

Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL

Em 9 de dezembro de 2022.

Processo: 48500.004910/2021-90**Assunto:** Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Acre - 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 Acre - Distribuidora de Energia S.A. - EAC, 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 3/2018 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. A EAC, sediada na cidade de Rio Branco - AC, atende aproximadamente 285 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 663 milhões.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48581.002722/2022-00



Fls. 2 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	238.554	52.516	50,1%
Industrial	322	7.981	7,6%
Comercial	23.086	19.675	18,8%
Rural	19.326	3.740	3,6%
Iluminação Pública	456	4.172	4,0%
Poder Público	3.181	11.134	10,6%
Serviço Público	223	4.417	4,2%
Demais classes	74	1.104	1,1%
Total	285.222	104.740	100%

Fonte: SAMP – competência outubro/2022.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.989, de 7 de dezembro de 2021, o reajuste tarifário anual - RTA da EAC de 2021 representou, em média, uma variação das tarifas de 9,90%.
4. Em 11 de novembro de 2022, por meio de mensagem eletrônica, a EAC encaminhou resposta ao Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL, de 4 de novembro de 2021, contendo a informação sobre os valores totais faturados por meio do encargo tarifário Conta Covid, aplicável ao faturamento dos consumidores que migraram ao ACL. Em 22 de novembro de 2022, também por e-mail, a EAC informou dados referentes ao Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL, de 31 de março de 2021, para reversão de receitas especificadas à modicidade tarifária.
5. O Memorando nº 173/2022-SRM/ANEEL¹, de 16 de novembro de 2022, informou os valores de repasse para os contratos bilaterais de compra de energia do portfólio da concessionária.
6. Por meio do Memorando nº 337/2022-SFF/ANEEL², de 18 de novembro de 2022, a SFF informou à SGT os valores das receitas da concessionária 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.

¹ Documento SIC nº 48580.002089/2022-00.

² Documento SIC nº 48536.004217/2022-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

7. No dia 7 de dezembro de 2022, conforme previsto no Submódulo 10.2 do Proret, a proposta do cálculo do reajuste tarifário foi encaminhada, via e-mail, ao conselho de consumidores e à EAC³, com respectiva atualização em 9 de dezembro de 2022⁴.

8. Em 29 de novembro de 2022, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EAC encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais⁵, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja visto o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

9. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EAC conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 15,53%, sendo de 19,39%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 14,69%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	19,39%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	14,69%
Efeito Médio AT+BT	15,53%

10. O efeito médio de 15,53% decorre:

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

³ Documento SIC nº 48581.002713/2022-00.

⁴ Documento SIC nº 48581.002728/2022-00.

⁵ Documento SIC nº 48581.002638/2022-00.

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

11. Conforme apresentado na Tabela 2, o efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e modalidade tarifária a qual pertence. No caso específico, o maior efeito para os consumidores do grupo A deve-se aos aumentos de custos arrecadados via TUSD, tais como a CDE Uso.

12. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 10,71% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 3,34%, conforme Tabela 3:

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004910/2021-90.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E5A8E6F4006DED58

Fls. 5 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Tabela 3: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	346.875.983	417.933.969	20,49%	10,71%	55,23%
Encargos Setoriais	73.666.940	85.250.830	15,72%	1,75%	11,27%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.166.759	1.244.777	6,69%	0,01%	0,16%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	22.881.241	35.101.782	53,41%	1,84%	4,64%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	21.835.086	21.196.045	-2,93%	-0,10%	2,80%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	5.504.503	5.377.710	-2,30%	-0,02%	0,71%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	(17.146.883)	0,00%	-2,58%	-2,27%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	6.912.087	18.851.172	172,73%	1,80%	2,49%
PROINFA	9.403.584	13.744.465	46,16%	0,65%	1,82%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	5.963.681	6.881.762	15,39%	0,14%	0,91%
Custos de Transmissão	26.273.642	37.348.701	42,15%	1,67%	4,94%
Rede Básica	10.839.748	16.896.486	55,88%	0,91%	2,23%
Rede Básica Fronteira	13.941.969	18.531.917	32,92%	0,69%	2,45%
Conexão	1.491.925	1.920.299	28,71%	0,06%	0,25%
Custos de Aquisição de Energia	238.509.354	282.760.234	18,55%	6,67%	37,37%
Receitas Irrecuperáveis	8.426.046	12.574.203	49,23%	0,63%	1,66%
PARCELA B	316.555.410	338.718.927	7,00%	3,34%	44,77%
IRT	663.431.393	756.652.896	14,05%	14,05%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		(7.040.612)		-1,06%	
CVA em processamento - Energia		(3.610.150)		-0,54%	
CVA em processamento - Transporte		5.891.429		0,89%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		20.122.775		3,03%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		(302.638)		-0,05%	
Neutralidade de Parcela A- Energia		2.110.404		0,32%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte		423.783		0,06%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(1.769.932)		-0,27%	
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável		(780.471)		-0,12%	
Sobrecontratação/exposição de energia		45.505.201		6,86%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		47.818		0,01%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR		446		0,00%	
Previsão do Risco Hidrológico		17.236.470		2,60%	
Reversão do Risco Hidrológico		(17.057.218)		-2,57%	
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021		(2.711.078)		-0,41%	
Reversão CF Bandeira Escassez Hídrica 2021		1.888.711		0,28%	
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Importação de Energia		(2.479.881)		-0,37%	
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Bônus de redução voluntária		(4.787.758)		-0,72%	
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Diferimentos		(48.478.709)		-7,31%	
Reversão Diferimento RTA 2021		49.950.790		7,53%	
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (F		(483.988)		-0,07%	
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício Circ		(19.157)		0,00%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(67.737.459)		-10,21%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				2,54%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				15,53%	

13. O Gráfico 1 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. 6 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

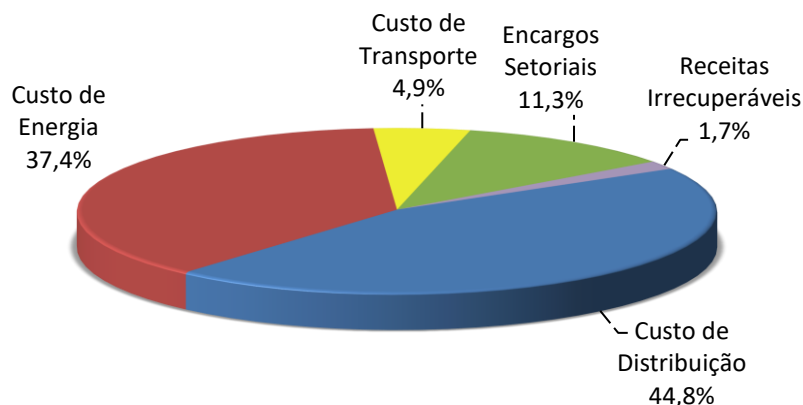


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

14. Já o Gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos⁶, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 19,7% para o ICMS e 4,7% para o PIS e COFINS (total de 24,4% por dentro), o que equivale a uma majoração de 32,3% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

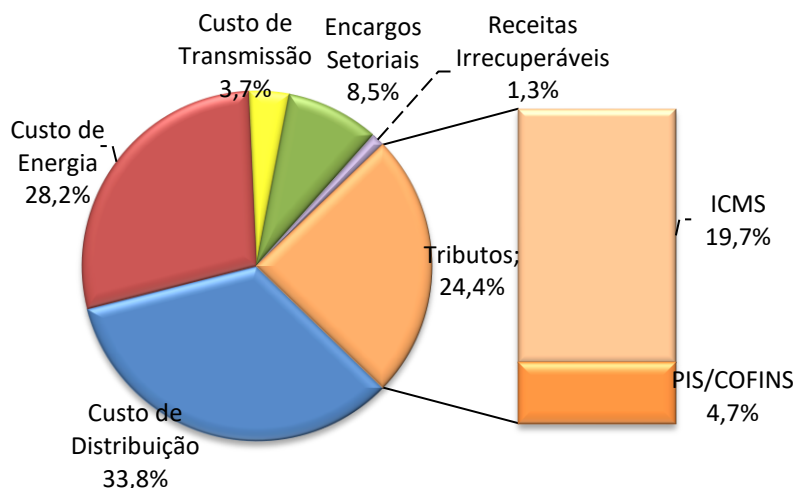


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

⁶ 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. 7 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

15. Conforme detalhado no Anexo I.

IV.2. Período de Referência

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

IV.3. Receita Anual

17. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 663.431.393, conforme demonstrado na Tabela 4.

Tabela 4: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.081.462	645.306.146
A3a (30 kV a 44 kV)	1.930	978.113
A4 (2,3 kV a 25 kV)	210.882	100.312.171
BT (menor que 2,3 kV)	868.650	544.015.862
Suprimento	10.050	2.339.923
Demais Livres	58.108	15.785.324
Total	1.149.620	663.431.393

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.166.759	1.244.777	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	22.881.241	35.101.782	REH 3.034/2022
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	27.339.588	26.573.754	DSP 939/2021
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	(17.146.883)	Desp. 1.959/2022
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	6.912.087	18.851.172	DSP nº 3.131/2022
PROINFA	9.403.584	13.744.465	ReH 2.995/2021
P&D e Eficiência Energética	5.963.681	6.881.762	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	73.666.940	85.250.830	

19. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 1,75%, destacando-se: a CDE Uso, que variou 53,41%, impactando o efeito médio em 1,84%; o acréscimo de EER/ESS, que aumentou 172,73%, representando 1,80% no efeito médio; e o Proinfa, que variou 46,16%, impactando o reajuste em 0,65%.

20. Em contrapartida, merece destaque especial a contribuição de -2,58% associada à nova CDE Modicidade Eletrobrás, que será detalhada adiante, conforme valores do Despacho nº 1.959/2022.

IV.4.2. Transmissão

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

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	10.839.748	16.896.486
Rede Básica Fronteira	13.941.969	18.531.917
Conexão	1.491.925	1.920.299
Total dos Custos de Transporte	26.273.642	37.348.701

22. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 42,15%, impactaram o efeito médio em 1,67%. Esse aumento decorre 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.

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

23. A Tabela 7 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EAC.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	16,46%	16,46%	Subcláusula 3ª da Cláusula 20 - CC 03/2018
Técnica (s/ merc. injetado)	9,85%	9,85%	REH 2.349/2017
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,30%	2,30%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	868.650	868.650	SAMP

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

Tabela 8: Energia Requerida (MWh) – DRP

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total	1.091.512	1.091.512
Fornecimento	1.081.462	1.081.462
Suprimento	10.050	10.050
Perdas Totais	315.823	315.823
Perdas Rede Básica	31.611	31.611
Perdas na Distribuição	284.212	284.212
Perda Não Técnica	142.980	142.980
Perda Técnica	141.232	141.232
Energia Requerida	1.407.334	1.407.334

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 3.002/2021
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 3.007/2021
Bilaterais	Montante e preço	Memorando SRM/ANEEL
Cotas Lei n.º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 3.068/2022
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.995/2021
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

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

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

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	1.374.729	973.131	179,80	174.966.414
Existente - CCEAR-QTD	45	32	422,61	13.547
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	237.940	168.431	299,20	50.393.722
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	461.284	326.530	155,36	50.728.392
Madeira e Belo Monte	675.460	478.139	154,41	73.830.752
Bilaterais	290.103	205.355	345,58	70.967.149
Energia Base	313.068	228.848	160,92	36.826.672
Geração Própria	207	146	345	50.442
Cota Angra I/Angra II	37.451	26.511	349,15	9.256.185
Cotas Lei n.º 12783/2013	250.641	177.422	155,11	27.520.044
PROINFA	24.769	24.769	-	-
Total	1.977.900	1.407.334	200,92	282.760.234

26. A Tabela 11 e o Gráfico 5 demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-QTD	1.532	45	-97,04%	174,63	422,61	142,00%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	193.256	237.940	23,1%	306,67	299,20	-2,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	460.890	461.284	0,1%	141,29	155,36	10,0%
Madeira e Belo Monte	675.460	675.460	0,0%	140,30	154,41	10,1%
Cota Angra I e Angra II	36.129	37.451	3,7%	249,64	349,15	39,9%
Cotas Lei nº 12.783/2013	299.390	250.641	-16,3%	122,65	155,11	26,5%
Bilateral	234.084	290.103	23,9%	272,30	345,58	26,9%
Geração Própria	145	207	42,5%	272,30	344,83	26,6%
Proinfa	25.722	24.769	-3,7%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(519.274)	(570.566)	9,9%	174,14	204,52	17,4%
TOTAL	1.407.334	1.407.334	0,0%	169,48	200,92	18,6%

27. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EAC, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizam R\$282.760.234,21 e levaram a um impacto no efeito médio de 6,67%. Esse impacto decorre principalmente: i) do aumento de 26,5% da tarifa dos CCGFs, associado à redução dos respectivos montantes, em função do processo de descotização iniciado com a capitalização da Eletrobras, com contribuição de 1,12% para o efeito médio; ii) do aumento dos montantes e custo médio associados aos CCEAR de energia nova e alternativa, modalidade disponibilidade, com contribuição de 1,17%; e (iii) do aumento de tarifa e montante dos contratos bilaterais para atendimento dos sistemas isolados, com impacto de 2,92% no efeito médio.

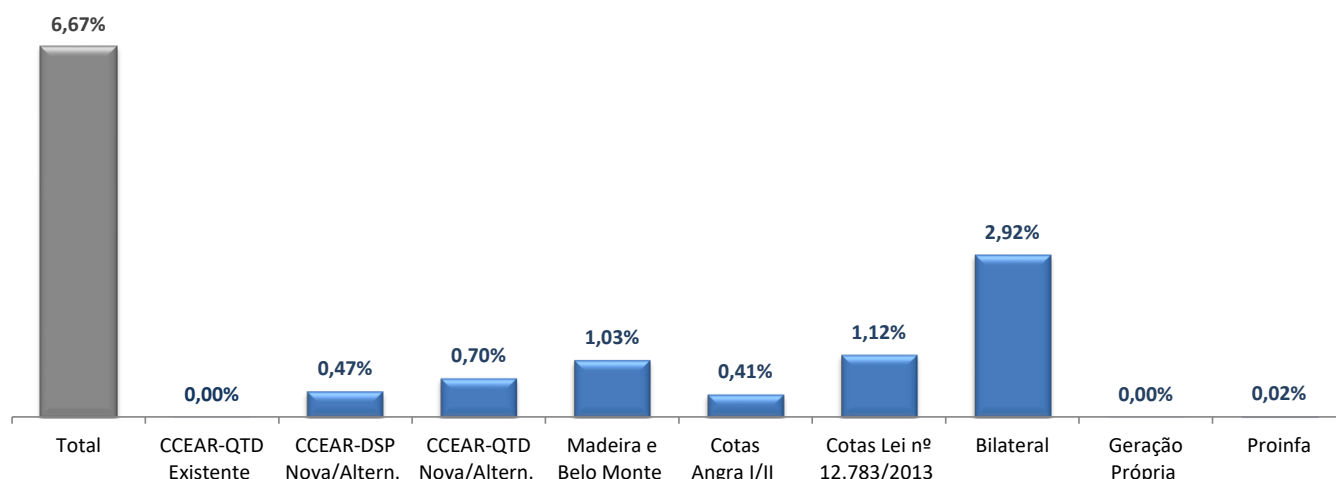


Gráfico 5: Comparação da variação do custo de energia

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

IV.4.4. Receitas Irrecuperáveis

28. Para a EAC, os percentuais e valores de receitas irrecuperáveis considerados, por classe de consumo, estão descritos na Tabela 12:

Tabela 12: Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	359.148.793	1,81%	10.128.219
Industrial	32.436.858	0,49%	247.637
Comercial	132.636.838	0,68%	1.405.249
Rural	29.962.183	1,23%	574.194
Iluminação Pública	17.669.280	0,07%	19.271
Poder Público	63.538.420	0,19%	188.092
Serviço Público	24.693.111	0,03%	11.542
Demais	3.345.910	0,00%	-
TOTAL	663.431.393	-	12.574.203

29. Sendo assim, o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da EAC é de R\$ 12.579.203, contribuindo para o efeito médio de 0,63% no atual reajuste.

IV.5. PARCELA B

30. A Tabela 13 demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	316.555.410	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,02470	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	324.373.449	SGT/ANEEL
(4) IPCA	5,90%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-0,36%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,00%	Subcláusula 3ª da Cláusula 20 - CC 03/2018
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	REH 2.349/2017
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,36%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	5.974.187	
(6.1) Outras Receitas (OR)	3.025.010	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	1.669.641	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	1.279.535	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	338.718.927	

31. A atualização da Parcela B representou 3,34% 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.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

32. A Tabela 14 consolida os valores dos componentes financeiros:

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(3.610.150)	-0,54%
CVA em processamento - Transporte	5.891.429	0,89%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	20.122.775	3,03%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(302.638)	-0,05%
Neutralidade de Parcela A- Energia	2.110.404	0,32%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	423.783	0,06%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(1.769.932)	-0,27%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	(780.471)	-0,12%
Sobrecontratação/exposição de energia	45.505.201	6,86%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	47.818	0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	446	0,00%
Previsão do Risco Hidrológico	17.236.470	2,60%
Reversão do Risco Hidrológico	(17.057.218)	-2,57%
Custo Distribuidora - Spread Conta Covid - Art. 4º, REN 952/2021	(2.711.078)	-0,41%
Reversão CF Bandeira Escassez Hídrica 2021	1.888.711	0,28%
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Importação de Energia	(2.479.881)	-0,37%
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Bônus de redução voluntária	(4.787.758)	-0,72%
Empréstimo Conta Escassez Hídrica - Diferimentos	(48.478.709)	-7,31%
Reversão Diferimento RTA 2021	49.950.790	7,53%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidor	(483.988)	-0,07%
Arrecadação de encargo CDE Covid dos consumidores migrantes (Ofício)	(19.157)	0,00%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(67.737.459)	-10,21%
Total	(7.040.612)	-1,06%

33. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuirão com o efeito de -1,06% no atual reajuste da EAC. Destaca-se, com valores positivos: i) a CVA – Encargos Setoriais, com 3,03%, 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 ii) a reversão do financeiro de Bandeira Escassez Hídrica, cujo efeito neste processo é de 0,28%⁷.

⁷ No processo tarifário de 2021, foi considerado o financeiro negativo denominado “Bandeira Escassez Hídrica”, cujo propósito era o de não repassar, às tarifas definidas naquele processo, o déficit até então acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras. No presente processo, o financeiro em questão deve ser revertido, visto que, na apuração da CVA, está sendo realizado o encontro de contas entre: 1) o total de arrecadação associada à Bandeira Escassez Hídrica e; 2) os déficits acumulados até o processo tarifário de 2021 somados aos custos incorridos pela distribuidora posteriormente ao processo tarifário de 2021.

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

34. A CVA em processamento - Energia, com efeito de -0,54%, foi devida à diferença dos custos entre a cobertura tarifária e os efetivos pagamentos relacionados aos custos do risco hidrológico de CCGF e Usinas Repactuadas.

35. 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.

IV.7 Itens de Mitigação dos efeitos tarifários

36. Cumpre reportar uma série de medidas e mecanismos que foram desenvolvidos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário, contribuindo substancialmente para a redução tarifária e estão indicados abaixo.

IV.7.a – Componentes financeiros

Financeiro associado ao Créditos de PIS e COFINS decorrentes de decisão judicial

37. Em 27 de junho de 2022, foi sancionada a 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. A Lei, estabelece os critérios para devolução da integralidade dos valores requeridos a Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário.

38. Nesse sentido, foi incluído neste processo a devolução da integralidade dos valores já compensados pela concessionária, incluindo o aproveitamento projetado para compensação nos doze meses subsequentes, totalizando –R\$ 67.737.459, com efeito de -10,21%.

Empréstimo Setorial (Conta Escassez Hídrica)

39. Nos termos do Decreto nº 10.939/2022, da Resolução nº 2/2021 da CREG e da Medida Provisória nº 1.078/2021, foi contratada operação financeira com o objetivo de custear medidas de combate à escassez hídrica vivenciada no 2º semestre de 2021. Tal operação foi aprovada a partir da Resolução Normativa nº 1.008/2022, de 15 de março de 2022.

40. O Despacho nº 1.177/2022, de 3 de maio de 2022 indicou a data de 9 de maio para fixar os valores dos recursos da Conta Escassez Hídrica a serem repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica referentes aos montantes de recursos solicitados nos

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



Fls. 16 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Termos de Aceitação às disposições do Decreto nº 10.939/2022. À EAC foram repassados R\$ 52.452.108,38, que devidamente atualizados, originaram um componente financeiro negativo de - R\$ 55.746.348,21 e contribuiu para atenuar o efeito do atual processo tarifário em 8,40%.

Financeiro associado ao encargo Tarifário da Conta Covid aplicável a consumidores migrantes para o ACL

41. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL⁸, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à EAC informações sobre Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável aos consumidores migrantes para o ACL, para consideração no processo tarifário, conforme descrito na Nota Técnica nº 237/2020-SGT/ANEEL⁹, de 27/11/2020. O valor correspondente informado pela EAC e devidamente atualizado pela Selic foi de -R\$ 19.157, originando um componente financeiro com impacto de -0,003%.

Reversão de Receitas para a Modicidade Tarifária (RENs nº 414/2010 e 376/2009)

42. Também contribuiu para a mitigação do efeito tarifário os valores, a serem revertidos à modicidade tarifária, associados RENs nº 414/2010 (atual REN nº1.000/2021) e 376/2009. Trata-se de recursos recebidos pela distribuidora relativos: (i) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §3º Art. 70-A da REN nº414/2010; (ii) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no § 6º do Art. 88 da REN nº 414/2010; e (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme Art. 9 da REN 376/2009.

43. Instada a se manifestar a respeito dessas receitas, tendo como referência o Ofício nº 08/2021- SGT/SRD/SFF/ANEEL, a concessionária informou que o montante contabilizado desde o processo tarifário anterior é de R\$483.988, contribuindo para redução do efeito em 0,07%.

44. Cumpre ressaltar que o valores informados pela concessionária passarão por fiscalização da ANEEL, cabendo eventual adequação nos próximos processos tarifários.

Financeiro do Spread da Conta Covid - REN 952/2021

45. Em 23 de novembro de 2021, foi aprovada a Resolução Normativa nº 952/2021-ANEEL, dispondo sobre o ressarcimento ao consumidor dos custos acessórios da Conta-Covid por distribuidoras

⁸ Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

⁹ Documento SIC nº 48581.001953/2020-00.

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

de energia elétrica. Como consequência, observando o disposto no Art. 4º daquela REN, foi apurado componente financeiro negativo no valor de -R\$ 2.711.078, resultando em redução de efeito de 0,41%.

IV.7.b – Componente econômico

CDE Modicidade Eletrobrás

46. A Medida Provisória nº 1.031/2021 dispôs sobre a desestatização da Eletrobras. Após tramitação no Congresso Nacional, tal MP foi convertida na Lei nº 14.182, de 12 julho de 2021.

47. O inciso I da Lei 14.182/2021 dispôs que a Eletrobras aportará na CDE, para fins de modicidade tarifária, o valor correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, nos termos abaixo:

[...]

Art. 4º São condições para as novas outorgas de concessão de geração de energia elétrica de que trata o art. 2º desta Lei:

I - o pagamento pela Eletrobras ou por suas subsidiárias, na forma definida pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, correspondente a 50% (cinquenta por cento) do valor adicionado à concessão pelos novos contratos;

[...]

§ 2º O disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não se aplica aos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica de que trata este artigo, e a quota de que trata o inciso I do caput deste artigo será creditada integralmente em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), distribuída de forma proporcional aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração para produção independente de que trata o inciso III do caput deste artigo.

[...]

48. Em 31 de agosto de 2021, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) aprovou a Resolução CNPE nº 151, que estabelece o valor adicionado pelos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica nos termos da Lei nº 14.182/2021. Posteriormente, o texto e parâmetros da Resolução CNPE nº 15 foi atualizado pela Resolução CNPE no 30, de 21 de dezembro de 2021.

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

49. Para 2022, a Resolução CNPE nº 15/2021 estabeleceu o valor de R\$ 5 bilhões a ser aportado na CDE trinta dias após assinatura dos novos contratos de concessão, conforme Anexo V da citada Resolução.

50. Nesse contexto, para fins de consideração da modicidade tarifária nos processos tarifários, propõe-se a criação de um componente específico, denominado CDE MODICIDADE ELETROBRAS, cujo valor corresponde à parcela da Distribuidora do montante destinado à modicidade, utilizando o fator de garantia física como parâmetro de rateio.

51. Frisa-se que neste processo tarifário já está sendo considerado o valor proposto pela Agência, conforme o Despacho nº 1.959, de 21 de julho de 2022, no valor de -R\$ 17.146.883, que contribuiu com efeito tarifário de -2,58%.

IV.8. Efeito das Bandeiras Tarifárias

52. 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 EAC não sofresse aumento adicional médio de 11,21%.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

53. 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	(20.049)	507.099	487.050
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	2.045	71.733	73.778
Subsídio Rural	(67.431)	168.146	100.715
Subsídio Irrigante/Aquicultor	784	3.108	3.892
Total	(84.651)	750.086	665.435

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

54. 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 3/2018-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

55. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 3/2018, no que consta do Processo nº 48500.004910/2021-90 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela homologação das novas tarifas de aplicação da EAC, com vigência a partir de 13 de dezembro de 2022, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 15,53% sendo de 19,39% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 14,69% 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 EAC;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e
- iv) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004910/2021-90.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E5A8E6F4006DED58

Fls. 20 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
RICARDO MARTINS
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
RAQUEL GONÇALVES CARVALHO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAUJO SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Coordenador de Processo Tarifário de
Distribuição

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.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004910/2021-90.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E5A8E6F4006DED58

Fls. 21 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Equipe	Atividade
Ricardo Martins	Especialista em Regulação
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador Adjunto- Processos Tarifários
Francisco de Mattos Faé	Coordenador - Processos Tarifários
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Diego Luís Brancher	Técnico Responsável - Estrutura Tarifária
Adriano Almeida Trindade	Análise de mercado – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes	Coordenador – Encargos e Comercialização
Raquel Gonçalves Carvalho	CVA
Wendell Casseiro da Silva	Encargos de Transmissão
Ricardo Martins	Encargos de Transmissão

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004910/2021-90.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E5A8E6F4006DED58

Fls. 22 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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)¹⁰, 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

¹⁰ 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. 23 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 24 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 25 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 26 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

- 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. 27 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 28 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 29 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 30 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 31 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

- *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.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004910/2021-90.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação E5A8E6F4006DED58

Fls. 32 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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 elétrica¹¹.

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.

¹¹ 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. 33 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

37. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹² 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.

¹² 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. 34 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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,

VPB1_{i-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. 35 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

44. O Fator X¹³, 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

¹³ Para maiores detalhes 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. 36 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹⁴.

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

¹⁴ 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. 37 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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 Selic¹⁵.
- 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 PRORET¹⁶, 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.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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. 38 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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. 39 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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 2.083/2016¹⁷, 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.

¹⁷ 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. 40 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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 PRORET¹⁸. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela II.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	11.683.652,67	0,00	11.683.652,67	12.413.438,68	13.268.550,49
CDE Energia	857.217,84	0,00	857.217,84	952.682,37	1.018.308,83
Rede Básica	5.353.822,71	-94.688,45	5.259.134,26	5.511.747,35	5.891.429,43
Compra de Energia	9.065.251,75	-11.526.371,16	-2.461.119,41	-3.377.488,73	-3.610.150,33
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	4.399.040,12	0,00	4.399.040,12	4.704.946,00	5.029.050,79
ESS	39.255.689,87	-39.283.802,20	-28.112,33	754.865,50	806.865,15
CVA Total	70.614.674,95	-50.904.861,81	19.709.813,14	20.960.191,18	22.404.054,34

* 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 3,38% e está detalhado no gráfico a seguir:

¹⁸ 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. 41 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

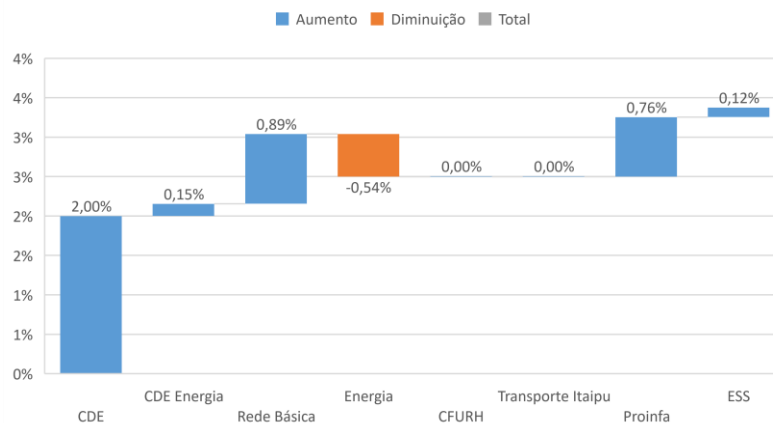


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 11,21% 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.

CDE

6. Na apuração da CVA CDE, destaca-se o impacto de 2,00% decorrente do recolhimento das novas quotas mensais de CDE, nos termos da REH 3.004/2021 e da REH 3.034/2022, superiores à cobertura tarifária concedida.

ESS/EER

7. 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 onde $PLD < CVU \leq CMO$), 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.

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



Fls. 42 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
out-21	11.304.785,61	-	-1.962.101,30	-	47.591,75
nov-21	10.263.884,19	-	-	-	87.041,84
dez-21	5.873.344,37	940.268,73	-	-	40.221,04
jan-22	4.715.124,07	1.039.587,56	-	-	34.585,00
fev-22	2.852.326,29	1.011.901,81	-	-	17.607,17
mar-22	2.040.381,63	929.926,97	-	-	561,52
abr-22	451.566,77	945.851,36	-	-	822,44
mai-22	41.021,86	1.373.288,12	-	-	1,00
jun-22	41.964,03	875.933,59	-	-	-
jul-22	75.321,51	1.058.482,70	-	-	-
ago-22	20.895,04	1.243.633,94	-	-	0,67
set-22	-	1.323.354,11	-	-	74,78
	-	-	-	-	-
Total	37.680.615,37	10.742.228,89	-1.962.101,30	0,00	228.507,21

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

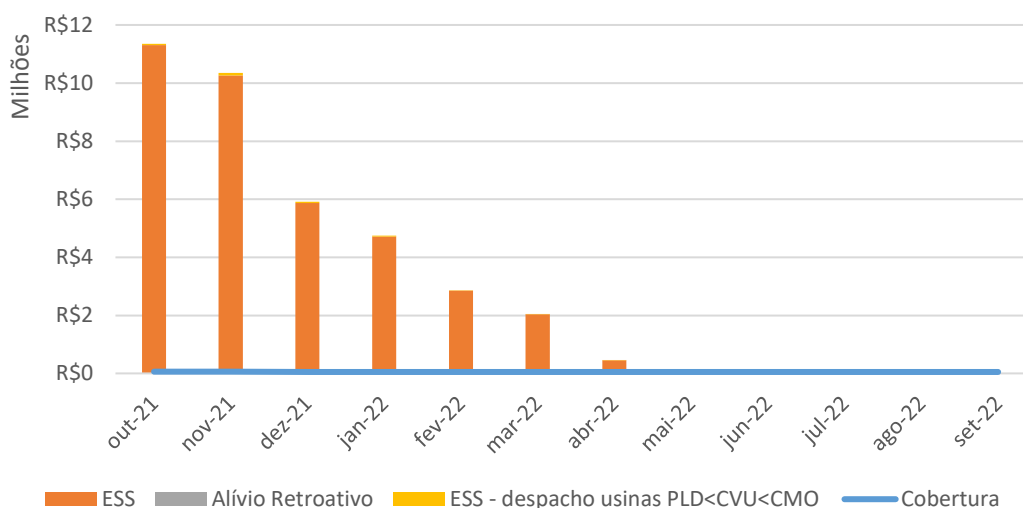


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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



Fls. 43 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

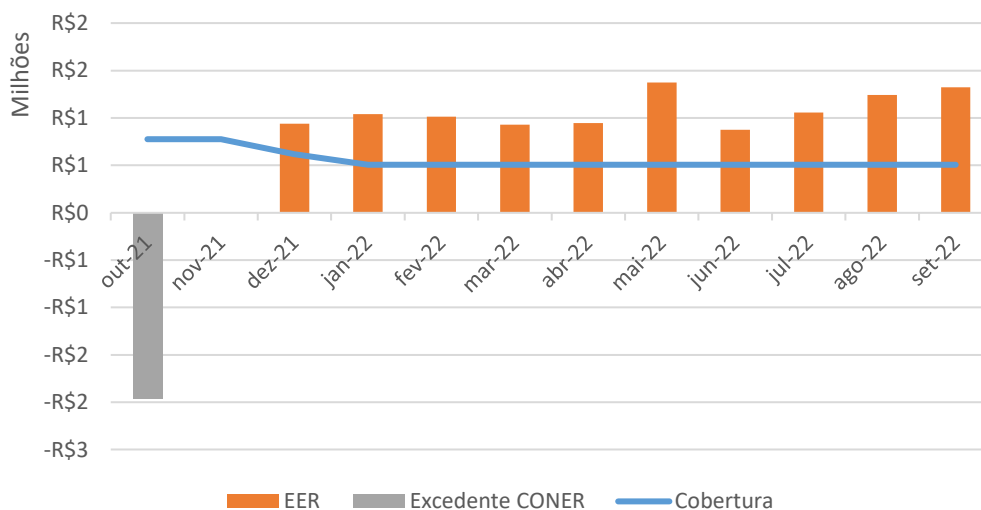


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	37.909.122,58	696.138,23	37.212.984,35
EER	8.780.127,59	6.737.422,07	2.042.705,52

9. Do efeito total de 0,12% 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

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

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



Fls. 44 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.132.213	65,7%
CCEAR-D	189.453	11,0%
MCS D	4.634	0,3%
CCE N	37.120	2,2%
PROINFA	25.167	1,5%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	251.460	14,6%
CCGF	295.535	17,1%
GP	-	0,0%
MCS D EN	(106.402)	(6,2%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	(104.659)	(6,1%)
Total	1.724.523	100,0%

11. 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.

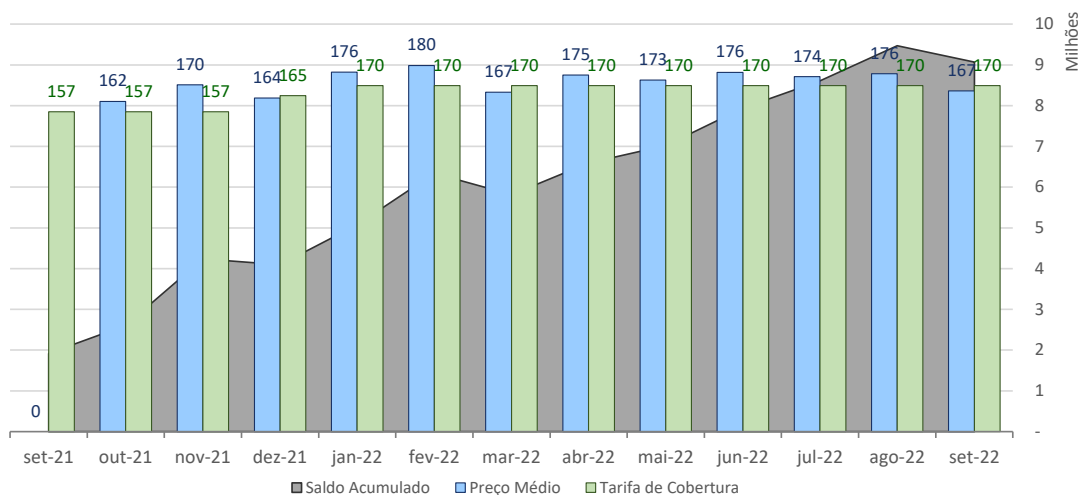


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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



Fls. 45 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 303.487,97
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	-
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	4.277.780,13
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 119.639,41
Exposição entre Submercados	- 59.634,89
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	4.737.596,18
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	5.513.226,17
Demais Itens	- 1.071.371,90
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 380.503,62
MAC - Energia	807.690,44
Recontabilização dos MAC - Energia	2.678,60
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 23.305.352,91
Ressarcimentos	- 1.625.351,98
Total	- 11.526.371,16

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 285.302,02
Efeito do CCGF	- 181.212,29
Efeito do CCEN	13.043,36
Efeito de contratação de usina apta a gerar	2,96
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	11.897,63
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	61.066,74
Total	- 380.503,62

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



Fls. 46 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

13. 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.

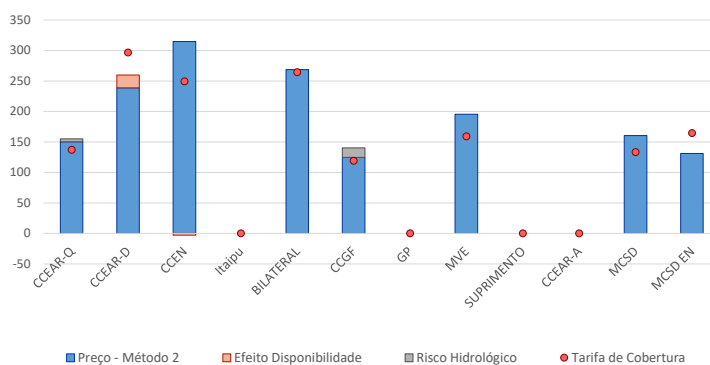


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

14. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de -0,54% 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.

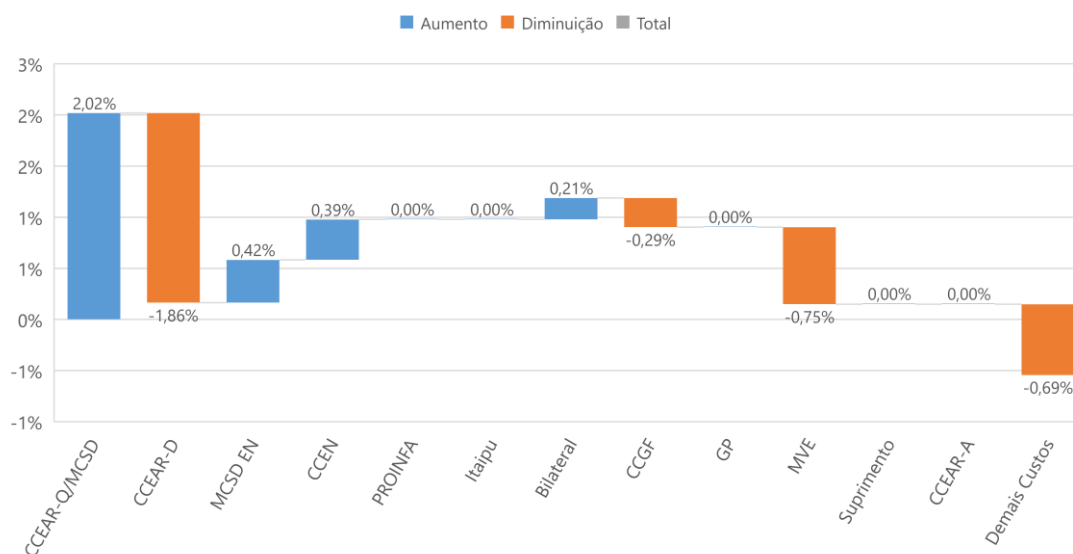


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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



Fls. 47 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	3,24%
CCEAR-Q/MCSD	2,63%
MCSD EN	0,42%
CCEN	0,42%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,21%
CCGF	0,31%
GP	0,00%
MVE	-0,75%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-3,78%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	-3,06%
Demais Custos	-0,69%
Total	-0,54%

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

16. Os itens que contribuíram com impactos mais significativos para a CVA Energia foram as exposições ao MCP relacionadas à insuficiência de geração hidrelétrica (risco hidrológico) de Itaipu, dos CCGF e dos CCEAR-Q repactuados.

Glosa de Energia

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



Fls. 48 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
out-21	102.220	121.019	128.228	0	167,78	157,02	0
nov-21	90.925	108.961	115.451	0	162,38	157,02	0
dez-21	89.930	112.116	118.794	0	164,02	164,85	0
jan-22	89.811	112.253	118.940	0	183,80	169,80	0
fev-22	83.674	97.289	103.085	0	186,38	169,80	0
mar-22	85.542	106.883	113.250	0	172,33	169,80	0
abr-22	87.010	107.976	114.408	0	178,48	169,80	0
mai-22	89.355	108.877	115.363	0	176,04	169,80	0
jun-22	83.483	96.873	102.644	0	179,01	169,80	0
jul-22	91.915	118.150	125.189	0	177,42	169,80	0
ago-22	96.307	112.081	118.757	0	182,69	169,80	0
set-22	94.561	118.039	125.071	0	172,55	169,80	0
out-22	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.084.732	1.320.516	1.399.179	0	175,05	167,16	0,00
% perda s. mercado venda		21,74%	28,99%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

18. 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 das compras e vendas de energia 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\$ 42.903.798,97 a preços de dezembro/2022.
- Para o ano civil de 2021: Sobrecontratação de energia de 140.814,55 MWh, que representa 10,39% 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 exposições/sobrecontratações involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada no processo tarifário de 2023.

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



Fls. 49 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

- 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 PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 269.870,04.
- Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R\$ 45.505.200,8, já atualizado para preços de dezembro/2022, com impacto de 6,86% no reajuste das tarifas.

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

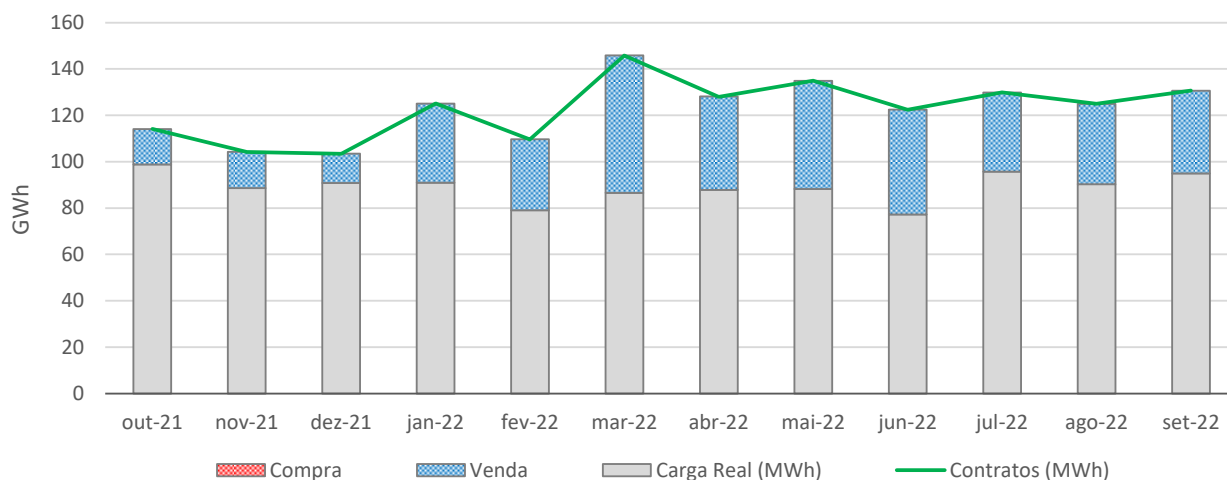


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

20. 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

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



Fls. 50 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

de curto prazo¹⁹ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

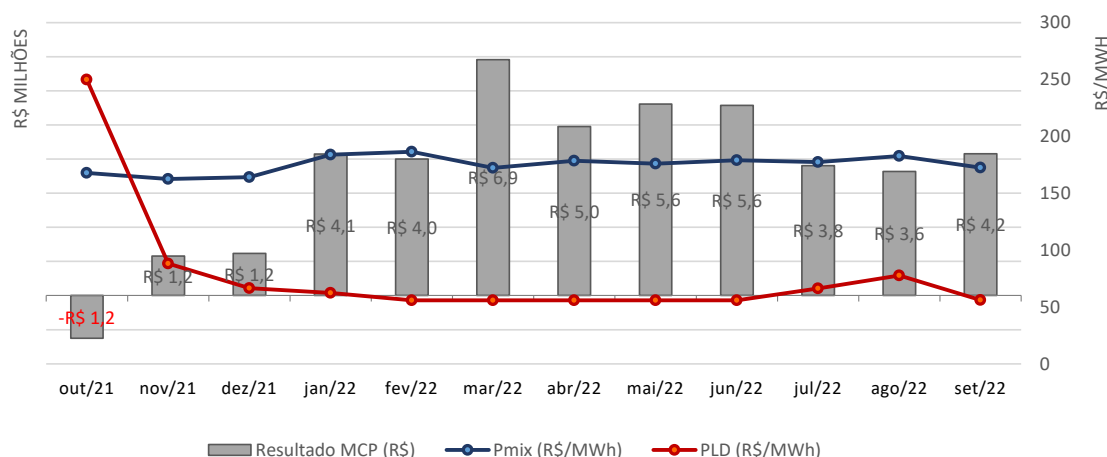


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

21. 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.

¹⁹ 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. 51 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	-3,06%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,59%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,61%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-1,86%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,57%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,16%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,42%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	6,97%
Resultado MCP	R\$45.505.200,80
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$67.750,57
ESS + CONER	R\$806.865,15
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	1,34%
Risco Hidrológico de CCGF	0,41%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	0,48%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,44%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

22. 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 1,34%.

23. 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 3,86%²⁰.

²⁰ 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. 52 Nota Técnica nº 228/2022-SGT/ANEEL, de 9/12/2022.

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	3,24%
CCEAR-Q/MCSD	2,63%
MCSD EN	0,42%
CCEN	0,42%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,21%
CCGF	0,31%
GP	0,00%
MVE	-0,75%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	0,62%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,34%
Demais Custos	-0,69%
Total	3,86%

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

24. 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 30,60%.

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