

Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL

Em 02 de dezembro de 2021.

Processo nº: **48500.005029/2020-25**

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 - EAC e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2021.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2021 da Energisa Acre Distribuidora de Energia S/A - EAC, a vigorar a partir de 13 de dezembro de 2021, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição 003/2018 e seus termos aditivos 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. Em 14 de setembro de 2020, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF¹ e a Superintendência de Regulação de Mercado – SRM².

3. Em 8 de dezembro de 2020, foi aprovado a revisão tarifária extraordinária de 2020 da Energisa Acre - EAC, conforme Resolução Homologatória – REH nº 2.820/2020, por meio da qual as tarifas foram, em média, reajustadas em 2,95%.

4. Em 5 de novembro de 2021, por meio da Nota Técnica nº 250/2021-SGT/SFF/ANEEL³, de 05 de novembro de 2021, que trata da “Avaliação do impacto da segregação dos ativos classificados como Ativos Imobilizados em Curso – AIC, na data-base utilizada como referência para

¹ Memorando nº 197/2020-SGT/ANEEL (SIC 48581.001521/2020-00).

² Memorando nº 199/2020-SGT/ANEEL (SIC 48581.001523/2020-00).

³ Documento SIC nº 48581.001772/2021-00.

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



Fls. 2 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

o processo licitatório, constantes da Base de Remuneração Regulatória da Energisa Acre Distribuidora de Energia, nos termos da Lei nº 14.120/2021 e da Portaria MME nº 484/2021”, a SGT recomendou adequação da Parcela B da concessionária em função do pagamento, com recursos da RGR, dos ativos classificados como AIC. A deliberação sobre o assunto estava prevista para a 45ª RPO (processo correspondente, 48500.007050/2019-00) sendo transferida para a 46ª POR (item 15 no bloco da pauta) já com minuta de voto e ato disponibilizadas em 2/12/2021.

5. Em 13 de novembro de 2021, a SGT realizou reunião virtual com os representantes da EAC, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.

6. O Memorando n.º 183/2021-SRM/ANEEL, de 16 de novembro de 2021, informou os contratos bilaterais de compra e venda de energia da concessionária.

7. Em 18 de novembro de 2021, a SFF emitiu o Memorando nº 358/2021-SFF/ANEEL, validando os Pagamentos de itens da Parcela A, Garantias Financeiras e Receitas de UDEROR.

8. Em 02 de dezembro de 2021, a distribuidora encaminhou a Carta ENERGISAAC/VPR-ANEEL/Nº011/2021, oferecendo a *“possibilidade de diferir o montante de R\$ 44.600.000,00 (quarenta e quatro milhões e seiscentos mil reais), a ser reintegrado à distribuidora corrigido pela variação da SELIC quando da liberação dos recursos financeiros de eventual empréstimo setorial ao longo do ano de 2022 ou, na ausência deste, a partir do próximo evento tarifário.”*

9. Em 02 de dezembro de 2021, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores versões finais das planilhas de cálculo relativos a esse reajuste tarifário anual, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

10. Segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EAC encontra-se adimplente com suas obrigações intrasetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

III. DA ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

11. O objetivo do reajuste tarifário é manter o equilíbrio econômico-financeiro estabelecido nas revisões tarifárias, de acordo com fórmula prevista no contrato de concessão das distribuidoras. Resumidamente, para aplicação da fórmula de reajuste, são repassadas as variações dos custos de Parcela A e atualizados os custos referentes à Parcela B, esta corrigida pelo índice de inflação, constante no contrato de concessão, deduzido o Fator X. Os detalhes das metodologias aplicadas nos processos de reajuste tarifário estão descritos no Anexo I desta nota técnica.

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

Fls. 3 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

B. Período de Referência

12. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EAC é de dezembro/2020 a novembro/2021.

C. Receita Anual

13. A EAC, sediada na cidade de Rio Branco – AC, atende aproximadamente 280 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 592 milhões.

Tabela 1. Unidades Consumidoras e Consumo Mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	226.621	52.182	49,1%
Industrial	312	7.230	6,8%
Comercial	22.664	20.216	19,0%
Rural	26.484	4.944	4,7%
Iluminação Pública	378	5.822	5,5%
Poder Público	3.262	10.501	9,9%
Serviço Público	223	4.442	4,2%
Demais classes	53	977	0,9%
Total	279.997	106.314	100%

* Fonte: SAMP – competência outubro/2021.

14. No cálculo da Receita verificada (RA₀) 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, conforme demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2. Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.056.293	576.383.366
A3a (30 kV a 44 kV)	7.055	2.868.727
A4 (2,3 kV a 25 kV)	186.598	80.563.947
BT (menor que 2,3 kV)	862.641	492.950.692
Suprimento	9.179	1.959.389
Demais Livres	53.250	13.681.983
Total	1.118.723	592.024.738

D. PARCELA A

1. Encargos Setoriais (ES)

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

15. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas, são definidos em legislação própria e têm seus valores estabelecidos pela ANEEL. Os encargos considerados neste reajuste tarifário, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na Tabela 3:

Tabela 3. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.080.818	1.145.899	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	22.741.599	48.785.336	REH 2.864/2021 e DSP 939/2021
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	10.288.588	6.757.038	DSP nº 2.690/2021
PROINFA	7.445.420	9.108.650	ReH 2.815/2020
P&D e Eficiência Energética	5.472.823	5.838.384	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	47.029.247	71.635.307	

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

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

17. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na Tabela 4:

Tabela 4. Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Componente	Processo Anterior (R\$)	Processo Atual (R\$)
Rede Básica	14.968.551	10.589.177
Rede Básica Fronteira	11.507.609	13.616.245
Conexão	1.251.099	1.457.033
Total dos Custos de Transporte	27.727.259	25.662.455

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia Requerida e Perdas Regulatórias

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

19. A tabela 5 apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EAC, ressaltando-se que os percentuais de perdas técnicas e não-técnicas utilizados estão conforme os

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

Fls. 5 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

valores determinados na Subcláusula 3ª da Cláusula 20ª do Contrato de Concessão, sendo os valores das perdas técnicas homologados conforme REH nº 2.588/2019.

Tabela 5. 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 20ª Contrato de concessão
Técnica (s/ merc. injetado)	9,85%	9,85%	REH 2.349/2017
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,10%	2,10%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	862.641	862.641	SAMP

20. A Tabela 6 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 6. Energia Requerida (MWh)

Descrição	Processo Anterior (MWh)	Processo Atual (MWh)
Mercado Total	1.056.293	1.056.293
Fornecimento	1.056.293	1.056.293
Consumidores Livres	53.250	53.250
Perdas Totais	308.023	308.023
Perdas Rede Básica	28.284	28.284
Perdas na Distribuição	279.739	279.739
Perda Não Técnica	141.991	141.991
Perda Técnica	137.749	137.749
Energia Requerida	1.364.316	1.364.316

b. Valoração da Compra de Energia

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

22. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço, conforme Tabela 7.

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Preços e montantes	Memo. nº 183/2021-SRM/ANEEL
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.821/2020
Cotas Lei n.º 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.902/2021

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

Fls. 6 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.815/2020
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

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

Tabela 8. Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas/Preços

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	1.331.138	943.809	164,83	155.572.505
Existente - CCEAR-QTD	1.532	1.086	174,63	189.719
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	193.256	137.023	306,67	42.021.312
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	460.890	326.782	141,29	46.170.566
Madeira e Belo Monte	675.460	478.918	140,30	67.190.908
Energia Base	361.386	263.716	123,08	32.458.204
Geração Própria	145	103	272	27.995
Cota Angra I/Angra II	36.129	25.617	249,64	6.394.932
Cotas Lei nº 12783/2013	299.390	212.274	122,65	26.035.277
PROINFA	25.722	25.722	-	-
Total	1.692.524	1.207.525	155,72	188.030.709

E. PARCELA B

24. O cálculo da Parcela B é realizado considerando a diferença entre a Receita Verificada e os custos de Parcela A na Data de Referência Anterior (DRA), esse saldo é corrigido pelo indicador oficial de inflação, IPCA, conforme estabelecido no Contrato de Concessão, e pelo Fator X. A Tabela 9 demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 002852AF0062EBAF



Fls. 7 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Tabela 9. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	294.195.910	TUSD aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,01806	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	299.510.210	SGT/ANEEL
(4) IPCA	10,38%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-0,69%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,00%	Pd Ex-Post
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	Subcláusula 3ª da Cláusula 20ª- Contrato de concessão
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,69%	PRORET 2.5 A
(6) UDEROR	7.705.088	
(6.1) Outras Receitas (OR)	4.952.806	Valores fiscalizados - SFF
(6.2) Excedente de Reativos (ER)	1.832.556	Valores fiscalizados - SFF
(6.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	919.726	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B - DRP (R\$) = (3)*[(1)+(4)-(5)]-(6)	311.981.968	

25. A Subcláusula Terceira da Cláusula Vigésima, que trata das disposições transitórias estabelece que no período entre a data de assinatura do contrato e a primeira revisão tarifária ordinária subsequente serão utilizados valores e fórmula de cálculo para Fator X, Custos Operacionais e Perdas Regulatórias distintos dos previstos na Cláusula Sexta, de modo que os componentes Pd e T do Fator X, além dos percentuais regulatórios de perdas, já estão pré-estabelecidos contratualmente.

26. No cômputo da Parcela B também foi considerado o disposto na Nota Técnica nº 250/2021-SGT/SFF/ANEEL, de 05 de novembro de 2021, que trata da “Avaliação do impacto da segregação dos ativos classificados como Ativos Imobilizados em Curso – AIC, na data-base utilizada como referência para o processo licitatório, constantes da Base de Remuneração Regulatória da Energisa Acre Distribuidora de Energia, nos termos da Lei nº 14.120/2021 e da Portaria MME nº 484/2021”.

27. Esse assunto, constante do processo 48500.007050/2019-21 deve ser deliberado no bloco da 46ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da ANEEL, mesma data da deliberação deste reajuste.

28. Dessa forma, o valor da Parcela B limpa do ano anterior (RTE 2020) foi ajustada com redução de 3,99%, conforme proposto na Nota Técnica 250/2021-SGT/SFF/ANEEL.

F. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

29. Os componentes financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem direitos e obrigações relativos à diferença entre receitas e despesas de itens em que a

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

Fls. 8 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

concessionária tem direito de repasse tarifário, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às concessionárias. A Tabela 10 consolida os valores dos componentes financeiros.

Tabela 10. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	37.122.650	6,27%
CVA em processamento - Transporte	5.324.964	0,90%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	22.996.300	3,88%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(135.206)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A - Energia	(841.494)	-0,14%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(133.752)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	306.597	0,05%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	976.018	0,16%
Sobrecontratação/exposição de energia	(31.037.952)	-5,24%
Previsão de Risco Hidrológico	16.148.099	2,73%
Reversão de créditos de rescisão contratual (REN 376 e 414)	(6.749)	0,00%
Bandeira de escassez hídrica - energia/ESS/sobrecontratação	(1.686.390)	-0,28%
Diferimento Energia Carta Energisa	(44.600.000)	-7,53%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	44.253	0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(15.077.466)	-2,55%
Total	(10.600.129)	-1,79%

G. ANÁLISE DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

1. Resultados

30. O efeito médio a ser percebido por consumidor depende do grupo e modalidade tarifária a qual pertence. A diferença entre os efeitos médios percebidos pelos grupos A (Alta Tensão) e B (Baixa Tensão) estão apresentados na Tabela 12:

Tabela 12. Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	7,65%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	10,36%
Efeito Médio AT+BT	9,90%

31. Sendo assim, o Reajuste Tarifário Anual – RTA da EAC conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 9,90%. Este efeito decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculados conforme estabelecido no contrato de concessão, 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.

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

Fls. 9 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

32. A Tabela 11 apresenta os itens de custos que são reconhecidos nas tarifas, com a variação entre os valores atuais e os estabelecidos neste processo tarifário, a contribuição de cada item para o efeito médio calculado, e a participação de cada valor na composição da receita da concessionária.

Tabela 11. 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]	297.828.829	338.781.749	13,8%	6,92%	52,1%
Encargos Setoriais	47.029.247	71.635.307	52,3%	4,16%	11,0%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.080.818	1.145.899	6,0%	0,01%	0,2%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	22.741.599	22.211.582	-2,3%	-0,09%	3,4%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Covid TUSD)	-	21.196.045	0,0%	3,58%	3,3%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Covid TE)	-	5.377.710	0,0%	0,91%	0,8%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	10.288.588	6.757.038	-34,3%	-0,60%	1,0%
PROINFA	7.445.420	9.108.650	22,3%	0,28%	1,4%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	5.472.823	5.838.384	6,7%	0,06%	0,9%
Custos de Transmissão	27.727.259	25.662.455	-7,4%	-0,35%	3,9%
Rede Básica	14.968.551	10.589.177	-29,3%	-0,74%	1,6%
Rede Básica Fronteira	11.507.609	13.616.245	18,3%	0,36%	2,1%
Conexão	1.251.099	1.457.033	16,5%	0,03%	0,2%
Custos de Aquisição de Energia	216.345.463	233.224.795	7,8%	2,85%	35,8%
Receitas Irrecuperáveis	6.726.859	825919229%	23%	0,26%	1,3%
PARCELA B	294.195.910	311.981.968	6,0%	3,00%	47,9%
IRT	592.024.738	650.763.717	9,9%	9,92%	100%

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	(10.600.129)	-1,79%
CVA em processamento - Energia	37.122.650	6,27%
CVA em processamento - Transporte	5.324.964	0,90%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	22.996.300	3,88%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(135.206)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A- Energia	(841.494)	-0,14%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(133.752)	-0,02%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	306.597	0,05%
Neutralidade de Parcela A - Receita Irrecuperável	976.018	0,16%
Sobrecontratação/exposição de energia	(31.037.952)	-5,24%
Previsão de Risco Hidrológico	16.148.099	2,73%
Reversão de créditos de rescisão contratual (REN 376 e 414)	(6.749)	0,00%
Bandeira de escassez hídrica - energia/ESS/sobrecontratação	(1.686.390)	-0,28%
Diferimento Energia Carta Energisa	(44.600.000)	-7,53%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	44.253	0,01%
Reversão do Risco Hidrológico	(15.077.466)	-2,55%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		1,77%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		9,90%

2. Análise Parcela A

33. Os **encargos setoriais** variaram 52,3% em relação ao processo tarifário anterior, correspondendo a um efeito médio de **4,16%**. Destaca-se o componente CDE – Conta Covid, relacionado ao pagamento do empréstimo da Conta-Covid, conforme disposto no Decreto n. 10.350/2020, cujo efeitos para a Parcela alocada na TE e TUSD são de 3,58% e 0,91% respectivamente.

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

Fls. 10 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

34. Os **custos de transporte** variaram -7,4%, correspondendo a um efeito de **-0,35%**, explicada pela redução das TUST's homologadas na REH 2958/2021 em relação àquelas homologadas na REH 2.726/2020, em consequência do reperfilamento da remuneração dos ativos não depreciados referente à Rede Básica de Sistema Existente (RBSE) nas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e as novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão.

35. Os **custos de compra de energia** variaram 7,8%, representando um efeito médio de **2,85%** nas tarifas. Destaca-se o efeito positivo referente ao aumento dos montantes e do preço contratado de compra de energia no ambiente regulado (CCEARs) – Nova e Alternativa, modalidade Disponibilidade.

36. A Tabela 13 e o Gráfico 1 demonstram a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior por tipo de contrato:

Tabela 13. 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	-	-	174,63	-
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	135.792	193.256	42,3%	277,83	306,67	10,4%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	456.368	460.890	1,0%	134,10	141,29	5,4%
Madeira e Belo Monte	675.460	675.460	0,0%	134,23	140,30	4,5%
Cota Angra I e Angra II	34.259	36.129	5,5%	269,75	249,64	-7,5%
Cotas Lei nº 12.783/2013	283.770	299.390	5,5%	114,69	122,65	6,9%
Bilateral	235.219	234.084	-0,5%	254,52	272,30	7,0%
Geração Própria	-	145	-	-	272,30	-
Proinfa	24.882	25.722	3,4%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(472.255)	(553.112)	17,1%	158,61	173,04	9,1%
TOTAL	1.373.496	1.373.496	0,0%	157,51	169,80	7,8%

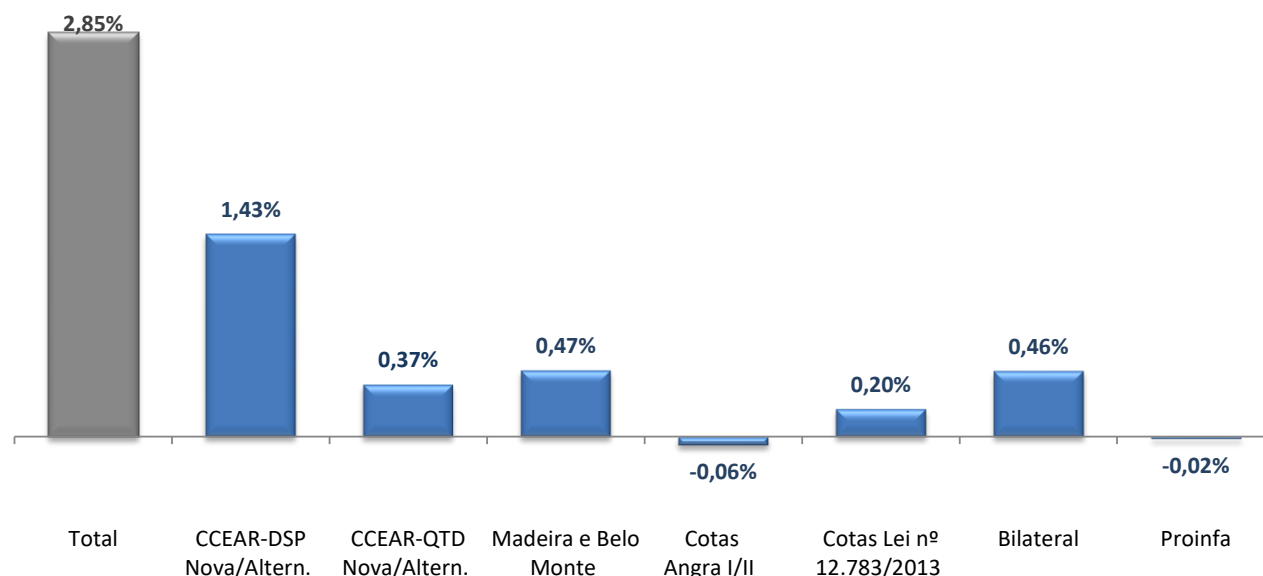


Gráfico 1. Comparação da variação do custo de energia

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

Fls. 11 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Análise Parcela B

37. A atualização da **Parcela B** representou **3,00%** na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA de 10,38% no período de referência, descontada do Fator X de -0,69%, além do abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

38. Ressalta-se que o cálculo do Fator X considerou os componentes Pd e T em 0,00%, definidos no Contrato de Concessão, ficando limitada ao valor do componente Q na Parcela B, de -0,69%.

4. Análise dos Componentes Financeiros

39. Os **componentes financeiros** apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, contribuíram com o efeito de **-1,79%** neste reajuste tarifário.

40. A CVA em Processamento – Energia contribuiu para o efeito de 6,27%, especialmente impactada: (i) pelos riscos hidrológicos de CCGF e Usinas Repactuadas; e (ii) diferença entre o preço dos CCGF e a cobertura concedida.

41. Além disso, a CVA – Encargos Setoriais resultou em impacto de 3,88%, referente ao custo de ESS por Segurança Energética decorrente do despacho de geração térmica fora da ordem de mérito.

42. As bandeiras tarifárias também contribuíram que o processo tarifário não tivesse aumento adicional de 5,06%, não obstante terem sido insuficientes para mitigar o cenário de escassez, mesmo considerando os descontos de cobertura com risco hidrológico no processo anterior. Maiores detalhes sobre o cálculo da CVA estão contidos no Anexo II desta Nota Técnica.

43. Do lado negativo, destaca-se a Sobrecontratação/exposição de energia, cujo efeito é de -5,24%, e o diferimento de R\$ 44.600.000,00, “a ser reintegrado à distribuidora corrigido pela variação da SELIC quando da liberação dos recursos financeiros de eventual empréstimo setorial ao longo do ano de 2022 ou, na ausência deste, a partir do próximo evento tarifário”, conforme expõe a Carta ENERGISAAC/VPR-ANEEL/Nº011/2021, com impacto de -7,53%.

44. A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), mediante a Resolução nº 3/20214, estabeleceu a Bandeira Escassez Hídrica no valor de R\$ 142,00/MWh, com aplicação de setembro/2021 a abril/2022.

⁴ Disponível em <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/creg/resolucoes-da-creg> >> Resolução nº 3 da CREG.

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

45. Na definição do adicional, além do custo futuro, a CREG considerou o déficit acumulado pelas distribuidoras perante a Conta Bandeiras, valor que seria recuperado por meio das receitas de bandeiras durante a vigência da Bandeira Escassez, conforme abaixo.

Art. 1º Determinar à Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel que implemente patamar específico de Bandeira Tarifária, denominado Bandeira Escassez Hídrica, nos termos do Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, no valor de R\$ 142,00/MWh (cento e quarenta e dois reais por megawatt-hora), que inclui, além dos valores já homologados pela Aneel: (...)

III - os custos não cobertos pela sistemática das bandeiras necessários para equilibrar receitas e despesas ao final do ciclo vigente das Bandeiras Tarifárias.

46. Desta forma, a Bandeira Escassez Hídrica tem por objetivo cobrir o déficit acumulado pelas distribuidoras na Conta Bandeiras, de modo que o déficit acumulado não seja transferido para as tarifas, mas que seja recuperado durante o ciclo da bandeira escassez, blindando, portanto, os processos tarifários e concentrando os custos e receitas na Conta Bandeiras.

47. É consagrado que os componentes financeiros são direitos ou obrigações das concessionárias relativos a diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário. Eles são apurados pela ANEEL a cada período tarifário e são acrescentados ou subtraídos dos processos tarifários ordinários.

48. Neste processo, conforme estabelecido no PRORET, a CVA foi calculada considerando as diferenças entre receitas e custos arcados com a aquisição da energia até a referência de setembro/2021. Nessa apuração, os custos foram superiores as receitas e o efeito financeiro da CVA será positivo, ou seja, uma tarifa mais elevada.

49. Ocorre que, parte dos custos apurados na CVA são relativos ao déficit acumulado pela distribuidora na conta bandeiras e que foram considerados na definição da bandeira escassez hídrica, que contemplou as ações da CREG até então realizadas e o déficit existente à época.

50. Assim, com o propósito de compatibilizar esses dois modelos (bandeira escassez e CVA) e neutralizar nos processos tarifários os custos já considerados na Bandeira Escassez Hídrica, propõe-se um tratamento excepcional nos processos tarifários de outubro/21 a junho/22, a fim de expurgar dos processos tarifários os custos que serão arcados pela bandeira escassez hídrica.

51. Desse modo, o tratamento proposto terá o seguinte operacional, no processo tarifário vigente, será considerado um componente financeiro negativo, para expurgar o efeito dos custos não cobertos pelas Bandeiras e que serão recuperados durante o ciclo da Bandeira Escassez. No processo tarifário subsequente, tal componente será revertido, devidamente atualizado pela Taxa Selic.

52. Por fim, reiteramos que essa ação é necessária para compatibilizar a aplicação da Bandeira Escassez Hídrica e a recuperação dos custos via tarifa. Como consequência está sendo

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

Fls. 13 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

considerado o financeiro negativo correspondente, de R\$ 1.686.390, resultante dos valores de Energia, ESS e Sobrecontratação/Exposição⁵, que contribuem para redução do efeito médio em 0,28%.

IV Composição das tarifas e subvenção CDE - Descontos Tarifários

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

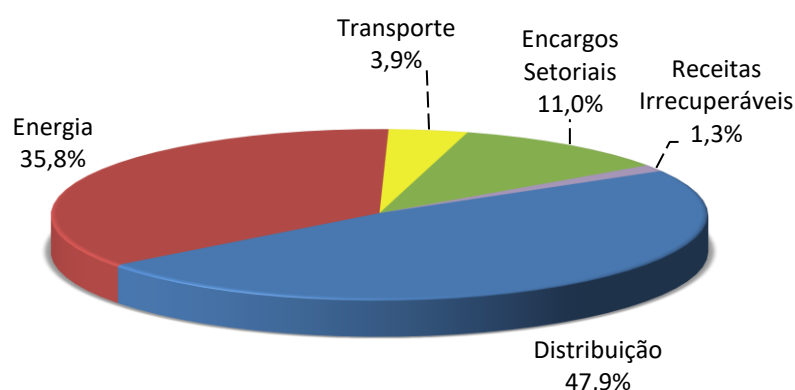


Gráfico 2. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

54. Já o Gráfico 3 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais, informadas pela própria empresa, de 23,7% para o ICMS e 5,9% para o PIS e COFINS (total de 29,7% por dentro), o que equivale a uma majoração de 42,2% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

⁵ Valor resultante dos seguintes componentes: energia (-R\$ 16,593 milhões), ESS (-R\$ 9,253 milhões) e Sobrecontratação (R\$ 24,160 milhões).

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

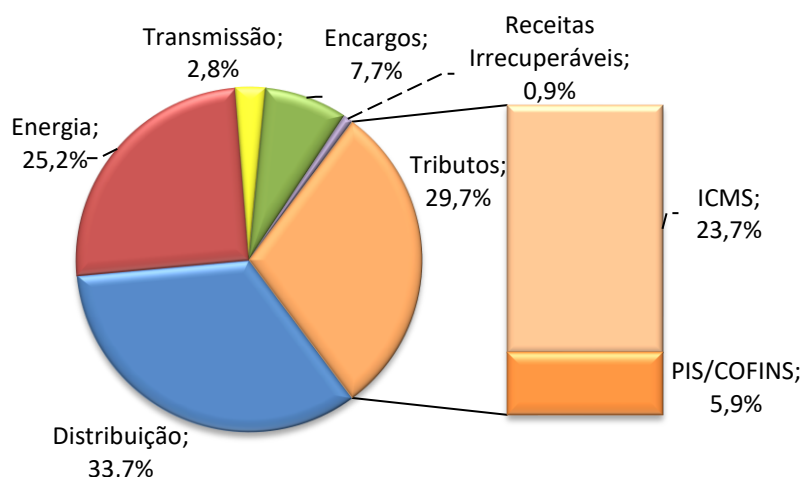


Gráfico 3. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

55. A Tabela 15 apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de dezembro/2021 a novembro/2022, 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/2020 a novembro/2021.

Tabela 15. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	31.626	516.361	547.987
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	8.030	118.909	126.939
Subsídio Rural	2.255	361.546	363.801
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(475)	1.968	1.493
Total	41.436	998.784	1.040.220

V. DO FUNDAMENTO LEGAL

56. O inciso IV do artigo 15 da Lei n.º 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto n.º 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei n.º 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei n.º 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão n.º 003/2018.

VI. DA CONCLUSÃO

57. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 003/2018-ANEEL, no que consta do Processo nº 48500.005029/2020-25 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EAC, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 9,90% sendo de 7,65% em média para

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

Fls. 15 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 10,36% 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 EAC para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

VII. DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)

LUIS CARLOS CARRAZZA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Coordenador dos Processos Tarifários

De acordo:

(Assinado digitalmente)

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

(*) Relação dos técnicos da SGT que participaram deste processo tarifário 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 002852AF0062EBAF

Fls. 16 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Equipe da SGT que contribuiu na elaboração deste processo tarifário

Nome	Atividade
Aline de Oliveira Moura	Técnico – Suporte TI
Leonardo de Araújo Silva	Coordenador Adjunto – Processos Tarifários
Francisco de Mattos Faé	Coordenador – Processos Tarifários
Marcelo Hlebetz	Coordenador Adjunto – Monitoramento e Metodologias
Otávio Henrique Galeazzi Franco	Coordenador – Monitoramento e Metodologias
Geovane Anselmo Silveira Caputo	Suporte – SAMP e Análise de Mercado
Diego Luís Brancher	Coordenador Adjunto – Estrutura Tarifária e Mercado
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador – Estrutura Tarifária e Mercado
Andrey Vinícius Altoé	Técnico – CVA
Vinícius Menezes Rodovalho	Técnico – Descontratações (REN 711/2016)
André Valter Feil	Coordenador Adjunto – Encargos e Comercialização
Felipe Augusto Cardoso Moraes	Coordenador – Encargos e Comercialização
Leonardo de Paiva Rodrigues	Técnico – Rede Básica e Conexão
André Lucio Neves	Coordenador Adjunto – Gestão da Geração e Transmissão
Denis Perez Januzzi	Coordenador – Gestão da Geração e Transmissão

RELAÇÃO DOS ANEXOS DESTA NOTA TÉCNICA

ANEXO I – Metodologia de Reajuste Tarifário Anual para Concessionárias de Distribuição

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

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 002852AF0062EBAF

Fls. 17 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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)⁶, 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	24/02/2017
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.3	27/05/2019
Módulo 5 – Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1	28/06/2018
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0	28/12/2018
5.5	Taxa de fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1	31/05/2016
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e eficiência Energética – EE	1.1	23/10/2018
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses dos custos de Compra de Energia	1.0	28/03/2016
6.2	Itaipu	1.0	01/06/2017
6.3	Encargos de conexão A1	1.0	18/04/2012

⁶ 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 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

6.7	Centrais de Geração Angra 1 e 2	3.0	26/12/2018
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.9	01/06/2020
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	23/03/2015

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.

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;

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 002852AF0062EBAF

Fls. 19 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

IVI: número 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

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

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.

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

Fls. 20 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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;
- 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.

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

Fls. 21 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

- 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;

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

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

Fls. 22 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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.

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

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

Fls. 23 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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.

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. 24 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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;
- *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;

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

Fls. 25 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

- *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.

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

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

Fls. 26 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica⁷.

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.

37. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁸ 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

⁷ 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.

⁸ 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. 27 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

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

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.

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:

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

Fls. 28 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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

Onde,

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

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

44. O Fator X⁹, 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

⁹ Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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



Fls. 29 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹⁰.

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 na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

¹⁰ 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. 30 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual são atualizados pela Selic¹¹.
- 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 PRORET¹², 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.

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.

¹¹ 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.

¹² 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 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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^{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.

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 2.083/2016¹³, de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de

¹³ 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. 32 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 002852AF0062EBAF

Fls. 33 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Anexo 1 – 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 PRORET¹⁴. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVApoc (R\$)
CDE	1.880.793,47	0,00	1.880.793,47	1.975.203,35	2.055.204,80
CDE Energia	-0,00	0,00	-0,00	0,00	0,00
Rede Básica	5.028.449,01	-83.185,10	4.945.263,91	5.117.682,66	5.324.963,62
Compra de Energia	144.569,94	34.655.478,69	34.800.048,62	35.677.603,90	37.122.650,13
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	1.658.304,46	0,00	1.658.304,46	1.702.222,13	1.771.167,06
ESS	18.097.855,47	-117.506,15	17.980.349,32	18.423.714,63	19.169.928,39
CVA Total	26.809.972,35	34.454.787,43	61.264.759,78	62.896.426,67	65.443.914,00

* 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 7,65%. 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 11,05% 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. 34 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

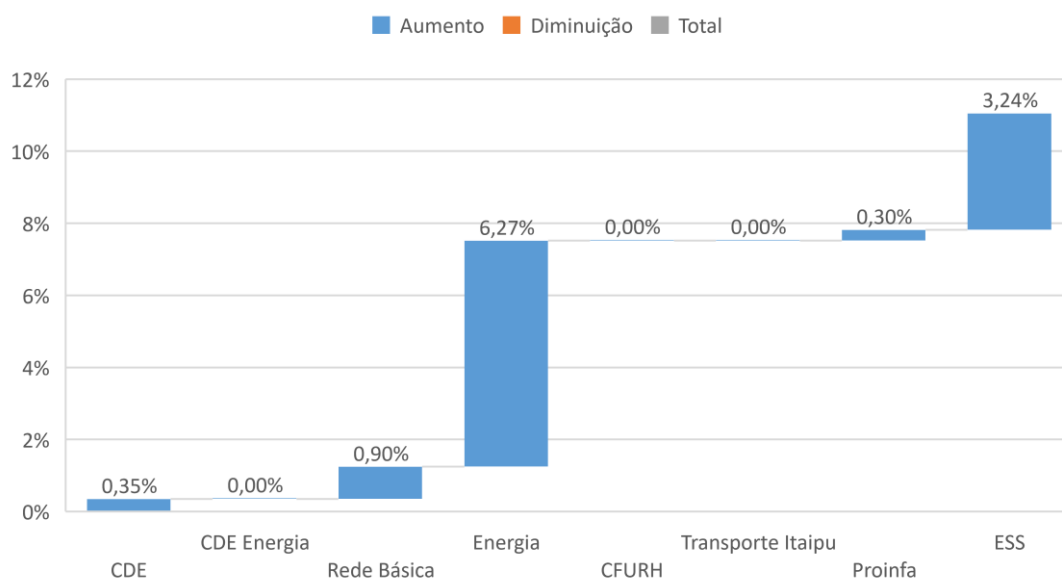


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 5,06% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da CVA em questão.

ESS/EER

6. Na apuração do saldo da CVA ESS/EER são considerados os acrônimos TAJ_AR (Alívio Retroativo), RES_EXCD_ER (Excedente da CONER), e VL_E_DESC (Custos decorrentes da operação de usinas termelétricas despachadas por ordem de mérito, que se enquadram na situação 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.

Fls. 35 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
out-20	1.039.446,62	709.853,58	-	-	8.192,22
nov-20	1.940.574,58	-	-	-	38.096,15
dez-20	3.382.446,42	-	-	-	18.597,78
jan-21	3.254.958,90	-	-	-	8.517,84
fev-21	1.903.319,34	78.944,16	-	-	18.189,37
mar-21	1.763.523,05	737.676,79	-	-302.674,08	43.353,08
abr-21	1.130.148,23	945.481,26	-	-272.165,46	18.912,63
mai-21	664.814,51	817.537,80	-	-14.414,05	5.707,68
jun-21	3.032.836,23	214.629,20	-	-	83.958,06
jul-21	1.588.572,35	-	-514.836,69	-	240.147,36
ago-21	2.983.737,89	-	-2.182.003,11	-	557.153,02
set-21	6.308.731,04	-	-2.263.535,51	-	163.353,35
	-	-	-	-	-
Total	28.993.109,16	3.504.122,79	-4.960.375,31	-589.253,59	1.204.178,54

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

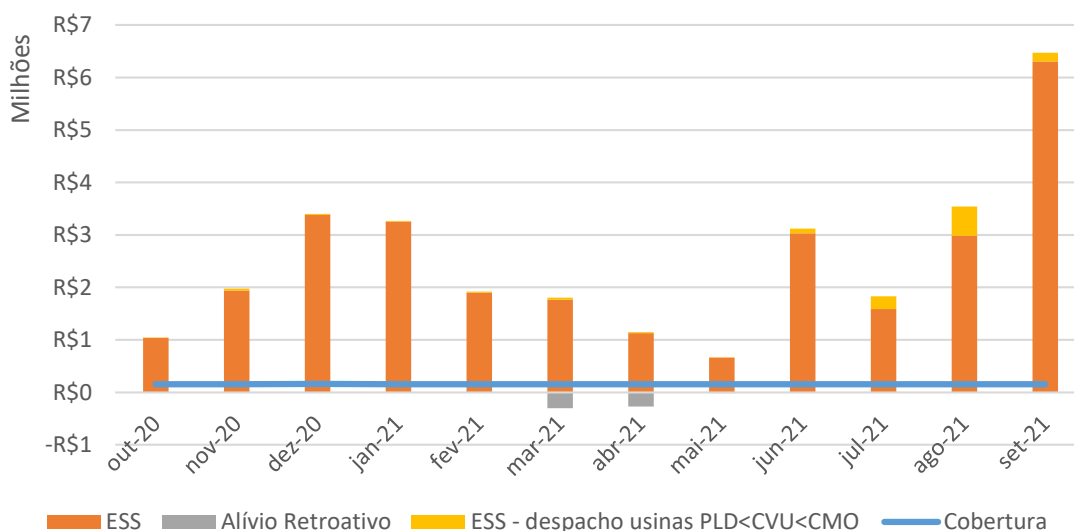


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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

Fls. 36 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

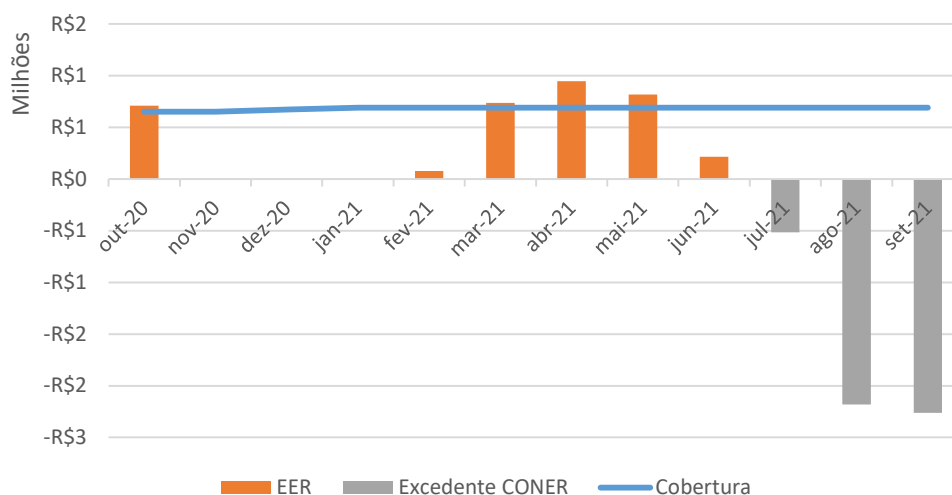


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	29.608.034,11	1.862.210,58	27.745.823,53
EER	(1.456.252,52)	8.191.715,55	(9.647.968,07)

8. Ressalta-se que a apuração da receita de ESS considerou os efeitos do Despacho ANEEL nº 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos.

Compra de Energia

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

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

Fls. 37 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.128.050	75,3%
CCEAR-D	137.298	9,2%
MCSD	49.908	3,3%
CCEN	35.632	2,4%
PROINFA	25.369	1,7%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	238.528	15,9%
CCGF	284.503	19,0%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(156.850)	(10,5%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	(243.734)	(16,3%)
Total	1.498.704	100,0%

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

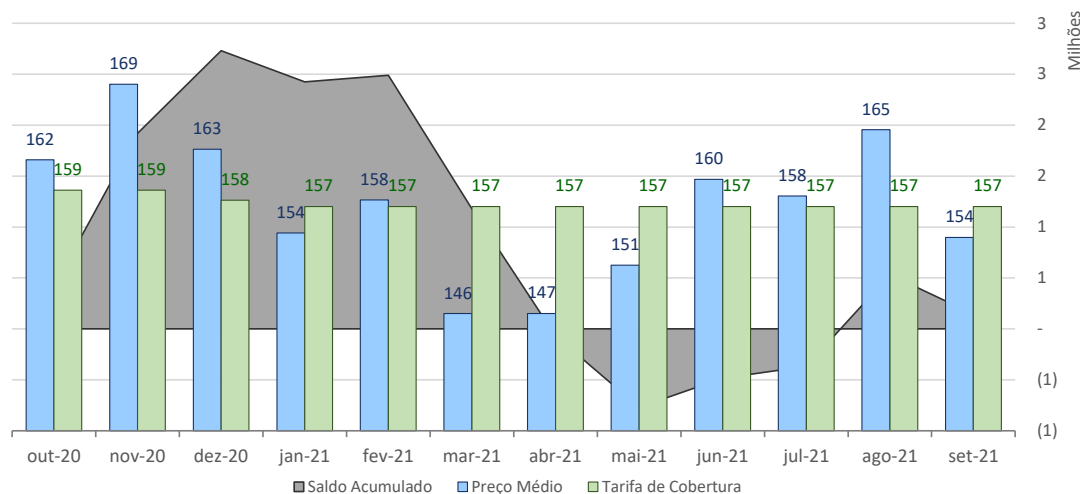


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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

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

Fls. 38 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Item	R\$
Glosa de Perdas	-
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 105.978,54
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	846,72
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	4.267.600,15
Efeito Disponibilidade - CCEN	1.705.773,45
Exposição entre Submercados	6.356.575,78
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	23.809.531,37
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	31.313.082,04
Demais Itens	- 2.937.241,35
Recontabilização - Acrônimos CCEE	428.013,22
MAC - Energia	- 1.584.030,17
Recontabilização dos MAC - Energia	- 3,43
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 28.598.690,56
Ressarcimentos	-
Total	34.655.478,69

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 33.266,99
Efeito do CCGF	441.214,38
Efeito do CCEN	939,20
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	37.352,62
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 18.225,99
Total	428.013,22

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

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

Fls. 39 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

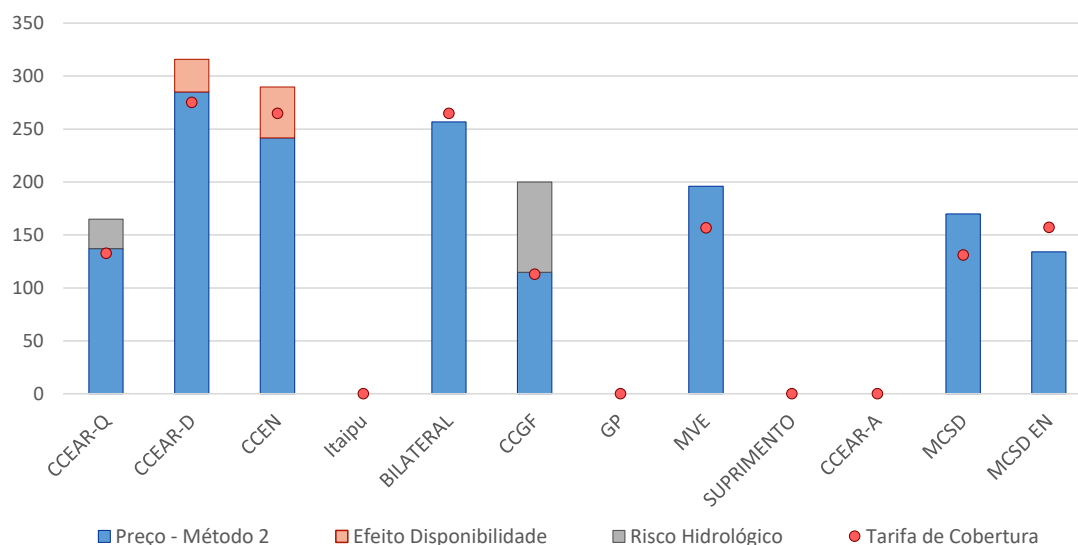


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 6,27% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir a seguir.

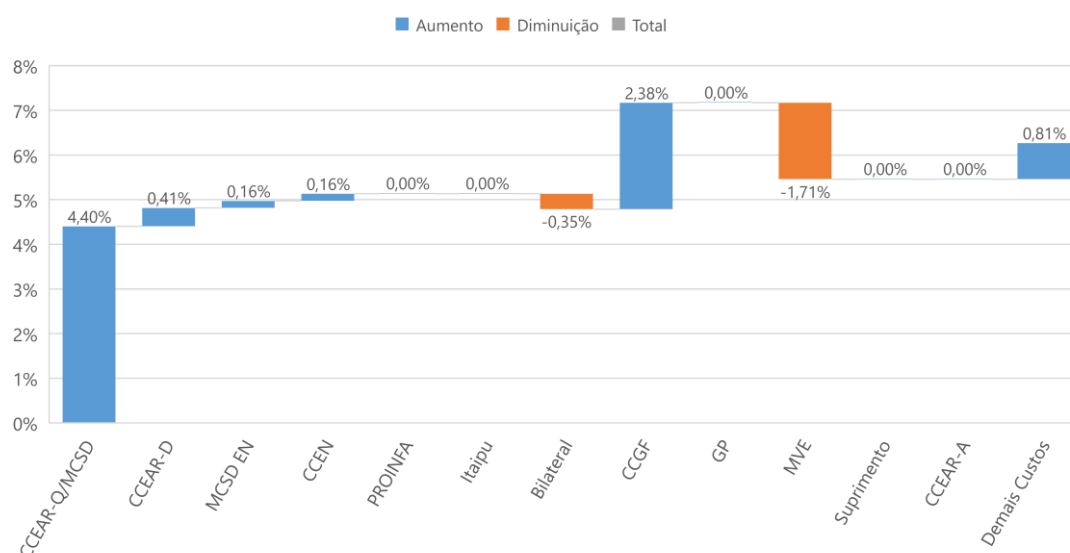


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 002852AF0062EBAF

Fls. 40 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,69%
CCEAR-Q/MCSD	1,26%
MCSD EN	0,16%
CCEN	-0,15%
Itaipu	0,00%
Bilateral	-0,35%
CCGF	0,09%
GP	0,00%
MVE	-1,71%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	6,96%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,31%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	5,84%
Demais Custos	0,81%
Total	6,27%

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

15. Observa-se que o Risco Hidrológico, particularmente as condições das “Usinas repactuadas”, para os contratos de CCEAR-Q não foram favoráveis aos consumidores da ENERGISA ACRE. Isso ocorre, basicamente, pela pouca geração destes contratos quando comparada as energias contratadas, o que acaba gerando um financeiro de Risco Hidrológico “positivo” a ser custeado pelo consumidor.

Glosa de Energia

16. 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. 41 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
out-20	96.299	121.078	125.797	0	166,32	158,62	0
nov-20	95.961	118.313	122.924	0	174,02	158,62	0
dez-20	96.335	111.043	115.372	0	167,48	157,64	0
jan-21	89.912	108.194	112.412	0	158,83	157,02	0
fev-21	83.244	95.229	98.941	0	162,23	157,02	0
mar-21	80.583	106.198	110.337	0	151,78	157,02	0
abr-21	82.853	106.024	110.157	0	153,11	157,02	0
mai-21	78.615	106.099	110.234	0	157,77	157,02	0
jun-21	85.671	96.924	100.702	0	164,63	157,02	0
jul-21	76.702	100.402	104.316	0	159,53	157,02	0
ago-21	87.069	115.882	120.399	0	168,30	157,02	0
set-21	99.275	120.315	125.004	0	161,00	157,02	0
out-21	-	-	-	-	-	-	-
Total	1.052.518	1.305.701	1.356.594	0	162,28	157,36	0,00
% perda s. mercado venda		24,05%	28,89%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/10/2020 e 01/09/2021, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -30.728.699,33 a preços de dezembro/2021.
- Para o ano civil de 2020: Sobrecontratação de energia de 382.391 MWh, que representa 28,07% do Mercado Regulatório. Como não foi publicado o Despacho de involuntariedade de 2020, toda a sobrecontratação fica considerada involuntária de forma provisória.
- 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\$ -309.252,98.

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

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

Fls. 42 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

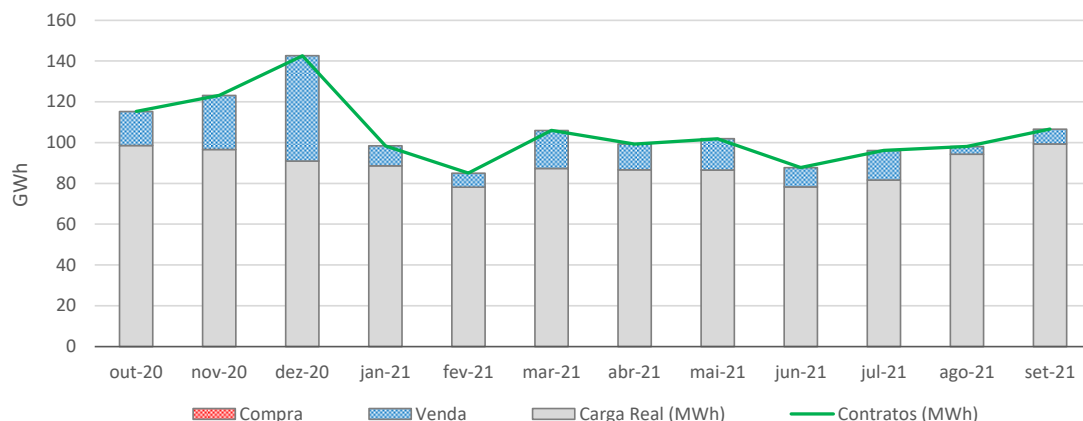


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

19. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo¹⁵ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

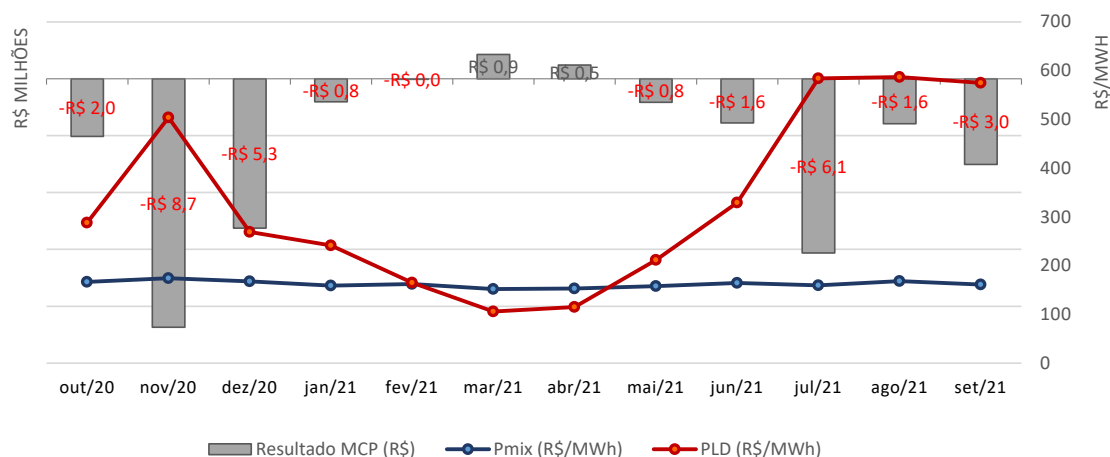


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

20. Por fim, para o monitoramento da adequabilidade das coberturas concedidas para os custos de CCEAR-D e os riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas, deve-se observar

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. 43 Nota Técnica nº 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

as previsões de risco hidrológico consideradas no processo tarifário como componente financeiro. Também devem ser considerados os saldos positivos nas rubricas “Resultado MCP” e “ESS” da Conta Bandeira, pois pela sistemática de apuração dos repasses da conta, resultados positivos desses itens de custos são considerados como cobertura para os custos de CCEAR-D e risco hidrológico. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	5,84%
Risco Hidrológico de CCGF	2,29%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	3,14%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,41%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,55%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,13%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,42%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-0,85%
Resultado MCP	-R\$31.037.952,31
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$6.833.611,90
ESS + CONER	R\$19.169.928,39
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + III)	2,45%
Risco Hidrológico de CCGF	0,86%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,28%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,31%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

21. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 2,45%.

22. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 2,87%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 282/2021-SGT/ANEEL, de 02 de dezembro de 2021.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	-0,69%
CCEAR-Q/MCSD	1,26%
MCSD EN	0,16%
CCEN	-0,15%
Itaipu	0,00%
Bilateral	-0,35%
CCGF	0,09%
GP	0,00%
MVE	-1,71%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	3,57%
Efeito Disponibilidade CCEN	0,31%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,45%
Demais Custos	0,81%
Total	2,87%

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

23. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

DAVI ANTUNES LIMA, ANDREY VINICIUS ALTOE, FRANCISCO DE MATTOS FAE, LUIS CARLOS CARRAZZA

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 002852AF0062EBAF

