

Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL

Em 18 de agosto de 2022.

Processo nº: **48500.004950/2021-31**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Paraíba - 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 Paraíba Distribuidora de Energia S.A - EPB, a vigorar a partir de 28 de agosto de 2022, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão de Distribuição 19/2001 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 EPB, sediada na cidade de João Pessoa-PB, atende aproximadamente 1,5 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 2,2 bilhões.

* 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



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 40E346ED006AFD16

Fls. 2 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.282.806	151.307	40,3%
Industrial	4.057	77.123	20,5%
Comercial	97.663	53.714	14,3%
Rural	116.292	17.845	4,7%
Iluminação Pública	758	20.806	5,5%
Poder Público	17.524	19.165	5,1%
Serviço Público	1.010	17.849	4,8%
Demais classes	314	17.916	4,8%
Total	1.520.424	375.725	100%

Fonte: SAMP – competência Junho/22.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.929, de 24/08/2021, a revisão tarifária ordinária da EPB representou, em média, uma variação das tarifas homologadas em 2021 de 7,08%.
4. Em 01/08/2022, a EPB informou que não havia necessidade da reunião inicial proposta no PRORET 10.2.
5. Em 01/08/2022, a SGT recebeu o Memorando nº 214/2022-SFF/ANEEL¹, com a validação dos pagamentos de itens da Parcela A e Garantias Financeiras.
6. O Memorando nº 111/2022-SRM/ANEEL², de 03/08/2022, informou que a EPB não possui contratos bilaterais vigentes.
7. Em 27/06/2022, foi promulgada a Lei nº 14.385, que trata da devolução aos consumidores de energia elétrica, dos valores relacionados as ações judiciais que versam sobre a retirada do ICMS da base do PIS/COFINS.
8. Para discutir o Encargo em conexão referente a EL Campina Grande II – Aero clube, em 12/08/2022, foi realizada reunião virtual com a EPB.
9. Em 12/08/2022, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EPB encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais³, o

¹ Documento SIC nº 48536.002733/2022-00.

² Documento SIC nº 48580.000976/2022-00.

³ Documento SIC nº 48581.001667/2022-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

III - DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

10. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EPB conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 1,03%, sendo de 3,49%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 0,34%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2: Efeito médio

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	3,49%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	0,34%
Efeito Médio AT+BT	1,03%

11. O efeito médio de 1,03% decorre:

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

12. Conforme apresentado na Tabela 2, o efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e modalidade tarifária a qual pertence.

13. Na composição do efeito médio, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 7,83% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 3,57%, conforme tabela seguinte:

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.356.245.047	1.526.181.847	12,5%	7,83%	63,09%
Encargos Setoriais	208.905.067	283.337.358	35,6%	3,43%	11,71%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.060.134	3.354.705	9,63%	0,01%	0,14%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	82.534.902	134.931.229	63,48%	2,41%	5,58%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	14.463.389	14.228.609	-1,62%	-0,01%	0,59%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	20.628.368	20.383.292	-1,19%	-0,01%	0,84%
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás		(63.840.623)	0,00%	-2,94%	-2,64%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	30.002.408	96.302.169	220,98%	3,05%	3,98%
PROINFA	36.555.279	56.366.863	54,20%	0,91%	2,33%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	21.557.194	21.507.235	-0,23%	-0,00%	0,89%
ONS	103.392	103.881	0,47%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	203.473.017	219.459.613	7,86%	0,74%	9,07%
Rede Básica	128.305.984	151.911.378	18,40%	1,09%	6,28%
Rede Básica Fronteira	50.383.353	47.135.250	-6,45%	-0,15%	1,95%
Conexão	12.774.774	8.156.973	-36,15%	-0,21%	0,34%
Uso do sistema de distribuição e CCD	12.008.906	12.256.012	2,06%	0,01%	0,51%
Custos de Aquisição de Energia	943.866.963	1.023.384.876	8,42%	3,66%	42,31%
PARCELA B	815.289.569	892.880.835	9,52%	3,57%	36,91%
IRT	2.171.534.615	2.419.062.682		11,40%	100%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	-	106.777.347		-4,81%	
CVA em processamento - Energia		53.482.352		2,41%	
CVA em processamento -Transporte		9.912.290		0,45%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		175.734.530		7,91%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		7.583.430		0,34%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais		(2.566.731)		-0,12%	
Sobrecontratação/exposição de energia		(89.663.753)		-4,04%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		570.555		0,03%	
Previsão de Risco Hidrológico		64.136.900		2,89%	
Ajuste CUSD		(434.932)		-0,02%	
Repasso de compensação DIC/FIC		(122.030)		-0,01%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR		171.776		0,01%	
Reversão do Risco Hidrológico		(100.928.265)		-4,55%	
Neutralidade de Financeiros e Encargo Covid		(1.507.657)		-0,07%	
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins		(222.513.244,97)		-10,02%	
Neutralidade Crédito Pis Cofins		(632.568)		-0,03%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-5,56%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				1,03%	

14. O gráfico 1 abaixo 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. 5 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

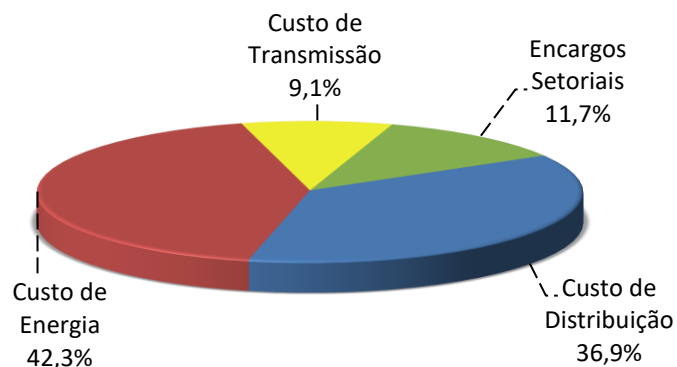


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

15. Já o gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 25,0% para o ICMS e 3,2% para o PIS e COFINS (total de 28,1% por dentro), o que equivale a uma majoração de 39,1% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

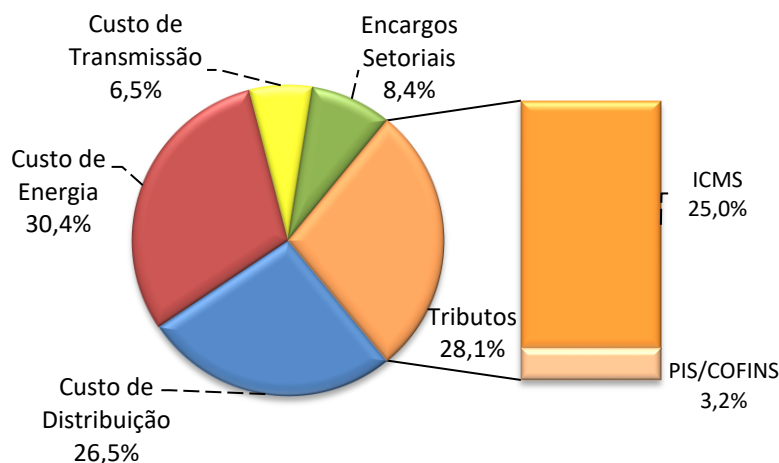


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

IV - DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

16. Conforme detalhado no Anexo I.

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

IV.2. Período de Referência

17. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EPB é de agosto/2021 a julho/2022.

IV.3. Receita Anual

18. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$ 2.171.534.615,35, conforme demonstrado na Tabela a seguir.

Tabela 4: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	3.848.196	2.010.235.987
A3 (69 kV)	93.681	30.075.856
A4 (2,3 kV a 25 kV)	590.325	292.014.585
BT (menor que 2,3 kV)	3.164.189	1.688.145.546
Demais Livres	785.259	107.183.873
Distribuição	211.062	17.289.055
Geração	-	36.825.701
Total	4.844.516	2.171.534.615

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.060.134	3.354.705	PRORET 5.5
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	82.534.902	134.931.229	REH 3.034/2022
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid	35.091.758	34.611.901	DSP 939/2021
Conta de Desenv. Energético – CDE Eletrobrás	-	(63.840.623)	DSP 1.708/2022
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	30.002.408	96.302.169	DSP 1.708/2022
PROINFA	36.555.279	56.366.863	ReH 2.995/2021
P&D e Eficiência Energética	21.557.194	21.507.235	ReN nº 316/2008
Contribuição ONS	103.392	103.881	Contribuição 2021
Total de Encargos Tarifários	208.905.067	283.337.358	

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

20. O total dos encargos setoriais levou a uma variação no efeito médio de 3,43%. Destacam-se os seguintes encargos: a CDE Uso que variou 63,48%, impactando o efeito médio em 2,41% e o ESS/EER que variou 220,98%, impactando o reajuste em 3,05%.

21. Em contrapartida, amenizou o efeito médio o impacto associado à nova CDE Modicidade Eletrobrás, descrita em seção específica que trata dos itens de mitigação tarifária, apresentada no final dessa Nota Técnica, que contribuiu com redução de 2,94%.

IV.4.2. Transmissão

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

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	128.305.984	151.911.378
Rede Básica Fronteira	50.383.353	47.135.250
Conexão	12.774.774	8.156.973
Uso do sistema de distribuição	12.008.906	12.256.012
Total dos Custos de Transporte	203.473.017	219.459.613

23. Os Custos de Transmissão, que tiveram uma variação de 7,86%, impactaram o efeito médio em 0,74%. Sobre esse item, destaca-se a redução das despesas relacionadas às Receitas Anuais Permitidas (RAP) e às Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2022-2023, aprovadas por meio das Resoluções Homologatórias nos 3.067 e 3.066, respectivamente.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

24. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EPB.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	6,28%	6,28%	REH 2.929/2021
Técnica (s/ merc. injetado)	9,58%	9,58%	REH 2.929/2021
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,24%	2,62%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	3.164.189	3.164.189	SAMP

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

25. A Tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica a EPB 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	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	3.848.196	3.848.196
Fornecimento	3.848.196	3.848.196
Consumidores Livres	996.321	996.321
Perdas Totais	851.281	867.137
Perdas Rede Básica	102.815	120.483
Perdas na Distribuição	748.467	746.654
Perda Não Técnica	198.645	198.645
Perda Técnica	549.822	548.010
Energia Requerida	4.699.477	4.715.333

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

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
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

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

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

Contratos	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	2.530.689	3.190.586	242,84	774.804.205
Existente - CCEAR-QTD	2.409	3.037	244,87	743.673
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.360.995	1.715.885	281,18	482.467.211
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	522.911	659.264	240,46	158.525.485
Madeira e Belo Monte	644.375	812.400	163,80	133.067.836
Energia Base	1.228.154	1.524.746	163,03	248.580.670
Cota Angra I/Angra II	147.281	185.686	349,15	64.832.233
Cotas Lei n.º 12783/2013	990.142	1.248.329	147,20	183.748.437
PROINFA	90.731	90.731	-	-
Total	3.758.844	4.715.333	217,03	1.023.384.876

27. A Tabela e o gráfico abaixo demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

Tabela 11: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Processo Anterior	Processo Atual	Variação	Processo Anterior	Processo Atual	Variação
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.218.509	1.360.995	11,7%	259,24	281,18	8,5%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	513.169	522.911	1,9%	218,00	240,46	10,3%
Madeira e Belo Monte	644.375	644.375	0,0%	148,82	163,80	10,1%
Cota Angra I e Angra II	151.039	147.281	-2,5%	249,64	349,15	39,9%
Cotas Lei n.º 12.783/2013	1.108.743	990.142	-10,7%	122,65	147,20	20,0%
Bilateral	221.286	-	-100,0%	420,40	-	-100,0%
Proinfa	92.306	90.731	-1,7%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	750.050	956.489	27,5%	204,64	221,29	8,1%
TOTAL	4.699.477	4.715.333	0,3%	200,85	217,03	8,1%

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

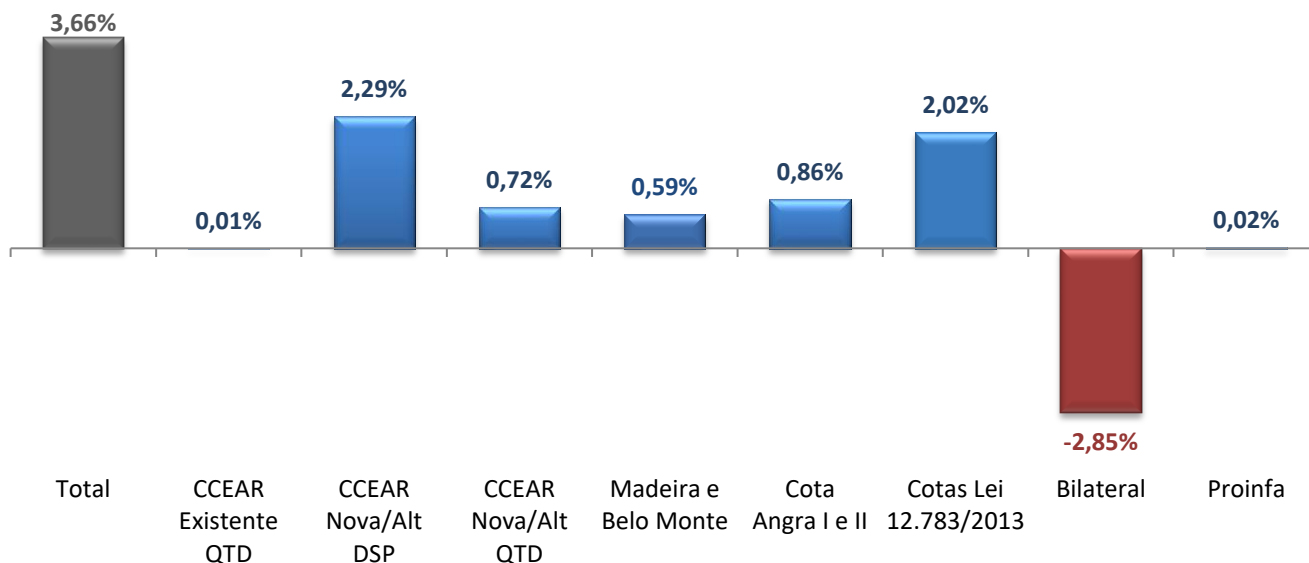


Gráfico 3: Comparação da variação do custo de energia

28. Os custos de compra de energia elétrica considerados para a EPB, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias, totalizam R\$1.023.384.875,54 e levaram a uma variação no efeito médio de 3,66%. Contribuíram para o aumento, principalmente, os custos relacionados aos Contratos de Compra no Ambiente Regulado - CCEAR (3,03%) e as cotas Lei nº 12.783/2013 (2,02%). Em contrapartida, o fim do contrato bilateral com a UTE Juiz de Fora provocou uma redução de 2,85% no cálculo em tela.

IV.5. PARCELA B

29. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B na DRP e respectivos parâmetros associados:

Tabela 12: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	815.289.569	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	10,08%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	0,56%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	0,91%	REH 2.929/2021
(3.2) Componente T do Fator X	0,94%	REH 2.929/2021
(3.3) Componente Q do Fator X	-1,29%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	892.880.835	

30. A atualização da Parcela B representou 3,57% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de 10,08% no período de referência, descontada do Fator X.

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

31. A tabela a seguir consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 13: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	53.482.352	2,41%
CVA em processamento -Transporte	9.912.290	0,45%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	175.734.530	7,91%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	7.583.430	0,34%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(2.566.731)	-0,12%
Sobrecontratação/exposição de energia	(89.663.753)	-4,04%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	570.555	0,03%
Previsão de Risco Hidrológico	64.136.900	2,89%
Ajuste CUSD	(434.932)	-0,02%
Repasso de compensação DIC/FIC	(122.030)	-0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	171.776	0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(100.928.265)	-4,55%
Neutralidade de Financeiros e Encargo Covid	(1.507.657)	-0,07%
Ressarcimento de Créditos de Pis/Cofins	(222.513.245)	-10,02%
Neutralidade Crédito Pis Cofins	(632.568)	-0,03%
Total	(106.777.347)	-4,81%

32. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de -4,81% no atual reajuste da EPB. Destaca-se, com valores positivos, a CVA – Encargo, com 7,91%, especialmente que a CVA de ESS/EER (impacto de 5,61%) decorrente do despacho de geração térmica fora da ordem de mérito ao longo de 2021 e a CVA CDE (impacto de 1,49%) em razão da majoração das novas cotas homologadas. Outro destaque foi a CVA em processamento - Energia, com impacto no reajuste de 2,41%, em que o impacto foi provocado pelas exposições ao Mercado de Curto Prazo-MCP relacionadas à insuficiência de geração hidrelétrica (risco hidrológico) dos CCGF, dos CCEAR-Q repactuados.

33. 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.

Mitigação dos efeitos tarifários

34. Conforme reportado no início desta Nota Técnica, foram estudados e elaborados mecanismos 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-

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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.

a) Lei 14.385/2022 - Créditos de PIS e COFINS decorrentes de decisão judicial

35. Em 27 de junho de 2022, foi promulgada a Lei nº 14.385, que trata da 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 prevê a devolução da integralidade dos valores requeridos a Receita Federal (RFB) até o próximo processo tarifário.

36. Assim, foi incluído neste processo tarifário um componente financeiro dos valores já aproveitados, bem como, os valores a serem aproveitados pela EPB perante a RFB até julho/23, que totalizam o valor atualizado de R\$ 222.513.244,97, e reduziram o efeito ao consumidor em 10,02%.

b) Encargo Tarifário da Conta Covid aplicável a consumidores migrantes para o ACL

37. No Ofício Circular nº 20/2021-SGT/ANEEL⁴, de 4 de novembro de 2021, foi solicitado à EPB 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/ANEEL⁵, de 27/11/2020. O valor correspondente informado⁶ pela EPB foi de R\$ 318.718,09, considerado no rol de financeiros negativos.

c) CDE Modicidade Eletrobrás

38. O inciso I do art. 4º da Lei 14.182/2021, que dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras), estabeleceu que a Eletrobras aportará na CDE, para fins de modicidade tarifária, o 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

⁴ Documento SIC nº 48581.001765/2021-00.

⁵ Documento SIC nº 48581.001953/2020-00.

⁶ Conforme Carta nº 077/RR/RGE/2022. SIC: 48513.014041/2022-00.

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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.

[...]

39. 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.

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

41. Nesse contexto, o Despacho ANEEL nº 1.959, de 21/07/2022, homologou os valores da CDE aportados pela Eletrobrás ou por suas subsidiárias, a serem repassados às concessionárias e permissionárias de distribuição para a modicidade tarifária, nomeado aqui com CDE Eletrobrás. No processo tarifário da EPB, o repasse desse valor foi responsável pela redução tarifária de 2,94%.

Efeito das Bandeiras Tarifárias

42. Ademais, é importante destacar que a receita proveniente da aplicação dos adicionais das bandeiras tarifárias amarela e vermelha e dos repasses da conta bandeiras no período contribuiu para que a tarifa da EPB não sofresse aumento adicional médio de 13,73%.

V - SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

43. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de agosto/2022 a julho/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 agosto/2021 a julho/2022.

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

Tabela 14: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	323.576	1.863.623	2.187.199
Subsídio Geração Fonte Incentivada	48.127	1.530.344	1.578.471
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	6.997	255.397	262.394
Subsídio Rural	(149.815)	642.946	493.131
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(204.828)	2.191.923	1.987.095
Total	24.057	6.484.233	6.508.290

VI - DO FUNDAMENTO LEGAL

44. 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 19/2001-ANEEL.

VII - DA CONCLUSÃO

45. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 19/2001, no que consta do Processo nº 48500.004950/2021-31 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EPB, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 1,03% sendo de 3,49% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 0,34% 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 EPB;
- 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.



Fls. 15 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

VIII - DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)

CECÍLIA MAGALHÃES FRANCISCO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

FABIANO COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Coordenador Adjunto de Processo Tarifário de
Distribuição

(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 48500.004950/2021-31.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 40E346ED006AFD16

Fls. 16 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

Equipe	Atividade
Francisco de Mattos Faé	Coordenador - Processos Tarifários e Técnico Responsável
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador Adjunto - Processos Tarifários
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Diego Luís Brancher	Técnico Responsável - Estrutura Tarifária
Marco Aurélio Silva dos Santos	Suporte – SAMP
Aline Oliveira Moura	Suporte – Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes	Coordenador – Encargos e Comercialização
Fabiano Costa Camilo	CVA
Vinícius Menezes Rodovalho	Descontratações - REN 711/2016
Cecília Magalhães Francisco	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 48500.004950/2021-31.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 40E346ED006AFD16

Fls. 17 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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)⁷, 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	Procedimentos Gerais	1.4 C	01/03/2022
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1 C	01/03/2022
3.3	Custos de Transmissão	1.0 C	01/03/2022
3.4	Encargos Setoriais	1.0	01/03/2022
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0 C	01/03/2022
4.2	CVA	1.0 C	01/03/2022
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0 C	01/03/2022
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.5 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 Energia de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0 C	01/03/2022
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1 C	01/03/2022
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.1 C	01/03/2022
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses de Compras de Energia	1.0 C	01/03/2022
6.2	Itaipu	1.0 C	01/03/2022
6.3	Encargos de conexão A1	1.0 C	01/03/2022

⁷ O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

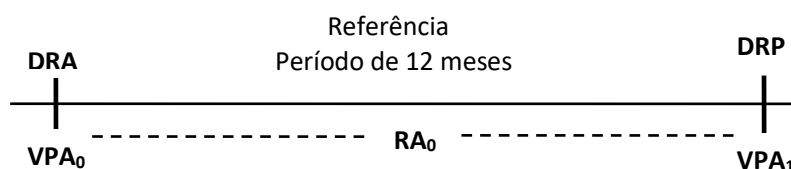
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio 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 Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

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

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

8. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



9. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

onde:

Mercado de Referência - como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPA₁ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

VPB₀ - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

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

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



Fls. 20 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

C. Cômputo da 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.

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

1. Encargos Setoriais

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

15. Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e os Decretos nº 7.945, de 7/3/2013 e 9.022, de 31 de março de 2017. A CDE tem como finalidade:

- i) o desenvolvimento energético dos Estados;
- ii) promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- iii) garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- iv) prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- v) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- vi) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- vii) prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- viii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

i) quota anual de **CDE Uso**, paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**, por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. Para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

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

17. Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET.

c. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

18. Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET.

d. Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.

19. Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET.

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



Fls. 22 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

e. Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER

20. Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN.

f. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)

21. Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº 185/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

2. Custo com Conexão e Uso dos Sistemas de Transmissão e/ou Distribuição

22. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Sistêmica e Fronteira), DIT Compartilhada e de uso exclusivo, Transporte de Itaipu, Uso da Rede Básica pela usina de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

23. O contrato de concessão estabelece que deverão ser observados os montantes de Contratação Eficiente na apuração dos custos de encargo de uso dos sistemas de transmissão e distribuição os quais devem obedecer, respectivamente, os termos da Resolução Normativa nº 666/2015 e da Resolução Normativa nº 506/2012 e alterações supervenientes.

a. Custo de Rede Básica

24. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB,

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

25. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, valoradas pelas tarifas vigentes homologadas em junho de cada ano.

b. Custo de Conexão

26. Refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste ou revisão das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

27. Cabe esclarecer que a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) presente na Resolução Homologatória do processo tarifário da distribuidora pode diferir do custo de conexão repassado às tarifas e considerado na DRP.

28. A situação descrita acima pode ocorrer, pois de acordo com o que consta no § 12 do artigo 7º e § 3º do artigo 7º-A da Resolução Normativa nº 67/2004 e § 6º do artigo 4º-A da Resolução Normativa nº 68/2004, os encargos de conexão associados às novas instalações de transmissão de uso exclusivo, apesar de serem devidos pela distribuidora a partir da data de entrada em operação comercial dessas instalações, só poderão ser considerados no cálculo da tarifa dos consumidores finais da concessionária ou permissionária de distribuição a partir da respectiva prestação de serviço, sem efeitos retroativos.

29. Caso haja instalações de transmissão de uso exclusivo da distribuidora, autorizados com RAP prévia e que entraram em operação comercial durante o Período de Referência, considera-se adicionalmente para fins de cobertura tarifária dos custos associados a essas instalações, o período compreendido entre a data de conexão da distribuidora na nova instalação e a data de aniversário da concessionária de distribuição.

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

30. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é

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



Fls. 24 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

31. Refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência, observando a Contratação Eficiente (montante faturado contido no intervalo de 100% até 110% do MUSD contratado), multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

3. Compra de Energia

32. O cálculo dos custos de aquisição de energia obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial à Lei nº 10.848/2004 e ao Decreto nº 5.163/2004.

33. A Lei nº 10.848/2004 também estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “*deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada*”.

34. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

35. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

i) **Contratos Bilaterais:** são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência, conforme Decreto nº 7.246, de 28/07/2010; as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano.

ii) **Contratos de Leilões (CCEARs):** são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto nº 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

iii) **Leilões de Ajuste**: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

iv) **Cotas de ITAIPU**: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra no Submódulo 12.6 do PRORET;

v) **Cotas de Angra I e II**: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; a metodologia para o cálculo dos montantes encontra-se descrita no Submódulo 12.6 do PRORET;

vi) **Cotas do PROINFA**: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

vii) **Cotas das Concessões Renovadas**: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;

viii) **Geração Própria**: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 700 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei nº 9.074, de 7/7/1995, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004;

ix) **Suprimento**: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 700 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

x) **Geração Distribuída**: energia elétrica proveniente de empreendimentos que se enquadram no disposto no Art. 14 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, conforme regras estabelecidas no Art. 15 do mesmo decreto.

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

36. Com a finalidade de calcular o montante de energia que deve ser repassado às tarifas dos consumidores, a ANEEL determina o nível máximo de perdas (técnicas e não técnicas na distribuição e na

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



Fls. 26 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

Rede Básica) a ser admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. A energia requerida é definida como sendo o volume de energia elétrica e potência adquirida para o atendimento dos consumidores cativos e das outras concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica no período de referência, acrescido das perdas definidas pela ANEEL.

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

38. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica⁸.

39. As perdas regulatórias na distribuição são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário, utilizando-se os valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

b. Valoração da Compra de Energia

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

41. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

⁸ 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. 27 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

42. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁹ considerando o período de referência em questão.

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

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

D. Cômputo da Parcela B

45. O cômputo da Parcela B é efetuado conforme o Submódulo 3.1 do PRORET que estabelece que o Valor da Parcela "B", VPB_0), considerando-se as condições vigentes na Data de Referência Anterior (DRA) e o Mercado de Referência, é calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

RA_0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o "Mercado de Referência", não incluindo o ICMS;

VPA_0 - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na "Data de Referência Anterior" e a energia comprada em função do "Mercado de Referência";

46. Já o valor da Parcela "B" (VPB_1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

$$VPB_1 = VPB_0 \times (IGPM - X)$$

onde:

$IGPM$ - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês

⁹ 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. 28 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X – Fator X definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

47. O Fator X¹⁰ é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. 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.

48. 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

49. 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 2.2 – Custos Operacionais do PRORET.

50. Por fim, o componente Q do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade. Na aferição da qualidade são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais, seu cálculo leva em conta a variação destes indicadores e o atendimento aos padrões estabelecidos pela ANEEL.

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

51. 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

¹⁰ 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. 29 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET¹¹.

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

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

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

54. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

➤ Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹².

➤ 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.

¹¹ 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>

¹² 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.

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



Fls. 30 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

55. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, deve ser verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário do ciclo anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada.

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

56. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹³, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

57. Conforme 32ª reunião pública ordinária da diretoria de 2017, realizada em 29/08/2017, e no que consta do processo 48500.002114/2016-55, a diretoria da ANEEL determinou à SGT/ANEEL a realização de recálculos do saldo da CVA e do repasse da Sobrecontratação de Energia referentes às competências de janeiro de 2012 a dezembro de 2014, em função das recontabilizações de carga realizadas pela CCEE.

6. Demais Componentes Financeiros

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

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

59. 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.

¹³ 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. 31 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

60. 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.

61. 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.

62. 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

63. 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.

64. 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.

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.004950/2021-31.



Documento assinado digitalmente.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 40E346ED006AFD16

Fls. 32 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

ANEXO II – RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADO 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 PRORET¹⁴. 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	29.791.539,73	0,00	29.791.539,73	31.037.648,26	33.164.805,13
CDE Energia	2.512.154,07	0,00	2.512.154,07	2.755.590,61	2.944.444,27
Rede Básica	8.918.632,80	-739,64	8.917.893,16	9.276.525,80	9.912.290,00
Compra de Energia	32.101.907,48	11.533.863,17	43.635.770,65	50.052.048,79	53.482.352,48
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	13.438.368,03	0,00	13.438.368,03	14.093.128,56	15.058.997,33
ESS	197.284.893,80	-89.825.963,79	107.458.930,00	116.576.728,16	124.566.282,84
CVA Total	284.047.495,90	-78.292.840,26	205.754.655,64	223.791.670,18	239.129.172,05

* 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 13,15%. 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 10,77% e está detalhado no gráfico a seguir:

¹⁴ 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. 33 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

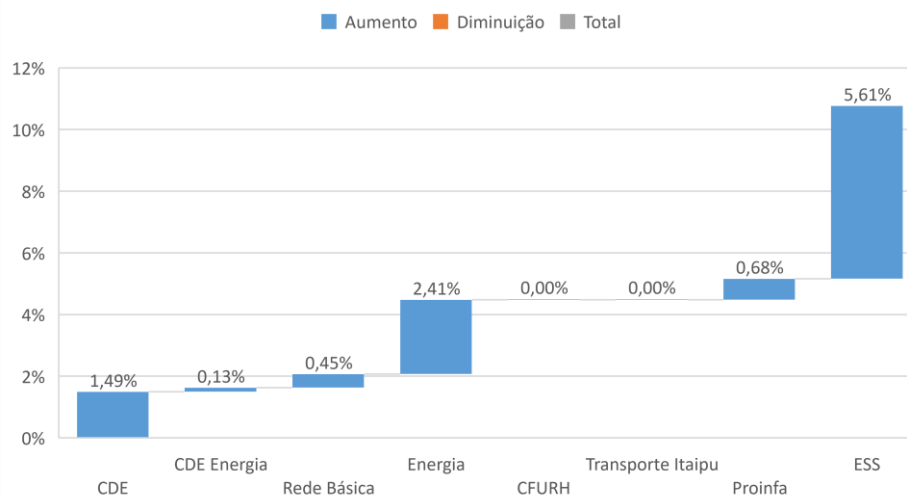


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 13,73% 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 1,49% 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 de $PLD < CVU \leq CMO$), 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. 34 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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\$)
jun-21	13.714.089,58	922.125,41	-	-	411.205,86
jul-21	6.847.387,07	-	-2.210.667,60	-	1.082.455,00
ago-21	11.059.095,08	-	-9.455.834,99	-	2.159.328,16
set-21	24.370.661,16	-	-9.888.763,89	-	634.194,00
out-21	47.789.925,35	-	-8.568.317,44	-	203.139,35
nov-21	48.726.262,81	-	-	-	414.182,38
dez-21	27.829.976,84	4.113.709,64	-	-	191.134,58
jan-22	20.490.903,83	4.599.299,23	-	-	151.726,18
fev-22	13.604.101,76	4.484.145,17	-	-	83.334,30
mar-22	9.435.134,35	4.083.462,97	-	-	2.564,89
abr-22	1.809.626,62	4.149.246,20	-	-	4.033,52
mai-22	41.121,74	6.037.170,63	-	-	3,68
Total	225.718.286,19	28.389.159,25	-30.123.583,92	0,00	5.337.301,90

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.

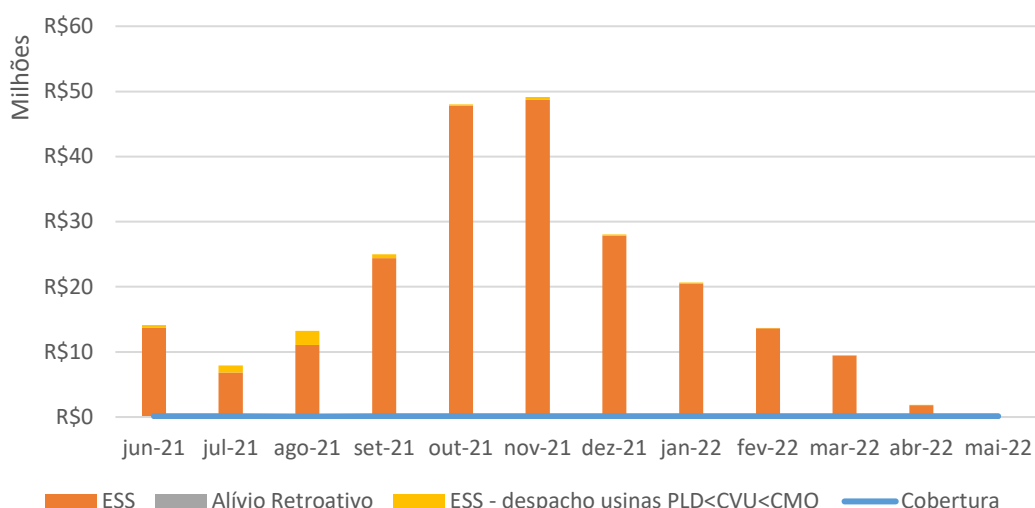


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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



Fls. 35 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

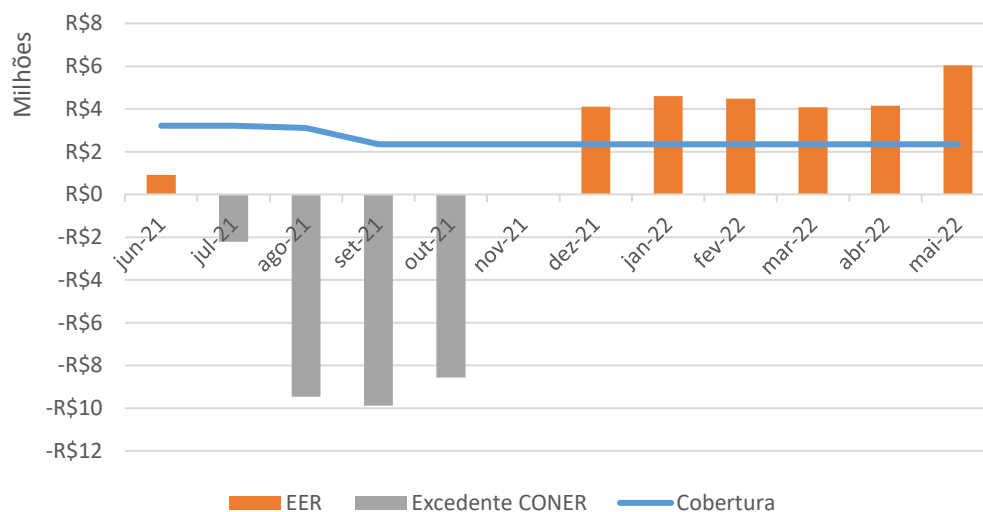


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
ESS	231.055.588,09	1.355.801,06	229.699.787,03
EER	(1.734.424,67)	30.680.468,56	(32.414.893,23)

9. Do efeito total de 5,61% 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. 36 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.150.093	22,5%
CCEAR-D	1.186.439	23,2%
MCS D	-	0,0%
CCEN	149.484	2,9%
PROINFA	91.419	1,8%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	295.849	5,8%
CCGF	1.102.341	21,6%
GP	-	0,0%
MCS D EN	1.129.991	22,1%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	5.105.617	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.

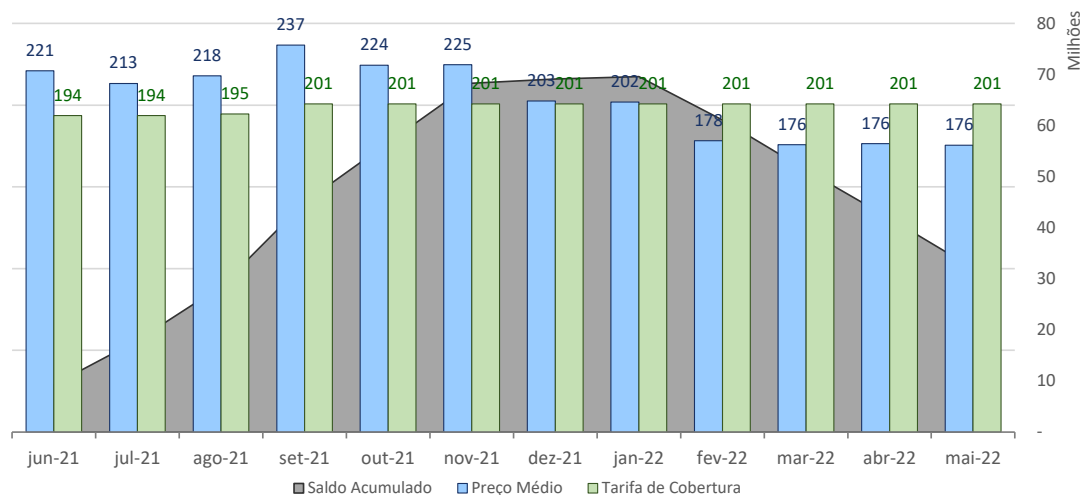


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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



Fls. 37 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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	- 4.970,50
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	13.412,74
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	- 3.723.581,19
Efeito Disponibilidade - CCEN	1.347.884,46
Exposição entre Submercados	- 7.774,89
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	76.446.859,32
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	107.699.866,06
Demais Itens	- 1.657.637,32
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 1.515.533,03
MAC - Energia	13.937.674,08
Recontabilização dos MAC - Energia	35,16
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 177.674.136,49
Ressarcimentos	- 3.328.235,23
Total	11.533.863,17

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 2.040.662,36
Efeito do CCGF	292.662,32
Efeito do CCEN	61.066,63
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	77.317,90
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	94.082,48
Total	- 1.515.533,03

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



Fls. 38 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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.

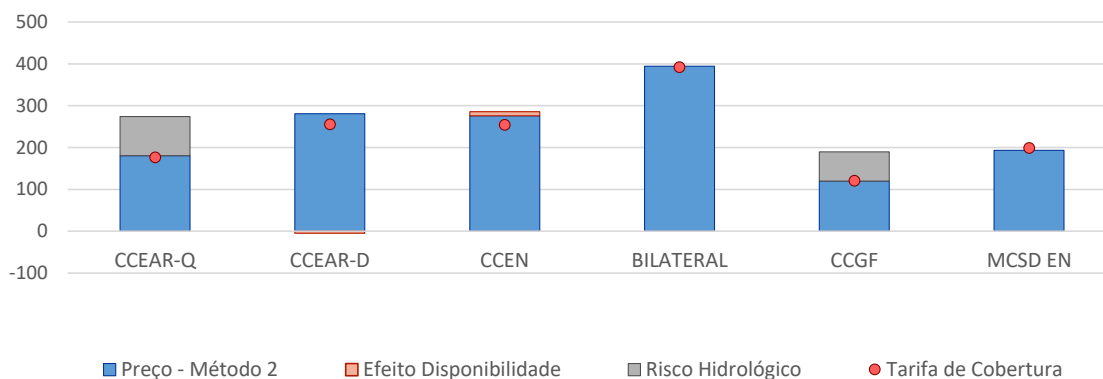


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

14. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 2,41% 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.

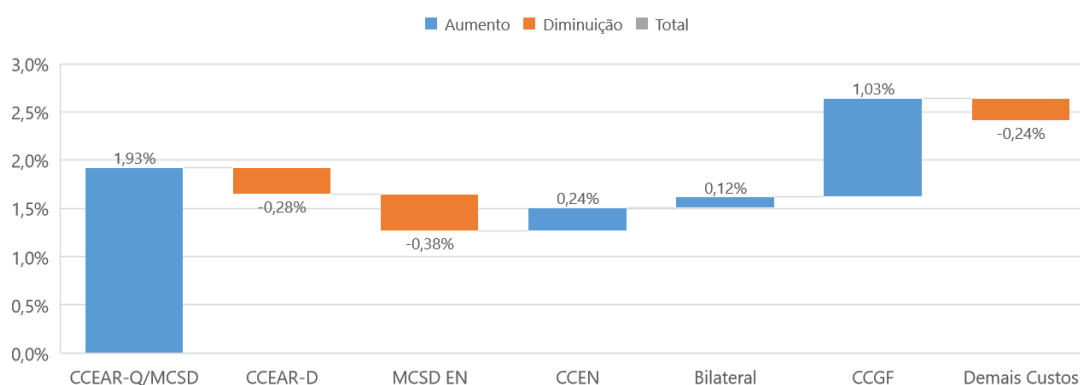


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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.

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



Fls. 39 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,05%
CCEAR-Q/MCSD	0,20%
MCSD EN	-0,38%
CCEN	0,16%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,12%
CCGF	-0,04%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	2,36%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,08%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,52%
Demais Custos	-0,24%
Total	2,41%

* 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 aos riscos hidrológicos dos CCGF e dos CCEAR-Q repactuados.

Glosa de Energia

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

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
jun-21	300.161	356.652	357.287	0	227,52	193,61	0
jul-21	299.446	362.728	363.374	0	226,09	193,61	0
ago-21	303.961	360.844	361.486	0	222,12	194,55	0
set-21	307.729	385.385	386.071	0	226,78	200,85	0
out-21	328.266	418.107	418.851	0	212,28	200,85	0
nov-21	331.707	422.276	423.028	0	207,18	200,85	0
dez-21	361.526	431.117	431.884	0	201,71	200,85	0
jan-22	331.632	397.222	397.928	0	211,14	200,85	0
fev-22	307.340	380.263	380.940	0	187,87	200,85	0
mar-22	343.103	404.611	405.331	0	187,29	200,85	0
abr-22	324.381	385.788	386.474	0	186,32	200,85	0
mai-22	325.913	384.703	385.387	0	186,81	200,85	0
jun-22	-	-	-	-	-	-	-
Total	3.865.165	4.689.696	4.698.042	0	206,57	199,25	0,00
% perda s. mercado venda		21,33%	21,55%				

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 no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/06/2021 e 01/05/2022, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em (R\$90.358.950,13) a preços de agosto/2022.
- Para o ano civil de 2021: Sobrecontratação de energia de 313.341 MWh, que representa 6,7% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o valor recalculado com o montante de exposição/sobrecontratação involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada em processo tarifário futuro.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 695.196,79.

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



Fls. 41 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

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

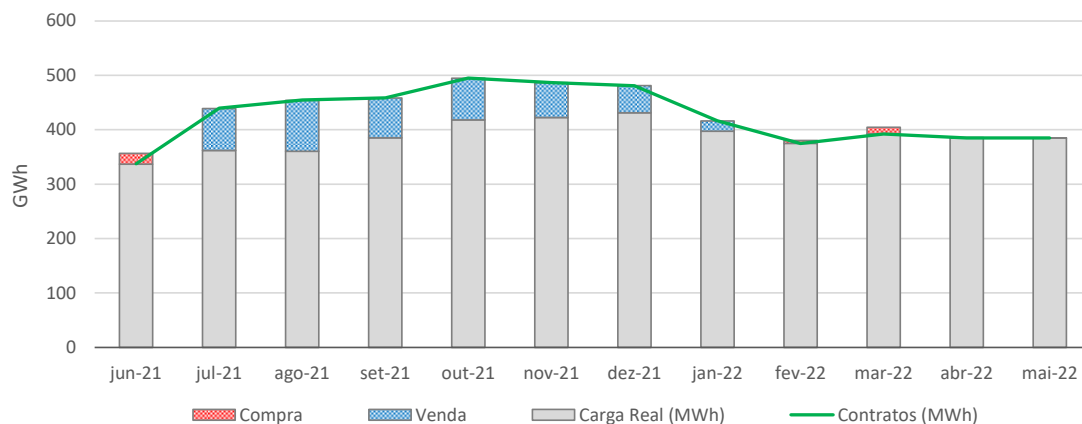


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

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 de curto prazo¹⁵ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

¹⁵ 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. 42 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

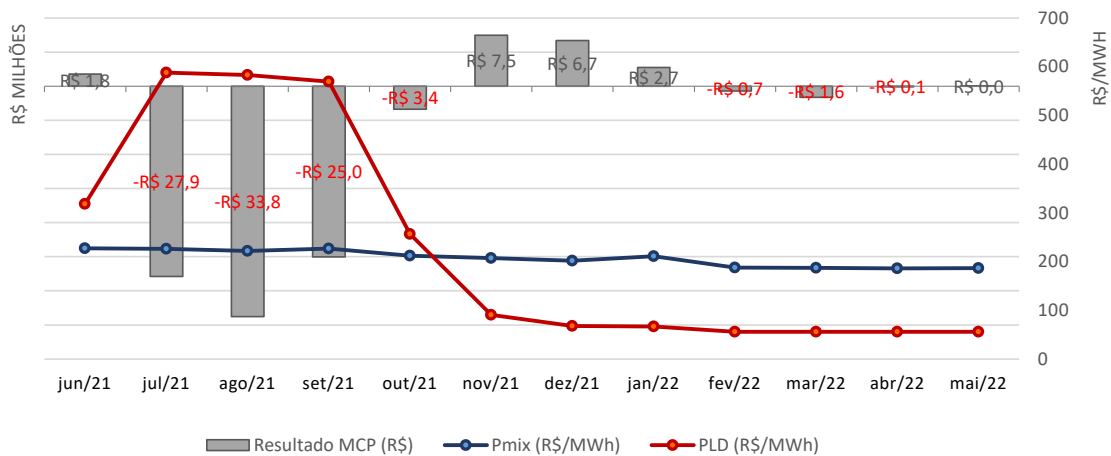


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

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.

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



Fls. 43 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

Tabela II.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*	2,52%
Risco Hidrológico de CCGF	1,07%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,73%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,28%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-4,55%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,90%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-2,65%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	1,57%
Resultado MCP	-R\$89.663.753,35
Diferença de Preços entre Submercados**	-R\$3.843,31
ESS + CONER	R\$124.566.282,84
IV - Receita Excedente (I +II + III)	-0,46%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,19%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,21%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,06%

* 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 -0,46%.

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 -0,11%¹⁶.

¹⁶ 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. 44 Nota Técnica nº 169/2022-SGT/ANEEL, de 18/08/2022.

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	0,05%
CCEAR-Q/MCSD	0,20%
MCSD EN	-0,38%
CCEN	0,16%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,12%
CCGF	-0,04%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	-0,16%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,08%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	-0,24%
Total	-0,11%

* Efeito conjungado 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 junho de 2021 a maio de 2022, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 8,92%.

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