valores positivos, os impactos da CVA – Encargos Setoriais, com 6,63%, especialmente a CVA de CDE, decorrente da defasagem entre a cobertura mensal concedida no RTA de 2021 e o novo patamar de custos mensais incorridos pela concessionária a partir de janeiro de 2022, e da reversão do financeiro de bandeira de escassez hídrica, cujo efeito é de 2,95%.

32. Dos componentes financeiros negativos, destacam-se aqueles relacionados à mitigação tarifária, tais como: créditos de PIS e COFINS decorrentes de decisão judicial, sancionado pela Lei n. 14.385/2022, que disciplina devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais que versam sobre a retirada do ICMS da base do PIS/COFINS, cujo valor incluído neste processo se refere à devolução da integralidade dos valores já compensados pela concessionária, incluindo o aproveitamento projetado para compensação nos doze meses subsequentes, totalizando –R\$ 149.952.174, com efeito de -7,90%, e o empréstimo setorial (conta escassez hídrica), aprovada a partir da Resolução Normativa nº 1.008/2022, de 15 de março de 2022, consolidada pelo Despacho nº 1.177/2022, de 3 de maio de 2022, cujo valor repassado totalizou -R\$ 27.470.238, o que contribuiu para atenuar o efeito em -1,45%.

33. Ademais, é importante destacar que a receita proveniente dos repasses da Conta Bandeiras, decorrentes da aplicação dos adicionais de bandeira amarela, vermelha e escassez hídrica no período de apuração da CVA, contribuiu para que a tarifa da ERO não sofresse aumento adicional médio de 14,20%.

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

V - COMPOSIÇÃO DAS TARIFAS

35. O Gráfico 2 demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

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

Fls. 14 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

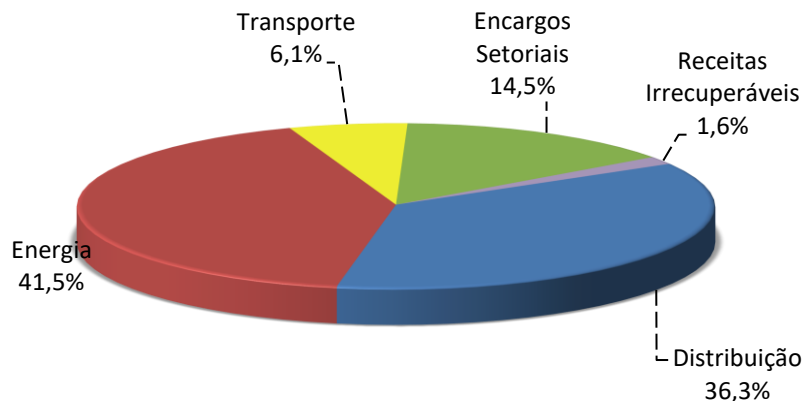


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

36. Já o Gráfico 3 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos¹, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 16,5% para o ICMS e 4,8% para o PIS e COFINS (total de 21,3% por dentro), o que equivale a uma majoração de 27,1% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

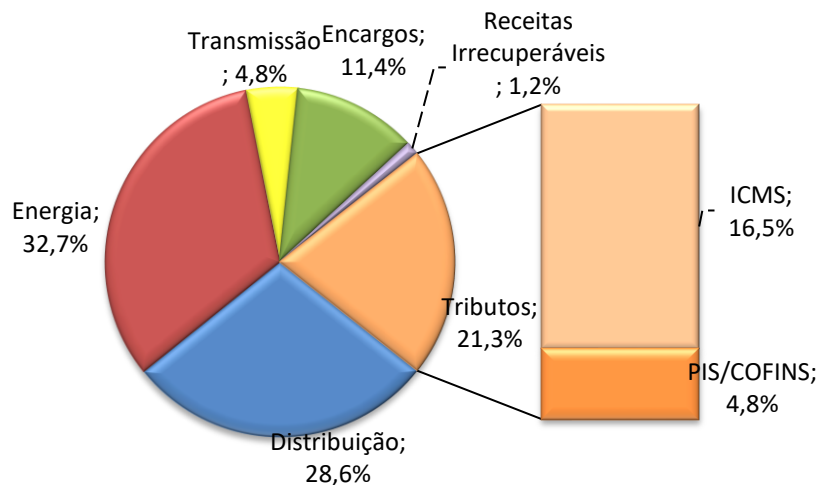


Gráfico 3: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

VI - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

¹ Os percentuais de tributos indicados no gráfico refletem os montantes arrecadados no período de referência, não contemplando, portanto, efeito pleno de eventual redução de ICMS decorrente da Lei Complementar nº 194/2022.

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

Fls. 15 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

37. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de dezembro/2022 a novembro/2023, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados no período de dezembro/2021 a novembro/2022.

Tabela 15: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	221.108	1.600.945	1.822.054
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(66.900)	852.769	785.869
Subsídio Distribuição	-	-	-
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	11.201	81.337	92.538
Subsídio Rural	869	1.202.729	1.203.598
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(20.189)	185.005	164.816
Total	146.089	3.922.786	4.068.875

VII - DO FUNDAMENTO LEGAL

38. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e ao Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 2/2018-ANEEL.

VIII - DA CONCLUSÃO

39. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 2/2018, no que consta do Processo nº 48500.004955/2021-64 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da ERO, com vigência a partir de 13 de dezembro de 2022, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 22,01% sendo de 24,66% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 21,31% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da ERO;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso exclusivo;

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

Fls. 16 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária;

IX - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
LUIS CARLOS CARRAZZA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Coordenador de Processo Tarifário de Distribuição - Adjunto

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(*) Relação de participantes da SGT na elaboração desta Nota Técnica consta de tabela na página seguinte.

Equipe	Atividade
Leonardo de Araújo Silva Francisco de Mattos Faé	Especialista em Regulação Coordenador - Processos Tarifários
Robson Kuhn Yatsu Diego Luís Brancher Marco Aurélio Silva dos Santos	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado Técnico Responsável - Estrutura Tarifária Análise de mercado – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes Fabiano Costa Camilo	Coordenador – Encargos e Comercialização CVA
Aline Moura de Melo Souza	Encargos de Transmissão
Wendell Cassemiro da Silva	Encargos de Transmissão

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

Fls. 17 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que 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 deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)², os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.0 C	01/03/2022
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0 C	01/03/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2 A	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.3 C	01/03/2022
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0 C	01/03/2022
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1 C	01/03/2022
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0 C	01/03/2022
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022

² O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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

Fls. 18 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.3 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses dos custos de Compra de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022
6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0 C	01/03/2022
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9 C	01/03/2022
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2 C	01/03/2022

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

5. Segundo descrito na da Cláusula Sexta do Aditivo ao Contrato de Concessão, conforme parágrafo 1 deste Anexo, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), não incluindo os tributos incidentes sobre as tarifas PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços).

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

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

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

Fls. 19 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

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

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

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

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

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

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

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

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

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

III.1. DEFINIÇÃO DO PERÍODO DE REFERÊNCIA

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

Fls. 20 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL

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

III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A

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

13. Os procedimentos de cálculo detalhados de cada um dos componentes acima estão descritos nos Submódulos 2.2A, 3.2A, 3.3A e 3.4A do PRORET.

III.3.1. Encargos Setoriais

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

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** 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:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda;
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC;
- 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;

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

Fls. 21 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

- 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 pelo Sistema Interligado Nacional - SIN;
- 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
- 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.

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

a) quota anual de CDE Uso. Essa cota é 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.

b) quota anual da CDE – Conta COVID (Art. 3º-A do Dec. 10.350/2020). Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que aderiram à Conta COVID, nos termos da REN 885/2020, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de energia elétrica e nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição

Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta COVID, em atendimento ao Decreto nº 10.350, de 18/05/2020, e nos termos na Resolução Normativa nº 885, de 23/6/2020.

O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinários de 2021. A definição desse encargo tarifário para cada distribuidora está vinculada aos recursos recebidos da Conta COVID.

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** 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;

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

Fls. 22 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** 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;

iv) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.** 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;

v) **Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER.** 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;

vi) **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE).** 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; e

III.3.2. Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

16. 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.

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

Fls. 23 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

17. 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.

18. Os **Custos de Rede Básica** 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.

19. 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 as tarifas são fixadas pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória.

20. Os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo consideram as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão e são fixados pela ANEEL por meio de Resolução Homologatória específica.

21. O **Custo de Conexão** 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 das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

22. 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.

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

Fls. 24 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

23. 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.

24. 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.

25. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** 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.

26. O **Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** 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.

III.3.3 Compra de Energia

27. 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.

28. 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*”.

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

Fls. 25 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

29. 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.

30. 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:

- *Contratos Bilaterais* são contratos de livre negociação entre os agentes, dos quais fazem parte: os contratos para atendimento do Sistema Interligado Nacional, realizados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado, realizados antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009; os contratos firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010; , os contratos de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004; os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano;
- *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;
- *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 complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.
- *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 encontra-se descrita no Submódulo 12,6 do PRORET;
- *Cotas de Angra I e II*: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12,6 do PRORET;

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

Fls. 26 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

- *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;
- *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;
- *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria de concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano ou de concessionária que atende o Sistema Isolado, conforme Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 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;
- *Geração Distribuída*: energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto;

III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

Fls. 27 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

32. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

33. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica³.

34. 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.

III 3.3.2. Valoração da Compra de Energia

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

36. 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.

³ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

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

Fls. 28 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

37. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁴ considerando o período de referência em questão.

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

39. 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.

III.3.3.3. Receitas Irrecuperáveis

40. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1A 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:

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

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

Fls. 29 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

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

$$VPB0_i = TUSD_{\text{fio B vigente}} \times \text{Mercado Ref}$$

$$VPB1_i = VPB0_i \times \text{Fator Pb}_{i-1} \times (IPCA - X) - OR, UD, ER_i$$

Onde:

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

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

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

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

VPB1_i: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

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

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

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

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

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

$$\text{Fator Pb}_{i-1} = \frac{VPB1_{i-1} + OR, UD, ER_{i-1}}{VPB1_{i-1}}$$

Onde,

VPBri-1: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

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

Fls. 30 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

44. O Fator X⁵, definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

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

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

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

III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

48. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares

⁵ Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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

Fls. 31 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET⁶.

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

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

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

ii) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto

⁶ 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>

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

Fls. 32 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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 tarifário anual são atualizados pela Selic⁷.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.

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

iii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. 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.

iv) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET⁸, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

v) Demais Componentes Financeiros: Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4A do PRORET, devem ser verificados os que se aplicam a cada processo de reajuste tarifário.

⁷ 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.

⁸ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

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

Fls. 33 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

50. 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.

51. 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.

52. 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.

53. 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 $CVA_{\text{ESS/EER}}$ da concessionária e do cálculo do financeiro de Exposição/Sobrecontratação.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

54. 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; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

55. 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 SGT 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.

Fls. 34 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

VI. METODOLOGIA PARA O CUMPRIMENTO DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

56. Desde meados de 2015, uma grande quantidade de agentes do setor elétrico vem ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE.

57. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016⁹, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

58. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência, e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

⁹ Publicada em 16 de junho de 2016.

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

Fls. 35 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Anexo II – Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET¹⁰. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	38.906.986,58	0,00	38.906.986,58	41.337.167,05	44.184.718,03
CDE Energia	3.625.985,13	0,00	3.625.985,13	4.029.794,96	4.307.391,30
Rede Básica	21.766.641,63	-2.650.633,41	19.116.008,22	19.977.390,01	21.353.551,97
Compra de Energia	-3.359.990,61	-56.814.456,04	-60.174.446,66	-68.212.901,31	-72.911.813,41
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	14.750.671,11	0,00	14.750.671,11	15.776.421,50	16.863.195,65
ESS	148.672.937,39	-99.154.271,58	49.518.665,81	56.625.207,98	60.525.890,54
CVA Total	224.363.231,24	-158.619.361,04	65.743.870,20	69.533.080,18	74.322.934,08

* O saldo da CVA em processamento é resultado da atualização dos valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual pela Selic projetada de 13,22%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

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

¹⁰ Conforme definido no Submódulo 4.2 do PRORET, o saldo da CVA é apurado pela aplicação dos Método 1, 2 e 3. Pela aplicação do Método 1, é apurada a diferença entre a cobertura concedida em reais e os custos realizados. Já pelo Método 2, é apurada a diferença entre o preço praticado e a tarifa média de cobertura concedida no processo tarifário. Já pelo Método 3, são repassados os custos cuja cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

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

Fls. 36 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

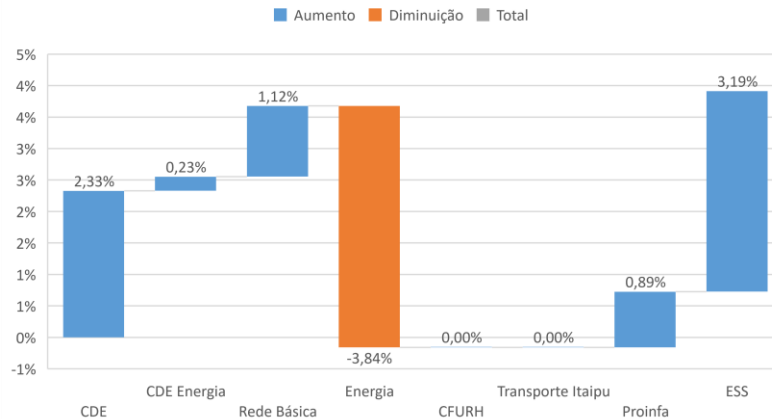


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 14,20% de redução no reajuste das tarifas.

5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da CVA em questão.

ESS/EER

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

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

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
out-21	42.867.206,21	-	-7.254.422,18	-	180.554,03
nov-21	37.690.312,34	-	-	-	319.423,41
dez-21	22.151.523,75	3.477.836,99	-	-	151.309,59
jan-22	17.350.170,63	3.857.926,09	-	-	127.338,27
fev-22	10.872.783,21	3.766.750,92	-	-	66.644,80
mar-22	8.002.189,54	3.477.413,70	-	-	2.101,95
abr-22	1.803.410,23	3.548.419,42	-	-	3.329,11
mai-22	170.159,63	5.193.165,75	-	-	4,05
jun-22	185.937,03	3.338.866,56	-	-	-
jul-22	317.975,86	4.075.850,83	-	-	-
ago-22	89.914,91	4.829.920,24	-	-	2,95
set-22	-	5.166.465,27	-	-	281,33
Total	141.501.583,34	40.732.615,77	-7.254.422,18	0,00	850.989,49

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

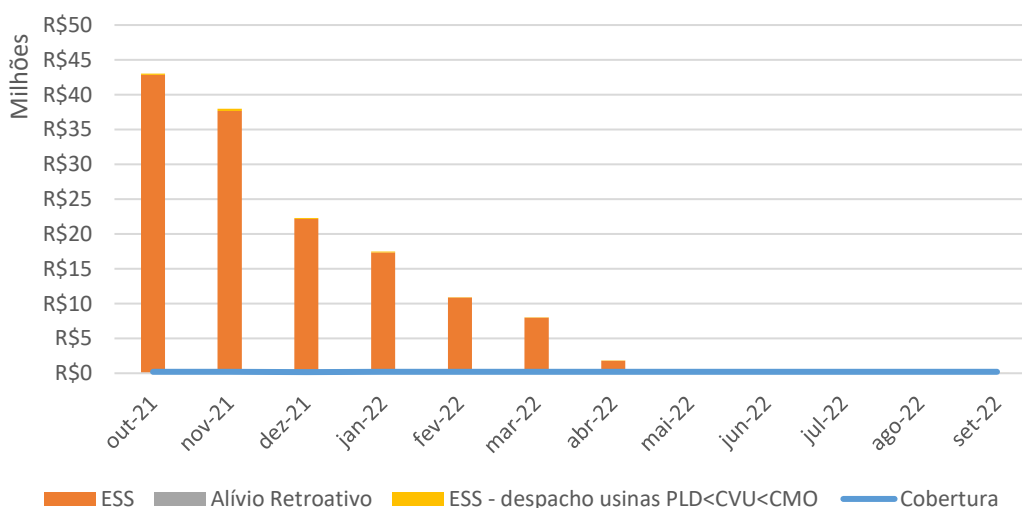


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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

Fls. 38 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

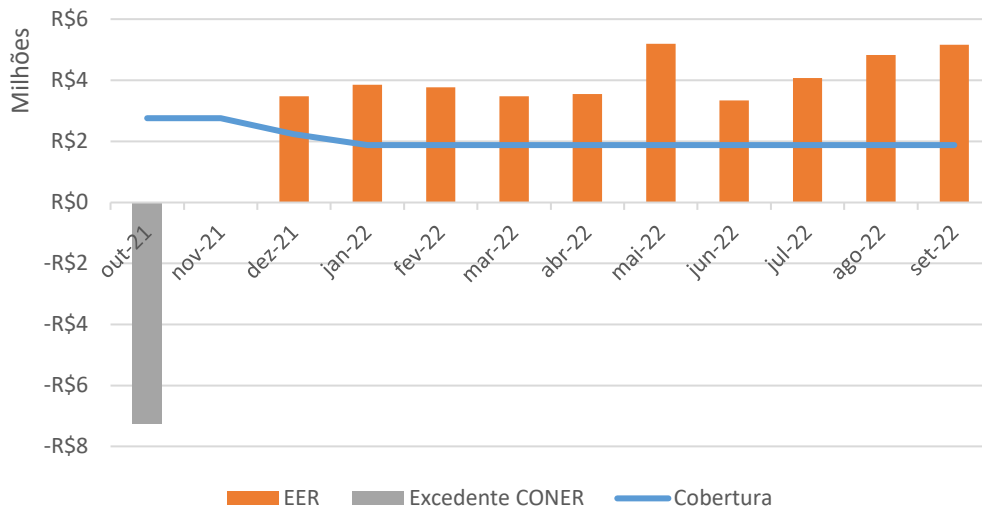


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	142.352.572,83	2.546.901,25	139.805.671,58
EER	33.478.193,59	24.610.927,78	8.867.265,81

8. Do efeito total de 3,19% da CVA ESS/EER para o reajuste de tarifas, destaca-se como rubrica de maior impacto o custo de ESS por Segurança Energética, decorrente do despacho de geração térmica fora da ordem de mérito.

Compra de Energia

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

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

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

Fls. 39 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.035.825	22,3%
CCEAR-D	753.231	16,2%
MCS D	-	0,0%
CCEN	117.796	2,5%
PROINFA	74.765	1,6%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	260.217	5,6%
CCGF	896.837	19,3%
GP	-	0,0%
MCS D EN	1.512.095	32,5%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	4.650.767	100,0%

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

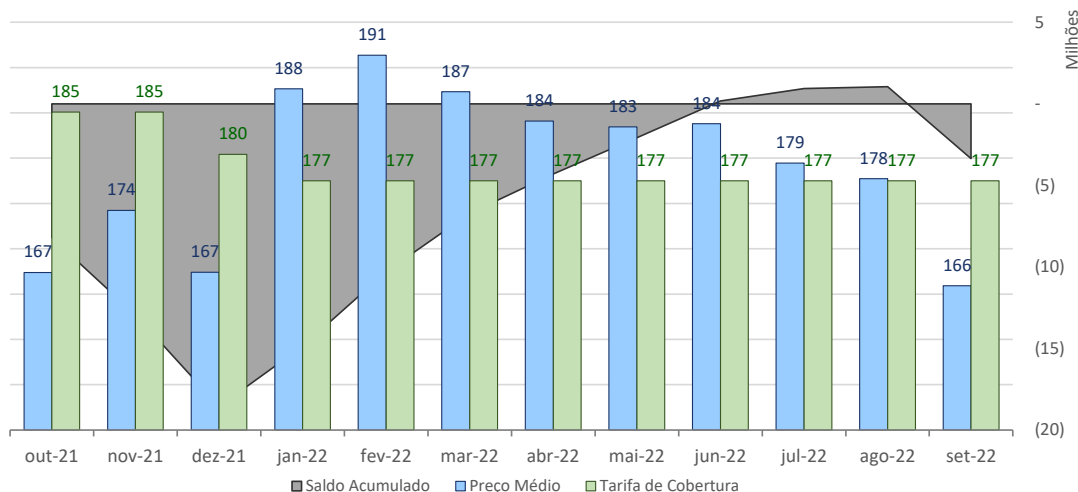


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

Fls. 40 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	- 457.078,74
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 237.363,55
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 17.154.934,02
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	38.050.292,04
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 401.313,90
Exposição entre Submercados	- 159.150,64
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	14.470.060,21
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	21.588.959,69
Demais Itens	10.511.446,12
Recontabilização - Acrônimos CCEE	246.466,12
MAC - Energia	9.380.182,41
Recontabilização dos MAC - Energia	- 193.896,36
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 131.005.151,90
Ressarcimentos	- 1.452.973,53
Total	- 56.814.456,04

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	37.747,49
Efeito do CCGF	- 591.805,17
Efeito do CCEN	42.871,26
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	529.812,58
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	227.839,96
Total	246.466,12

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

Fls. 41 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

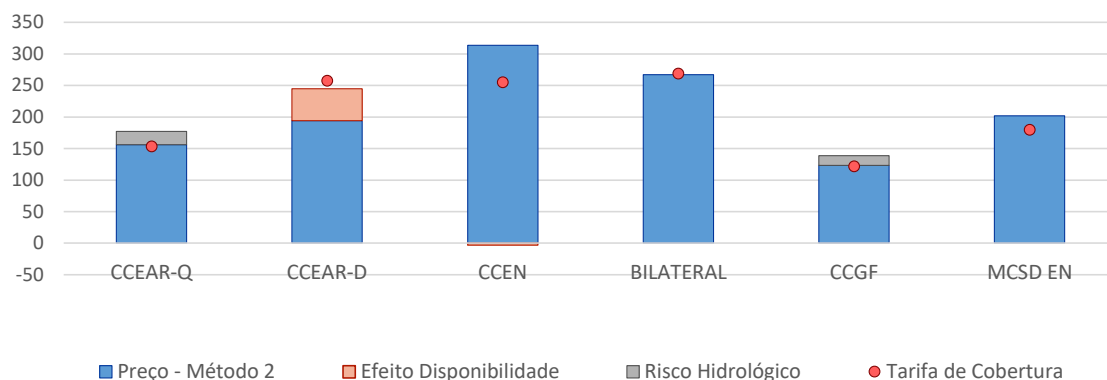


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -3,84% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir a seguir.

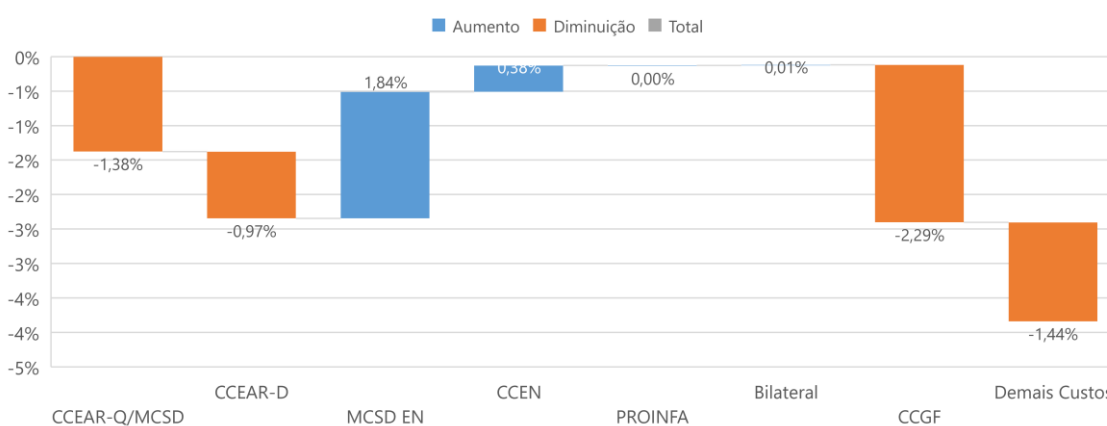


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

Fls. 42 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	2,52%
CCEAR-Q/MCSD	0,19%
MCSD EN	1,84%
CCEN	0,41%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,07%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-6,36%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-4,90%
Demais Custos	-1,44%
Total	-3,84%

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

15. Apesar dos custos decorrentes das exposições ao MCP relacionadas aos riscos hidrológicos de CCGF e de CCEAR-Q repactuados, houve expressiva reversão de recursos de bandeiras tarifárias alocadas em energia, o que resultou em um efeito negativo para a CVA Energia.

Glosa de Energia

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

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

Fls. 43 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
out-21	292.598	404.270	398.478	5.792	192,57	185,08	43.406
nov-21	271.914	353.326	348.263	5.062	178,31	185,08	-34.266
dez-21	272.492	365.218	359.985	5.233	175,93	180,43	-23.546
jan-22	261.752	354.979	349.893	5.086	195,70	177,49	92.597
fev-22	237.929	320.105	315.519	4.586	198,74	177,49	97.426
mar-22	266.094	360.028	354.870	5.158	194,80	177,49	89.251
abr-22	258.230	364.910	359.682	5.228	189,54	177,49	62.983
mai-22	279.000	373.046	367.701	5.345	188,46	177,49	58.583
jun-22	261.646	342.688	337.778	4.910	188,44	177,49	53.739
jul-22	271.357	400.453	394.716	5.738	183,39	177,49	33.850
ago-22	288.571	391.339	385.732	5.607	182,62	177,49	28.746
set-22	294.036	415.319	409.368	5.951	169,82	177,49	-45.690
out-22	-	-	-	-	-	-	-
Total	3.255.620	4.445.682	4.381.985	63.697	186,20	179,03	457.078,74
% perda s. mercado venda		36,55%	34,60%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/10/2021 e 01/09/2022, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$12.565.168,26 a preços de novembro/2022.
- Para o ano civil de 2021: Sobrecontratação de energia de 361.572 MWh, que representa 8,60% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o valor recalculado com o montante de exposição/sobrecontratação involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e

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

Fls. 44 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 1.258.511,13.

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

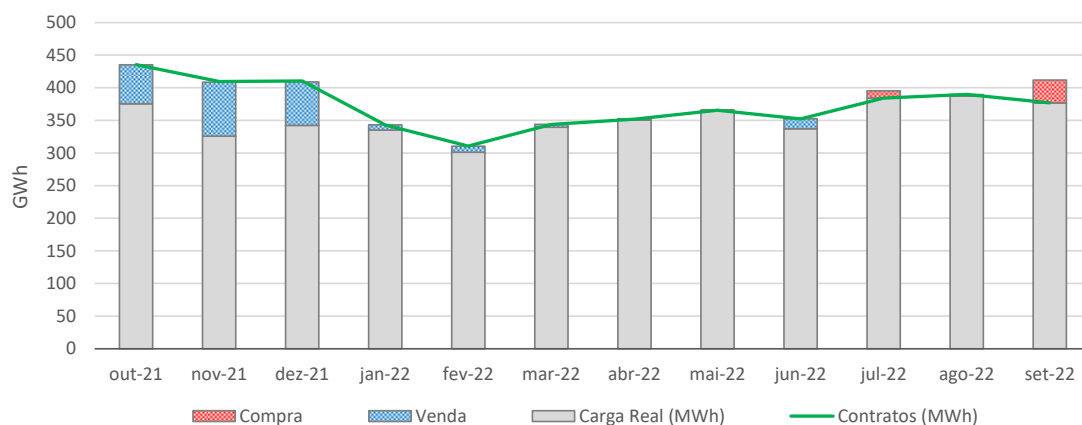


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

19. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo¹¹ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

¹¹ Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

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

Fls. 45 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

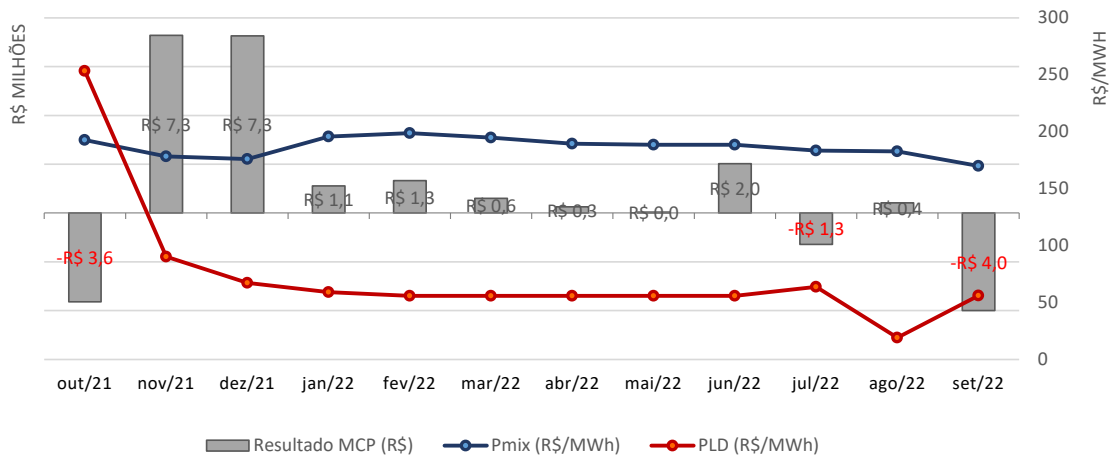


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

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

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

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

Fls. 46 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	-4,90%
Risco Hidrológico de CCGF	-2,36%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,57%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,97%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,98%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,20%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,78%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	3,91%
Resultado MCP	R\$13.823.679,39
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$180.727,28
ESS + CONER	R\$60.525.890,54
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-3,98%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,80%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,69%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,49%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

21. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -3,98%.

22. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 1,06%¹².

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

¹² A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

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

Fls. 47 Nota Técnica nº 233/2022-SGT/ANEEL, de 12/12/2022.

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	2,52%
CCEAR-Q/MCSD	0,19%
MCSD EN	1,84%
CCEN	0,41%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,01%
CCGF	0,07%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-1,46%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,03%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-1,44%
Total	1,06%

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

23. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de outubro de 2021 a setembro de 2022, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 4,66%.

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