Nota Técnica n° 72/2021-SGT/ANEEL

Em 20 de abril de 2021.

Processo: 48500.005024/2020-01

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EMT - Energisa Mato Grosso - Distribuidora de Energia S/A 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, a vigorar a partir de 22 de abril 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 003/1997 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. A EMT, sediada na cidade de Cuiabá/MT, atende aproximadamente 1,5 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R$ 5 bilhões.

Tabela 1. Unidades Consumidoras e Consumo Mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	1.187.708	286.080	35,5%
Industrial	18.557	203.275	25,2%
Comercial	97.609	133.872	16,6%
Rural	201.084	106.696	13,2%
Iluminação Pública	820	35.533	4,4%
Poder Público	12.313	25.650	3,2%
Serviço Público	1.437	13.837	1,7%
Demais classes	316	1.144	0,1%
Total	**1.519.844**	**806.087**	**100%**

* Fonte: SAMP – competência março/2021.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

3. Em 07 de abril de 2020, foi aprovado o reajuste tarifário anual da EMT, no qual as tarifas foram, em média, reajustadas em 2,47%. No entanto, como parte de ações para atenuação dos efeitos da pandemia de Covid-19, aquelas tarifas tiveram sua vigência iniciada apenas a partir de 1º de julho de 2020, conforme previsto no artigo 12 da Resolução Homologatória – REH nº 2.672/2020.

4. Em 23 de junho de 2020, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou a Resolução Normativa nº 885/2020, que regulamentou o Decreto nº 10.350/2020, o qual criou a conta destinada ao setor elétrico para enfrentamento do estado de calamidade pública (CONTA-COVID) reconhecido pelo Decreto Legislativo nº 6, de 20 de março de 2020; regulamentou a Medida Provisória nº 950, de 8 de abril de 2020; e dispôs sobre outras providências.

5. Em 14 de setembro de 2020, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM[1].

6. Em 10 de março de 2021, a SGT realizou reunião com os representantes da EMT, 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.

7. O Memorando nº 37/2021-SRM/ANEEL[2], de 11 de março de 2021, informou os respectivos montantes e preços de repasse dos contratos bilaterais de compra e venda de energia que a concessionária possui, inclusive os de geração distribuída decorrentes de desverticalização.

8. Em 16 de março de 2021, a SFF emitiu o Memorando nº 59/2021-SFF/ANEEL[3] com a validação dos itens da parcela A da EMT.

9. Na 9ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 23 de março de 2021, foi apreciado pela Diretoria da Aneel e negado provimento ao pedido de reconsideração interposto pela EMT contra a REH 2.672/2020, que homologou o Reajuste Tarifário Anual de 2020 da distribuidora.

10. Por intermédio do Ofício Circular nº 08/2021-SGT/SRD/SFF/ANEEL[4], de 31 de março de 2021, foi solicitado à EMT informações acerca das receitas previstas no § 3º do Art. 70-A, no § 7º do Art. 88 da REN 414/2010 (Alterada pela REN 714/2016) e § 2º do Art. 9º da REN 376/2009, a serem destinadas à modicidade tarifária.

11. Em 31 de março de 2021, foi exarado o Decreto Federal nº 10.665, alterando o Decreto nº 4.550/2002, que regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela Eletrobras Termonuclear S/A – ELETRONUCLEAR e por Itaipu Binacional, a fim de autorizar, mediante requerimento das distribuidoras de energia elétrica interessadas, o diferimento de pagamentos destinados à Eletrobrás, provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu, no

[1] Memorando nº 199/2020-SGT/ANEEL (SIC 48581.001523/2020-00).
[2] Documento SIC nº 48580.000133/2021-00.
[3] Documento SIC nº 48536.001055/2021-00.
[4] Documento SIC nº 48581.000515/2021-00.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

limite do saldo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu e dos respectivos excedentes financeiros extraordinários realizados e projetados para o período do diferimento.

12. Na 11ª Reunião Pública Ordinária, realizada em 06 de abril de 2021, a Diretoria colegiada da Aneel decidiu prorrogar a vigência das tarifas da EMT, definidas pela Resolução Homologatória nº 2.672, de 7 de abril de 2020[5].

13. Pelo Ofício Circular nº 09/2021-SGT/SFF/ANEEL[6], de 06 de abril de 2021, foi solicitado à distribuidora os valores faturados de Ultrapassagem de Demanda – UD e Excedente de Reativos – ER visando a antecipação de sua reversão para as tarifas no presente reajuste tarifário.

14. Por intermédio da Carta nº 004/2021[7], de 15 de abril de 2021, a EMT solicitou o diferimento correspondente ao saldo da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu, a utilização dos recursos de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos – UDER, faturados desde a última revisão tarifária da concessionária e a Reversão de créditos para modicidade tarifária, como também um adicional de diferimento de Parcela B.

15. Em 15 de abril de 2021, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores as planilhas de cálculo[8] relativas ao reajuste tarifário anual, conforme dispõe a Resolução Normativa - REN nº 652, de 17 de março de 2015.

16. Em 19 de abril de 2021, via e-mail[9], o Ministérios de Minas e Energia – MME informa a existência de excedentes financeiros da ordem de US$ 100 milhões (previstos para os próximos 8 meses), relativo a sobras orçamentárias da Usina de Itaipu, nos termos do Decreto 10.665, de 31 de março de 2021, a fim de serem utilizados na redução dos pagamentos pelas distribuidoras e revertidos para modicidade tarifária.

17. Por fim, dada a recente manifestação do MME, a EMT encaminhou a Carta 05/2021, de 20 de abril de 2021, solicitando o acréscimo correspondente de diferimento do saldo da Conta Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu e ajustando o valor de diferimento de Parcela B.

18. E segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF [10], a EMT se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei n° 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei n° 10.848, de 15/03/2004.

[5] As tarifas da distribuidora foram prorrogadas pela Resolução Homologatória nº 2.829, de 06/04/2021.
[6] Documento SIC nº 48581.000531/2021-00.
[7] Documento SIC nº 48581.000576/2021-00.
[8] Documento SIC nº 48581.000575/2021-00.
[9] Documento SIC nº 48581.000608/2021-00.
[10] Documento SIC nº 48581.000565/2021-00.

* 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 8D2FA3F2005C87ED

III. DA ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

19. 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.

B. Período de Referência

20. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMT é de abril/2020 a março/2021.

C. Receita Anual

21. No cálculo da Receita Anual (RA_0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, conforme demonstrado na tabela a seguir.

Tabela 2. Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R$)
Fornecimento	7.748.338	4.490.337.934
A2 (88 a 138 kV)	4.847	1.771.717
A3a (30 kV a 44 kV)	751.866	371.563.445
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.167.193	594.132.037
BT (menor que 2,3 kV)	5.824.432	3.522.870.734
Demais Livres	1.908.328	364.247.463
Distribuição	4.832	14.978.364
Geração	-	137.136.202
Total	**9.661.498**	**5.006.699.963**

E. PARCELA A

1. Encargos Setoriais (ES)

22. 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 abaixo:

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

Tabela 3. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R$)	DRP (R$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.463.374	9.798.761	Submódulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	484.761.827	657.513.913	NT 238/2020-SGT e Previsão SGT
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	78.757.338	76.142.828	DSP 3.690/2020
PROINFA	66.356.094	84.244.560	REH 2.815/2020
P&D e Eficiência Energética	45.337.603	48.067.586	REN 316/2008
Contribuição ONS	152.054	186.491	Contribuição 2020
Total de Encargos Tarifários	**682.828.290**	**875.954.140**	

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

23. 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.

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

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

Componente	DRA (R$)	DRP (R$)
Rede Básica	125.607.145	189.493.926
Rede Básica Fronteira	69.681.943	100.009.908
Rede Básica ONS (A2)	3.834.940	4.095.558
Rede Básica Export. (A2)	53.661.214	58.016.302
MUST Itaipu	22.100.353	30.752.015
Transporte de Itaipu	33.696.142	41.504.834
Conexão	12.488.449	15.009.960
Uso do sistema de distribuição	837.055	1.158.645
Total dos Custos de Transporte	**321.907.241**	**440.041.148**

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

25. 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. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EMT, ressaltando-se que os

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

percentuais de perdas técnicas e não-técnicas utilizados estão conforme os valores determinados na Revisão Tarifária Periódica de 2018, homologada por meio da REH nº 2.379/2018.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	6,90%	6,81%	REH 2.379/2018
Técnica (s/ merc. injetado)	10,04%	10,04%	REH 2.379/2018
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,40%	1,28%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	5.824.432	5.824.432	SAMP

26. A Tabela a seguir demonstra os requisitos de energia elétrica da EMT 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	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	**7.748.338**	**7.748.338**
Fornecimento	7.748.338	7.748.338
Consumidores Livres	1.913.160	1.913.160
Perdas Totais	**1.655.356**	**1.656.383**
Perdas Rede Básica	129.959	119.088
Perdas na Distribuição	1.525.397	1.537.294
Perda Não Técnica	401.785	396.736
Perda Técnica	1.123.612	1.140.558
Energia Requerida	**9.403.695**	**9.404.721**

b. Valoração da Compra de Energia

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

28. 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 abaixo.

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 037/2021-SRM/ANEEL
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 2.812/2020
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 2.746/2020
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.815/2020
CCEARs	Montante	CCEE

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

29. A Tabela a seguir 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	Contratado (MWh)	Considerado (MWh)	Tarifa (R$/MWh)	Despesa (R$)
Bilateral	3.153.929	2.780.744	323,37	899.219.135
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	**3.429.566**	**3.023.767**	**267,04**	**807.474.625**
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.578.861	2.273.720	287,22	653.067.235
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	847.218	746.972	206,13	153.976.014
Madeira e Belo Monte	3.487	3.074	140,31	431.376
Energia Base	**4.057.877**	**3.600.210**	**206,87**	**744.778.460**
Geração Própria	4.689	4.134	253,50	1.048.015
Cota Angra I/Angra II	276.460	243.748	249,64	60.849.329
Cotas Lei nº 12783/2013	2.119.873	1.869.042	114,73	214.428.376
Itaipu (tirando as perdas)	1.466.906	1.293.336	362,20	468.452.740
PROINFA	189.950	189.950	-	-
Total	**7.487.444**	**9.404.721**	**260,66**	**2.451.472.220**

F. PARCELA B

30. Basicamente, 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, IGP-M, conforme estabelecido no Contrato de Concessão, e pelo Fator X. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

Tabela 9. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R$)	1.817.404.149	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	31,10%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	-0,08%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	1,48%	REH 2.379/2020
(3.2) Componente T do Fator X	-1,23%	REH 2.379/2020
(3.3) Componente Q do Fator X	-0,33%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R$) = [(1)*((2)-(3))]	**2.384.063.093**	

G. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

Tabela 10. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R$)	Participação
CVA em processamento - Energia	277.152.644	5,40%
CVA em processamento -Transporte	102.930.646	2,01%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	18.183.561	0,35%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	3.787.845	0,07%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(9.844.738)	-0,19%
Sobrecontratação/exposição de energia	38.162.062	0,74%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	305.603	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	127.713.635	2,49%
Ajuste CUSD	151.993	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(366.972)	-0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	(4.348)	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico	(122.018.751)	-2,38%
Prorrogação das tarifas (abril/2020 a jun/2020)	21.602.592	0,42%
Reversão Conta-Covid	(382.300.124)	-7,45%
Financeiro de Reperfilamento de custos de RBSE - ciclo 2021/2022	(43.720.230)	-0,85%
Financeiro de saldo de Itaipu - Efeito Decreto 10.665/2021	(347.001.647)	-6,76%
Diferimento de Parcela B	(200.000.000)	-3,90%
Financeiro extraordinário de reversão de receitas de UDER	(146.006.416)	-2,85%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(2.796.413,91)	-0,05%
Total	**(664.069.060)**	**-12,95%**

H. ANÁLISE DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

1. Resultados

32. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EMT conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 8,90%. 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.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

Tabela 11. Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

	DRA (R$)	DRP (R$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	**3.189.295.814**	**3.767.467.507**	**18,13%**	**11,55%**	**61,24%**
Encargos Setoriais	**682.828.290**	**875.954.140**	**28,28%**	**3,86%**	**14,24%**
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	7.463.374	9.798.761	31,29%	0,05%	0,16%
Conta de Desenv. Energético – CDE (USO)	484.761.827	508.218.003	4,84%	0,47%	8,26%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TUSD)	0	82.961.892	100,00%	1,66%	1,35%
Conta de Desenv. Energético – CDE Conta-Covid (TE)	0	66.334.017	100,00%	1,32%	1,08%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	78.757.338	76.142.828	-3,32%	-0,05%	1,24%
PROINFA	66.356.094	84.244.560	26,96%	0,36%	1,37%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	45.337.603	48.067.586	6,02%	0,05%	0,78%
ONS	152.054	186.491	22,65%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	**321.907.241**	**440.041.148**	**36,70%**	**2,36%**	**7,15%**
Rede Básica	125.607.145	189.493.926	50,86%	1,28%	3,08%
Rede Básica Fronteira	69.681.943	100.009.908	43,52%	0,61%	1,63%
Rede Básica ONS (A2)	3.834.940	4.095.558	6,80%	0,01%	0,07%
Rede Básica Export. (A2)	53.661.214	58.016.302	8,12%	0,09%	0,94%
MUST Itaipu	22.100.353	30.752.015	39,15%	0,17%	0,50%
Transporte de Itaipu	33.696.142	41.504.834	23,17%	0,16%	0,67%
Conexão	12.488.449	15.009.960	20,19%	0,05%	0,24%
Uso do sistema de distribuição e CCD	837.055	1.158.645	38,42%	0,01%	0,02%
Custos de Aquisição de Energia	**2.184.560.283**	**2.451.472.220**	**12,22%**	**5,33%**	**39,85%**
PARCELA B	**1.817.404.149**	**2.384.063.093**	**31,18%**	**11,32%**	**38,76%**
IRT	**5.006.699.963**	**6.151.530.600**		**22,87%**	**100%**

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual	**(664.069.060)**	**-12,95%**
CVA em processamento - Energia	277.152.644	5,40%
CVA em processamento -Transporte	102.930.646	2,01%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	18.183.561	0,35%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	3.787.845	0,07%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	(9.844.738)	-0,19%
Sobrecontratação/exposição de energia	38.162.062	0,74%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	305.603	0,01%
Previsão de Risco Hidrológico	127.713.635	2,49%
Ajuste CUSD	151.993	0,00%
Repasse de compensação DIC/FIC	(366.972)	-0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	(4.348)	0,00%
Reversão do Risco Hidrológico	(122.018.751)	-2,38%
Prorrogação das tarifas (abril/2020 a jun/2020)	21.602.592	0,42%
Reversão Conta-Covid	(382.300.124)	-7,45%
Financeiro de Reperfilamento de custos de RBSE - ciclo 2021/2022	(43.720.230)	-0,85%
Financeiro de saldo de Itaipu - Efeito Decreto 10.665/2021	(347.001.647)	-6,76%
Diferimento de Parcela B	(200.000.000)	-3,90%
Financeiro extraordinário de reversão de receitas de UDER	(146.006.416)	-2,85%
Reversão de Créditos de Rescisão Contratual e Migração de Consumidores (REN 376 e 414)	(2.796.414)	-0,05%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		**-1,02%**
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		**8,90%**

34. Do efeito médio deste processo tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu com 11,55%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por 11,32%, conforme mostrado na tabela acima.

35. 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 abaixo:

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

Tabela 12. Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	10,36%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	8,34%
Efeito Médio AT+BT	**8,90%**

36. A diferença de efeitos entres os grupos de consumo se deve à variação dos itens de custos que compõem a tarifa, em especial: (i) o aumento dos custos de transmissão e distribuição, que tem impacto mais significativos nos consumidores de alta tensão; e (ii) o aumento do encargo CDE USO[11], em relação ao processo tarifário passado, este custo é recuperado por meio da tarifa de uso cobrada em R$/MWh, sendo que tal tarifa tem participação percentual mais elevada nos consumidores livres conectados em alta tensão.

2. Análise Parcela A

37. O total dos **Encargos Setoriais** variaram em 28,28% em relação ao processo tarifário anterior, correspondendo a um efeito médio de 3,86%. Destaca-se que está sendo considerado, neste processo tarifário, um valor provisório de orçamento da CDE – USO para a distribuidora, decorrente do cálculo preliminar das cotas anuais da CDE para o ano de 2021, objeto da CP 072/2020, o que contribuiu para um efeito médio de 0,47%.

38. Além disso, a partir dos processos tarifários de 2021, está ocorrendo a inclusão de um novo componente do Encargo CDE, aqui denominado CDE - CONTA COVID, relacionado ao pagamento do empréstimo da Conta-Covid, conforme disposto no Decreto nº 10.350/2020, destinado a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras em 2020. Com isso, os efeitos neste processo, decorrentes da parcela de CDE Conta Covid alocada na TE e na TUSD, são, respectivamente, de 1,32% e 1,66%.

39. Os **Custos de Transporte** tiveram uma variação de 36,70%, correspondendo a um efeito de 2,36%. Sobre esse item, destaca-se as novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) e Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para o ciclo 2020-2021, aprovadas por meio das Resoluções homologatórias nºs 2.725 e 2.726/2020, respectivamente.

40. A expressiva variação dos custos de Rede Básica e Conexão decorre: (i) das cassações das liminares associadas às ações movidas contra a Portaria MME nº 120, de 2016; (ii) do processamento de revisões da RAP de parcela significativa de transmissoras, até então represadas devido à ausência de definição de metodologia empregada; e (iii) do aumento de custos referentes a novas instalações de transmissão.

41. Os **Custos de Compra de Energia** tiveram uma variação de 12,22%, representando um efeito médio de 5,33% nas tarifas. Contribuiu especialmente para esse efeito o aumento do custo da energia proveniente de Itaipu (impacto de 1,42%), o qual é indexado ao dólar, cuja cotação de cobertura passou de R$ 4,75, no processo de 2020, para R$ 5,59; como também os custos

[11] De que trata o art. 13 da Lei nº 10.438/2002.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

decorrentes dos contratos bilaterais (impacto de 3,04%), os quais são atualizados, em sua grande maioria, pelo IGP-M.

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

Tabela 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
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	2.544.881	2.578.861	1,3%	264,37	287,22	8,6%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	844.873	847.218	0,3%	195,33	206,13	5,5%
Madeira e Belo Monte	3.487	3.487	0,0%	133,94	140,31	4,8%
Cota Angra I e Angra II	262.612	276.460	5,3%	269,75	249,64	-7,5%
Cotas Lei nº 12.783/2013	1.908.270	2.119.873	11,1%	108,04	114,73	6,2%
Itaipu	1.429.087	1.466.906	2,6%	309,25	362,20	17,1%
Bilateral	3.405.020	3.153.929	-7,4%	266,02	323,37	21,6%
Geração Própria	4.689	4.689	0,0%	306,55	253,50	-17,3%
Proinfa	181.196	189.950	4,8%	-	-	-
Sobra (-) / Exposição (+)	(1.180.420)	(1.236.652)	4,8%	237,14	266,04	12,2%
TOTAL	**9.403.695**	**9.404.721**	**0,0%**	**232,31**	**260,66**	**12,2%**

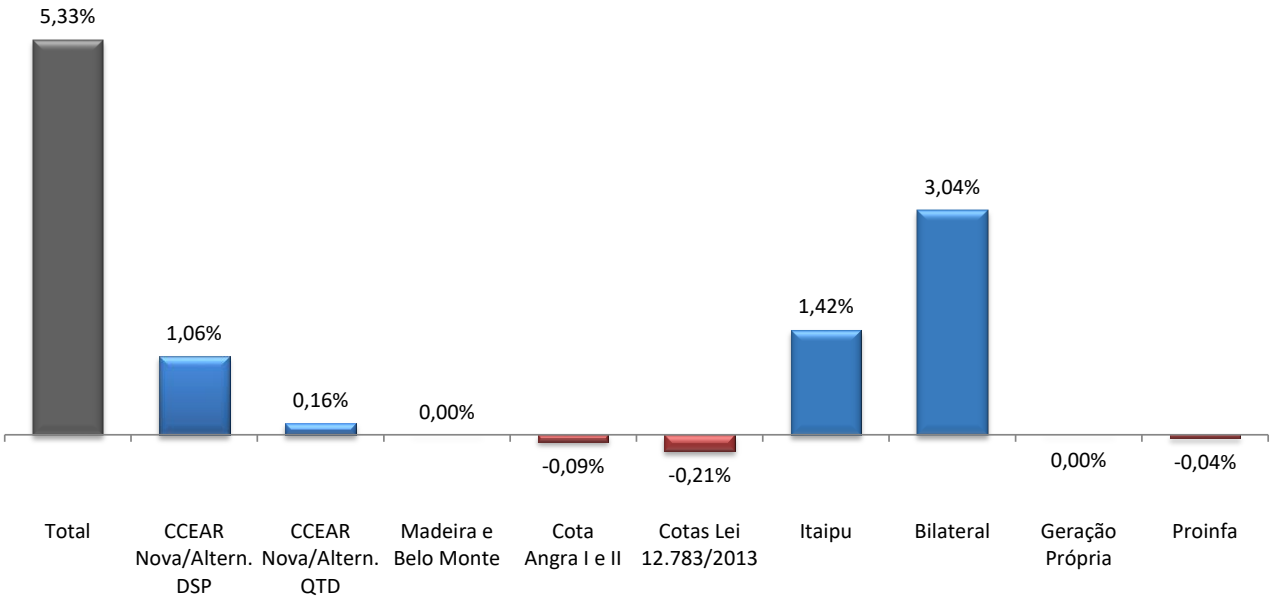


Gráfico 1. Comparação da variação do custo de energia

3. Análise Parcela B

43. A atualização da Parcela B representou 11,32% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M, de 31,10% no período de referência, descontada do

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

Fator X de -0,08%.

4. Análise dos Componentes Financeiros

44. Em relação aos financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de -12,95% no atual reajuste tarifário.

45. Destaca-se a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 5,40%, especialmente impactada pela diferença dos custos entre a cobertura tarifária e os efetivos pagamentos relacionados aos contratos bilaterais e ao risco hidrológico associado aos CCEAR por quantidade e à Itaipu Binacional.

46. Outro item que impactou o reajuste com valor positivo foi a CVA em Processamento – Transporte, com efeito de 2,01%, decorrente da diferença entre as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) considerados para cobertura no processo tarifário de 2020 e as TUST efetivamente pagas a partir de julho/2020, estabelecidas na Resolução Homologatória nº 2.726, de julho de 2020.

47. Destaca-se também o resultado da liquidação do excedente/déficit de energia contratada pela concessionária no mercado de curto prazo (Sobrecontratação/Exposição de energia), que impactou o reajuste em 0,74%, conforme indicado na Tabela 11. O resultado em questão, cerca de R$ 38,2 milhões, contempla principalmente: (i) as liquidações de energia no curto prazo entre janeiro/2020 e janeiro/2021, de aproximadamente 41,2 milhões; e (ii) a reversão, em favor dos consumidores, do efeito financeiro decorrente dos montantes de sobrecontratação/exposição reconhecidos provisoriamente como involuntários, referente ao ano civil de 2020, no valor aproximado de -R$ 3 milhões.

48. Dentre os componentes financeiros apurados, relacionados aos itens de custo cobertos pela receita das Bandeiras Tarifárias, podem ser visualizados na tabela abaixo, com a respectiva receita de Bandeiras obtida no período e a Previsão do Risco Hidrológico concedida no processo anterior.

Tabela 14. Componentes Financeiros Relacionados às Bandeiras Tarifárias

Descrição	Valor (mil R$)	Impacto
CVA Energia - Efeito CCEAR-D	(114.272,84)	-2,24%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas repactuadas	89.162,91	1,75%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas cotistas	56.101,50	1,10%
CVA Energia - Risco Hidrológico da UHE Itaipu	50.112,66	0,98%
CVA ESS/EER (sem bandeiras)	(4.108,34)	-0,08%
Resultado do Mercado de Curto Prazo* (sem bandeiras)	128.418,74	2,52%
Custo total - Itens observados nas Bandeiras Tarifárias	205.414,62	4,04%
Receita das Bandeiras Tarifárias (Energia, ESS e MCP)	(73.000,54)	-1,43%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	(121.473,12)	-2,39%
Custo não coberto antecipadamente	10.940,96	0,21%

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

49. Pela tabela, pode-se observar que a distribuidora teria de suportar o custo de R$ 205,4 milhões, caso não tivessem sido adotadas: a) as bandeiras tarifárias (receita de R$ 73 milhões) e b) a incorporação na tarifa, no processo do ano anterior, da previsão dos riscos hidrológicos das usinas cotistas, repactuadas e Itaipu, conforme metodologia descrita no Submódulo 4.4/4.4A do PRORET (receita de R$ 121,4 milhões). Com a adoção dessas duas medidas, conclui-se que as receitas de bandeiras e de previsão de risco hidrológico concedida no ano anterior foram insuficientes para cobrir esses custos, restando ainda um déficit de cerca de 11 milhões.

50. O Anexo II desta Nota Técnica contém o relatório de apuração do Saldo da CVA em Processamento e dos Resultados do Mercado de Curto Prazo considerados neste processo tarifário.

51. Ressalta-se ainda outro financeiro com efeito positivo neste processo, concernente à Prorrogação das Tarifas do Reajuste Tarifário de 2019. Este financeiro é o resultado da diferença das tarifas aplicadas no período de suspensão, entre abril e junho de 2020, segundo consta do art. 12 da REH 2.672, de 07 de abril de 2020. Desse modo, nesse período em que a distribuidora ficou impedida de aplicar as novas tarifas, converteu no valor R$ 21.602.592,11, representando um efeito de 0,42% no resultado.

5. Mecanismos de Mitigação dos Efeitos Tarifários

52. Dado o cenário de intensa pressão tarifária em 2021, decorrente da conjuntura socioeconômica adversa trazida pela pandemia da COVID, com indicadores inflacionários atingindo patamares elevados, intensa desvalorização do real frente ao dólar, aliadas a condições desfavoráveis para geração hídrica verificadas em 2021 e um cenário de redução de consumo, foram desenvolvidos pela ANEEL e pelo Poder Concedente, em conjunto com as demais entidades setoriais e em diálogo com as empresas e associações, mecanismos para mitigar parte do aumento tarifário que se observaria neste ano, com o intuito de preservar a capacidade de pagamento do consumidor e, por consequência, a sustentabilidade econômico-financeira da cadeia que compõe o setor elétrico. Tais mecanismos foram incorporados a esse processo tarifário e estão detalhados abaixo.

a) Reversão dos Recursos da Conta-Covid

53. Trata-se da reversão dos recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia, denominado Conta-Covid, e transferidos à EMT. Os montantes em questão equivalem à totalidade dos valores recebidos pela EMT da CONTA-COVID, devidamente atualizados pela SELIC, e correspondem aos itens previstos nos §1º e §2º do Art. 5º da REN 885/2020, no valor de R$ 382,3 milhões, contribuindo com uma redução tarifária de -7,45%.

b) Reperfilamento de custos de Rede Básica Sistema Existente – RBSE.

A respeito do denominado componente financeiro, associado às instalações de transmissão existentes em 31 de dezembro de 2000, o Parecer da Procuradoria nº 00347/2020/PFANEEL/PGF/AGU (SIC 48516.002928/2020-00), de 18 de novembro de 2020, concluiu que: “A remuneração ou juros pelo capital não recebido no período de janeiro de 2013 a

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

junho de 2017 – remuneração do custo de capital – deve ser atualizada pela taxa referente ao custo de capital próprio tratada nos arts. 1º, §3º, da Portaria MME 120/2016 e 4º, §3º, da REN 762/2017, até 1º de julho de 2020, data do "efetivo pagamento", sendo incorporada à RAP das transmissoras a partir do processo de 1º de julho de 2020 (ciclo 2020-2021), pelo prazo de oito anos."

Considerando que durante os ciclos de 2017/2018 a 2019/2020 os pagamentos associados não continham a remuneração nos termos da Portaria nº 120, de 2016, em razão de liminar judicial, foi calculado o saldo devedor desse componente, constituído pelo custo de capital remunerado à taxa de custo de capital próprio até a data do efetivo pagamento (01/07/2020), descontado dos valores pagos trazidos a valor presente pela mesma métrica de constituição da dívida. E em razão da pressão tarifária a que o setor elétrico está sendo acometido, decorrente da pandemia de COVID-19, optou-se pela alternativa do "reperfilamento" desses pagamentos no prazo de 8 anos e de forma gradativa, assegurado o valor presente líquido da operação. Nessa alternativa, avaliou-se o comportamento previsto do componente econômico, cuja Base de Remuneração Regulatória – BRR naturalmente incorrerá em baixas e depreciações, de modo a acomodar o custo total relativo a essas instalações. Esse tratamento será deliberado no âmbito dos recursos administrativos interpostos pelas concessionárias de transmissão prorrogadas, nos termos da Lei nº 12.783, de 2013, contra as Resoluções Homologatórias – REH nº 2.706 a nº 2.717, ambas de 30 de junho de 2020, que homologaram o resultado da Revisão Periódica da Receita Anual Permitida – RPR de 2018, conforme processos listados na Tabela abaixo.

Tabela 15 – Contratos de Concessão Prorrogados nos termos da Lei nº 12.783, de 2013.

Concessionária	Contrato de Concessão	Processo de Revisão (SIC)
CEEE-GT	055/2001	48500.000753/2019-29
CELG G&T	063/2001	48500.000752/2019-84
CEMIG-GT	006/1997	48500.000751/2019-30
CHESF	061/2001	48500.000750/2019-95
COPEL-GT	060/2001	48500.000749/2019-61
CTEEP	059/2001	48500.000748/2019-16
ELETRONORTE	058/2001	48500.000747/2019-71
ELETROSUL	057/2001	48500.000746/2019-27
FURNAS	062/2001	48500.000745/2019-82

Dessa forma, a partir desse cálculo associado às estimativas de receitas previstas para o ciclo 2021/2022 e ao mercado previsto nas bases de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, calculou-se as Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão de Rede Básica – TUST-RB e de Fronteira – TUST-FR, bem como os encargos de conexão associados.

Essas tarifas e custos se mostram inferiores aos valores atualmente vigentes, e representarão um alívio tarifário a partir de julho de 2021, quando serão efetivamente aplicadas. Entretanto, tendo em vista o cenário de elevada pressão tarifária em 2021, optou-se, de forma

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

excepcional, por antecipar o benefício dessa redução prevista dos custos de transmissão às distribuidoras com data de aniversário contratual no primeiro semestre.

Dessa forma, foi calculado um componente financeiro negativo, no valor de R$ 43,7 milhões, equivalente ao montante de redução dos custos de transmissão a partir de julho de 2021, em relação ao patamar de custos de transmissão vigentes que, por força do Contrato de Concessão, compõem a cobertura econômica nos processos tarifários de distribuição. Esse componente financeiro contribuiu com uma redução tarifária de 0,85%.

c) Financeiro Extraordinário de Reversão de Receitas de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos – UDER.

Conforme previsto no item 3.4 do Submódulo 2.1 do PRORET, os valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos (UDER), para as empresas que ainda não assinaram o aditivo contratual, devem ser contabilizados e considerados como redutor da Parcela B, a partir da segunda revisão tarifária posterior ao 3CRTP.

No entanto, como parte das soluções desenvolvidas com o intuito de mitigar a pressão tarifária no ano de 2021, excepcionalmente, neste processo de reajuste tarifário, está sendo considerada a antecipação da reversão dos respectivos recursos faturados entre a última revisão tarifária da concessionária e competência mais recente disponível, conforme valores declarados pela distribuidora, em resposta ao Ofício Circular nº 9/2021-SGT/SFF/ANEEL, de 06 de abril de 2021. Dessa forma, foi considerado um componente financeiro negativo, no valor de R$ 146 milhões, contribuindo com uma redução tarifária de 2,85%.

Cumpre destacar que na próxima revisão tarifária da concessionária, momento em que ocorrerá a fiscalização desses valores, será feito o encontro de contas e o acerto entre os valores de UD e ER contabilizados no ciclo tarifário, na forma do Submódulo 2.1 do PRORET, e aqueles revertidos neste reajuste, garantido à concessionária o pagamento de um spread de 2,8% a.a. aplicado ao montante antecipado.

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

Também contribuiu para a mitigação do efeito tarifário os valores, a serem revertidos à modicidade tarifária, associados às RENs nº 414/2010 e nº 376/2009. Trata-se de recursos recebidos pela distribuidora associados: (i) aos encerramentos contratuais antecipados, entre distribuidora e seus consumidores, previstas no §3º Art. 70-A da REN nº414º2010; (ii) aos créditos que não puderam ser devolvidos aos consumidores no faturamento final, previstos no § 6º do Art. 88 da REN nº 414/2010 e (iii) às multas aplicadas a consumidores livres, em função da rescisão, antes da data de fornecimento, do Contratos de Compra de Energia Regulada – CCER, conforme Art. 9 da REN 376/2009.

Pelo Ofício Circular nº 08/2021, a concessionária foi instada a se manifestar a respeito dessas receitas, a qual informou que o volume contabilizado até dezembro/2020 representa R$ 2,8

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

milhões, contribuindo para redução do efeito em 0,05%.

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

e) Diferimento de Saldo de Itaipu - Efeito Decreto 10.665/2021.

Conforme mencionado no início desta Nota Técnica, em 31 de março de 2021, foi emitido o Decreto Federal nº 10.665, que possibilitou, mediante prévio requerimento da distribuidora, o diferimento de pagamentos destinados à Eletrobrás, provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu, no limite do saldo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu e dos respectivos excedentes financeiros extraordinários realizados e projetados para o período do diferimento.

Por intermédio da Carta CTA-DFFO – 0889/2021[12], a Eletrobrás informou que, de acordo com o Fluxo da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, findo em 31/12/2020, o resultado da Conta de Comercialização de Energia Elétrica de Itaipu, após a inadimplência, é de R$ 978.000.890,10.

Posteriormente, o Ministérios de Minas e Energia – MME informou a existência de um adicional de excedentes financeiros da ordem de US$ 100 milhões (previstos para os próximos 8 meses), relativo a sobras orçamentárias da Usina de Itaipu.

Pela Carta nº 004/2021, de 15 de abril de 2021, complementada pela Carta nº 005/2021, de 20 de abril de 2021, a EMT formalizou o interesse em diferir os pagamentos à Eletrobrás provenientes do repasse da potência contratada de Itaipu, nos termos do Artigo 2º do Decreto nº 10.665/2021.

Observando o Saldo da Conta de Comercialização de Itaipu informado pela Eletrobrás e a necessidade de redução tarifária individual das distribuidoras, os recursos alocados para a EMT alcançam a monta de R$ 347.001.646,65, e cuja aplicação, na forma de um componente financeiro negativo, resultou em uma atenuação tarifária de 6,76%.

Para o cálculo, foram observados critérios como: i) maior necessidade de atenuação tarifária, após esgotadas todas as medidas de contenção adotadas, observando-se as projeções para todas as distribuidoras ao longo do ano; e ii) nível máximo de comprometimento da remuneração de capital, contida na Parcela B, para todas as distribuidoras.

Ressalta-se que a SGT está instruindo o processo nº 48500.001671/2021-16, por meio do qual detalhará o cálculo e os critérios de alocação do repasse do saldo da Conta de Comercialização de Itaipu para a modicidade tarifária, bem como o processamento dos diferimentos dos pagamentos à Eletrobrás.

[12] Documento SIC nº 48513.009692/2021-00.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

f) Diferimento de Parcela B.

Adicionalmente, a fim de amenizar um pouco mais o efeito nas tarifas, pela Carta nº 005/2021, a EMT propôs também um diferimento de R$ 200 milhões de parcela B, cujo impacto representa -3,90%. Tal valor será revertido à distribuidora no processo tarifário subsequente, devidamente atualizado pelo IPCA.

6. Informações complementares

54. O gráfico a seguir demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

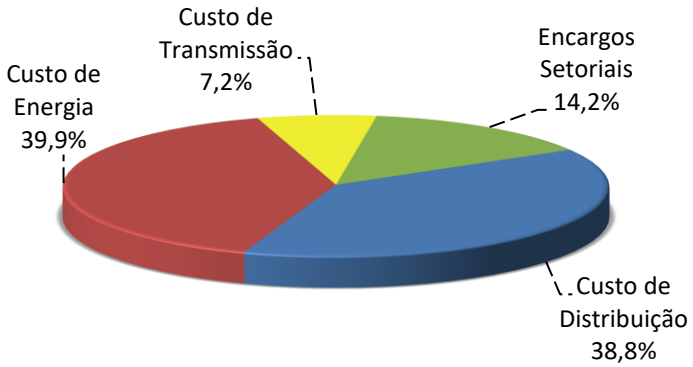


Gráfico 2. Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

55. Já o gráfico abaixo 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 24,3% para o ICMS e 5,4% para o PIS e COFINS (total de 29,7% por dentro), o que equivale a uma majoração de 42,3% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

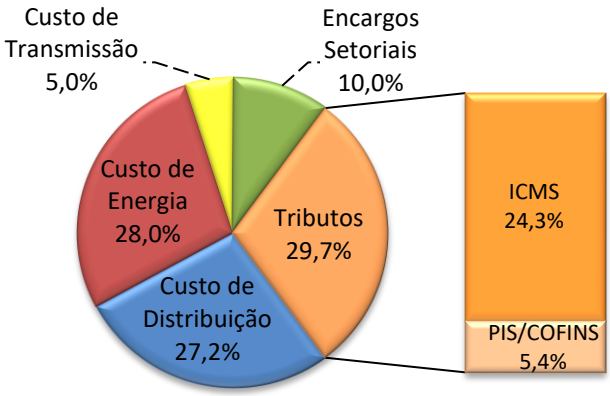


Gráfico 3. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

56. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da EMT no período de 2011 a 2021 (65,67%), comparada com a variação do IGP-M (119,39%) e IPCA (73,27%) no mesmo período.

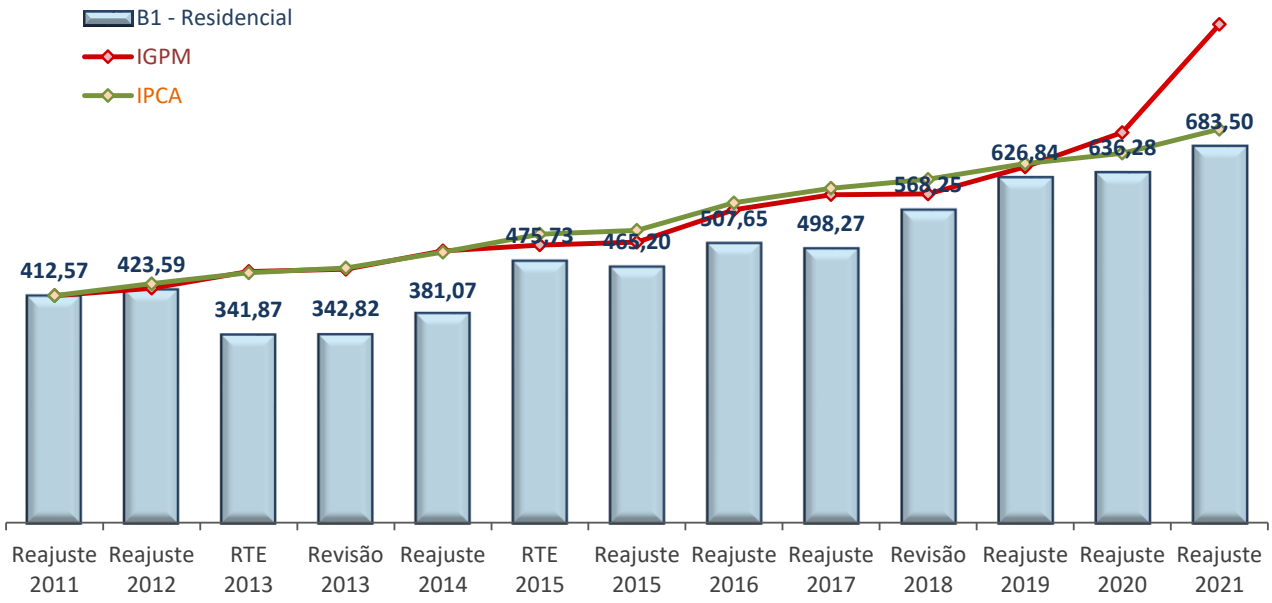


Gráfico 4. Evolução da tarifa residencial B1 (2011-2021)

I. Subvenção CDE - Descontos Tarifários

57. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2021 a março/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 abril/2020 a março/2021.

Tabela 16. Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R$)	Previsão (R$)	Valor Mensal (R$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	871.073,81	8.605.933,07	9.477.006,87
Subsídio Geração Fonte Incentivada	615.142,41	6.544.920,99	7.160.063,40
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(63.578,24)	516.790,31	453.212,07
Subsídio Rural	1.353.657,32	6.475.363,98	7.829.021,31
Subsídio Irrigante/Aquicultor	1.695.704,92	3.431.417,09	5.127.122,01
Total	**4.472.000,22**	**25.574.425,44**	**30.046.425,66**

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

58. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4° do Anexo I do Decreto n° 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3° da Lei n° 9.427, de 26/12/2004, com a

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

redação dada pelo art. 9° da Lei n° 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 003/1997.

V. DA CONCLUSÃO

59. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 003/1997-ANEEL, no que consta do Processo nº 48500.005024/2020-01 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EMT, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 8,90% sendo de 10,36% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 8,34% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da EMT;

iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo; e

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

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

(Assinado digitalmente)
DEVETH LIMA FERREIRA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FABIANO DA COSTA CAMILO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Analista Administrativo

(Assinado digitalmente)
OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

Equipe da SGT que contribuiu na elaboração deste processo tarifário

Nome	Atividade
Deveth Lima Ferreira	Técnico Responsável
Cecília Magalhães Francisco	Consultor Técnico
Marcelo Hlebetz	Consultor Técnico
Aline de Oliveira Moura	Técnico – Suporte TI
Francisco de Mattos Faé	Coordenador Adjunto - Processos Tarifários
Otávio Henrique Galeazzi Franco	Coordenador - Processos Tarifários
Flávia Lis Pederneiras	Técnico Responsável – Estrutura Tarifária
Diego Luís Brancher	Coordenador Adjunto - Estrutura Tarifária e Mercado
Robson Kuhn Yatsu	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado
Marco Aurélio Silva do Santos	Suporte – SAMP e Análise de Mercado
Fabiano Costa Camilo	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
Wendell Cassemiro da Silva	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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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 ainda não assinaram 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)[13], os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.

3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1	Procedimentos Gerais	1.4	28/03/2016
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1	26/01/2018
3.3	Custos de Transmissão	1.0	17/03/2014
3.4	Encargos Setoriais	1.0	17/03/2014
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2	CVA	1.0	28/03/2016
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.5	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 Energia 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 de Compras 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
6.7	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

[13] 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

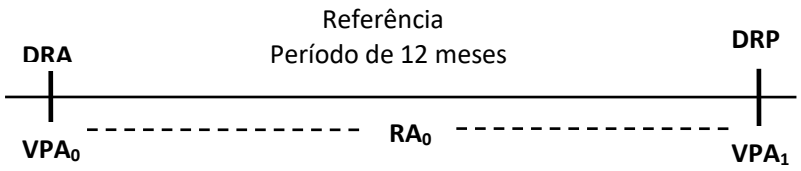
4. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção de seu equilíbrio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

5. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). A Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na "Data de Referência Anterior (DRA)" e o "Mercado de Referência", não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

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

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

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



9. Dessa forma, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

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

onde:

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

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

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

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

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

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

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual inicial (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.
12.

C. Cômputo da Parcela A

13. 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.

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

1. Encargos Setoriais

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

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

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

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

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

ii) quota anual da **CDE – Conta-Covid (TUSD e TE)**, por meio do Decreto nº 10.350, publicado em 18 de maio de 2020, o Governo Federal determinou a criação da Conta COVID, destinada a receber os recursos de operação financeira para alívio do caixa das distribuidoras de energia em meio à pandemia do novo corona vírus. O empréstimo, contratado e administrado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, tem como objetivo

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

garantir a liquidez do setor, mitigando os impactos da redução do consumo e do aumento da inadimplência nesse período. para o consumidor, a iniciativa representa a postergação e o parcelamento de impactos tarifários que serão, serão diluídos em 60 meses por meio da CDE Conta-Covid.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

22. Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

eficiência energética. Importante esclarecer que, segundo orientação do Ofício Circular nº 185/2015-SFF/ANEEL, as receitas adicionais de Bandeira Tarifária foram reconhecidas dentro da receita operacional líquida das Concessionárias e, portanto, passam a sofrer a incidência dos percentuais de P&D e PEE.

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

23. 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.

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

a. Custo de Rede Básica

25. 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.

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

b. Custo de Conexão

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

28. 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.

29. 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.

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

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

31. Refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R$/MW.

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

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

3. Compra de Energia

33. 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.

34. A Lei n° 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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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*".

35. 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.

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

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

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

iii) ***Leilões de Ajuste***: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto n° 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

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

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

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

vii) ***Cotas das Concessões Renovadas***: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei n° 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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

Potência, realizado em 25/11/2015*;*

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

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

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

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

37. 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.

38. 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.

39. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica[14].

40. 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

[14] De acordo com o § 2° do art. 8° 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

valores contabilizados nos últimos 12 meses e informados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, aí incluindo-se as perdas das DIT de uso compartilhado.

b. Valoração da Compra de Energia

41. O Art. 36 do Decreto n° 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.

42. 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.

43. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits[15] considerando o período de referência em questão.

44. 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.

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

D. Cômputo da Parcela B

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

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

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

[15] 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

47. Já o valor da Parcela "B" (VPB1) na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é calculado da seguinte forma:

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

onde:

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

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

48. O Fator X[16] é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd *= Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;*
Q *= Qualidade do serviço; e*
T *= Trajetória de custos operacionais.*

49. 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

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

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

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

52. 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

[16] Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 do PRORET[17].

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

1. Neutralidade dos Encargos Setoriais

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

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

55. Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial n° 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic[18].

- 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.

[17] 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

[18] Em conformidade com os §§ 2° e 3° do Art. 3° da Portaria Interministerial MF/MME n° 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1° e 2º do Art. 6° da Resolução n° 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

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

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

57. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET[19], aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

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

6. Demais Componentes Financeiros

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

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

60. 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.

61. 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.

62. 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.

[19] http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

63. 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

64. 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.

65. 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

ANEXO II
RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADOS DO MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET[20]. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela II.1 – Saldo apurado da CVA

RESULTADOS CVA					
Item	Métodos 1 e 2 (R$)	Método 3 (R$)	Delta Total (R$)	CVA 5ºd útil (R$)	CVAproc (R$)
CDE	35.681.399,13	0,00	35.681.399,13	36.011.885,06	36.380.375,08
CDE Energia	-12.321.985,59	0,00	-12.321.985,59	-12.596.351,90	-12.725.243,51
Rede Básica	98.184.636,61	-5.899.578,04	92.285.058,57	93.078.836,34	94.031.261,43
Compra de Energia	-64.775.246,23	336.303.221,11	271.527.974,88	274.345.416,86	277.152.644,22
Transporte Itaipu	8.730.023,56	0,00	8.730.023,56	8.809.244,16	8.899.384,36
Proinfa	4.564.953,45	0,00	4.564.953,45	4.579.132,82	4.625.988,59
ESS	31.302.051,34	-40.287.936,21	-8.985.884,86	-9.995.282,51	-10.097.558,79
CVA Total	**101.365.832,28**	**290.115.706,86**	**391.481.539,15**	**394.232.880,83**	**398.266.851,38**

* 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 1,90%. 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 7,82% e está detalhado no gráfico a seguir:

[20] 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

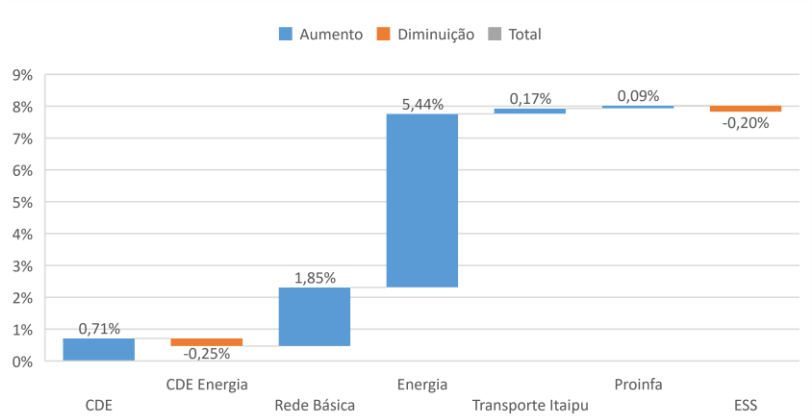


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 1,43% 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≤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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

Competência	ESS (R$)	EER (R$)	Excedente da CONER (R$)	Alívio Retroativo (R$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R$)
jan-20	-	-	-	-	175,56
fev-20	-	-	-	-	5.060,96
mar-20	952.052,87	-	-	-	254.850,39
abr-20	611.845,97	3.800.308,06	-	-	168.495,31
mai-20	143.403,59	6.553.791,07	-	-	123.565,67
jun-20	13.252,94	6.908.958,75	-	-692.779,41	151.068,93
jul-20	428.130,51	5.519.469,80	-	-	333.172,17
ago-20	-	4.992.148,75	-	-323.572,71	141.676,50
set-20	381,43	5.527.706,56	-	-149.924,74	146.027,39
out-20	9.330.047,32	5.511.467,88	-	-	76.470,79
nov-20	15.240.877,26	-	-	-	299.641,29
dez-20	26.507.631,61	-	-	-	158.840,96
jan-21	23.696.577,90	-	-	-	61.318,44
Total	**76.924.201,40**	**38.813.850,87**	**0,00**	**-1.166.276,86**	**1.920.364,36**

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 II.2. II.3 e Tabela II.3.

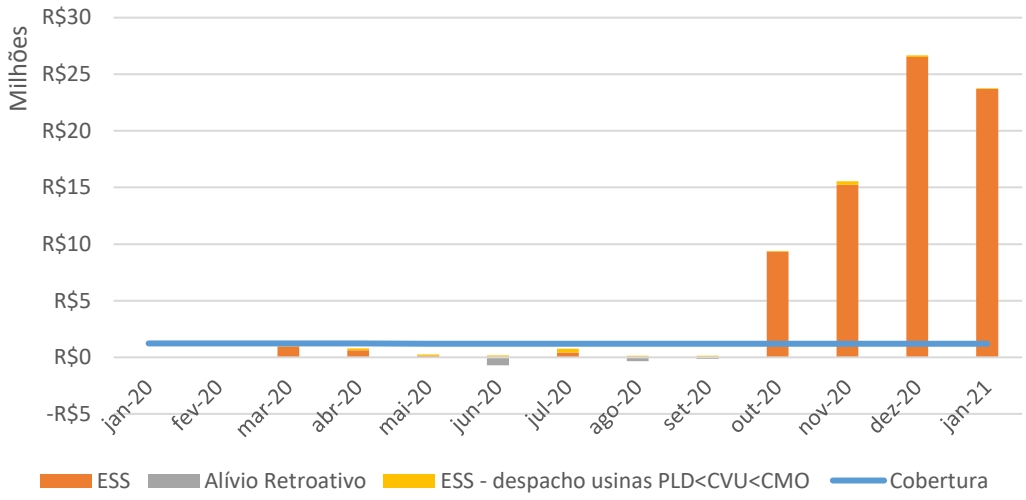


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

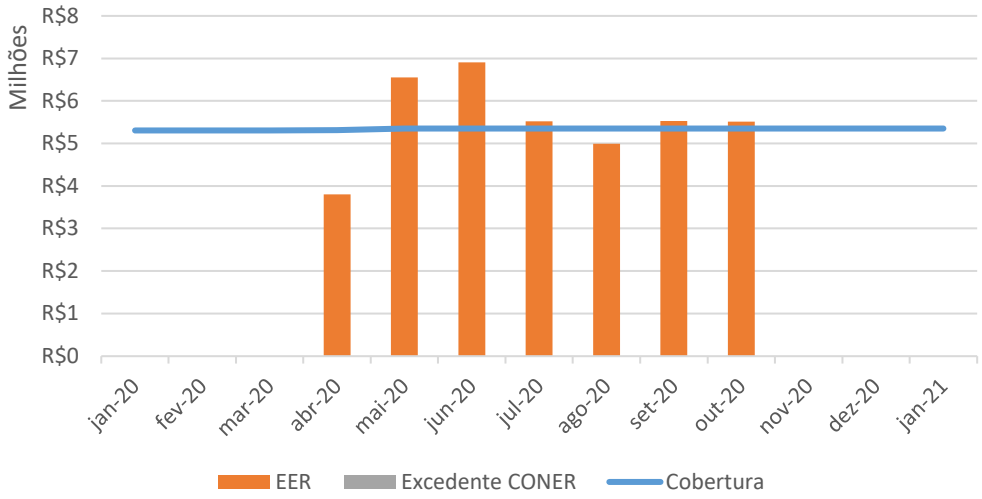


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R$)	Cobertura (R$)	Delta (R$)
EES	77.678.288,90	15.810.757,51	61.867.531,39
EER	38.813.850,87	69.379.330,92	(30.565.480,05)

8. Ressalta-se que a apuração da receita de ESS considerou os efeitos do Despacho ANEEL n° 986/2020, o qual determinou o repasse às distribuidoras dos recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. Desta forma, foi considerado o valor de R$ -35.997.785,37, o que representou uma redução no impacto da CVA de 0,71%.

Compra de Energia

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	849.846	8,2%
CCEAR-D	2.519.996	24,3%
MCSD	-	0,0%
CCEN	263.849	2,5%
PROINFA	177.947	1,7%
Itaipu	1.404.530	13,5%
BILATERAL	3.348.379	32,3%
CCGF	1.856.044	17,9%
GP	-	0,0%
MCSD EN	(38.255)	(0,4%)
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	10.382.336	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.

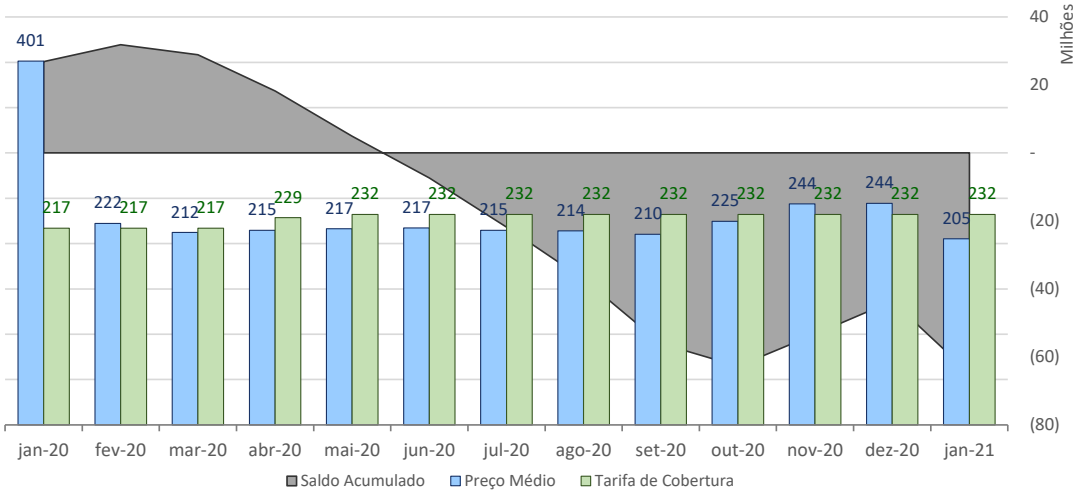


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

Item	R$
Glosa de Perdas	- 59.777,82
Recontabilização da Glosa de Perdas	444.983,97
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 1.516.538,05
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	126.516.273,32
Efeito Disponibilidade - CCEN	1.146.577,66
Exposição entre Submercados	30.969.554,38
Risco Hidrológico - Itaipu	49.224.689,09
Risco Hidrológico - CCGF	55.115.381,86
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	87.635.199,93
Demais Itens	- 2.201.372,67
Recontabilização - Acrônimos CCEE	- 599.989,63
MAC - Energia	1.531.105,08
Recontabilização dos MAC - Energia	598.635,85
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 8.293.801,62
Ressarcimentos	- 4.207.700,23
Total	336.303.221,11

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	934.068,29
Efeito do CCGF	- 255.238,45
Efeito do CCEN	- 1.207,93
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	- 420.318,61
Exposição financeira entre submercados	362.766,60
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	- 1.220.059,53
Total	- 599.989,63

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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

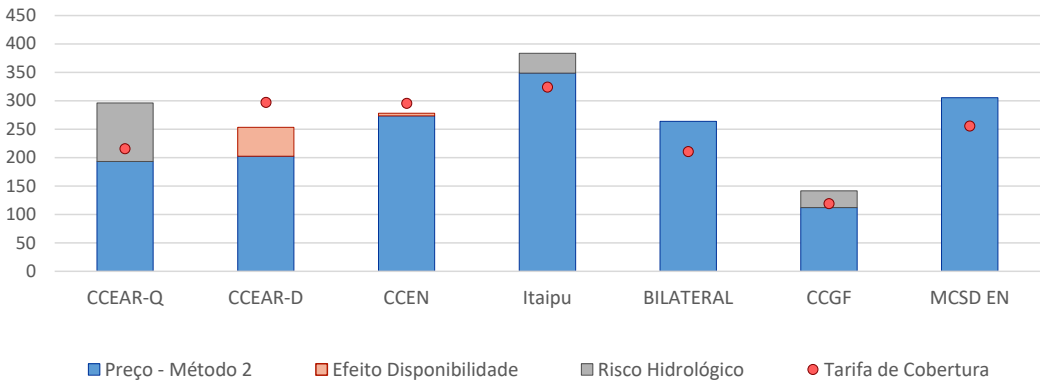


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 5,44% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir a seguir.

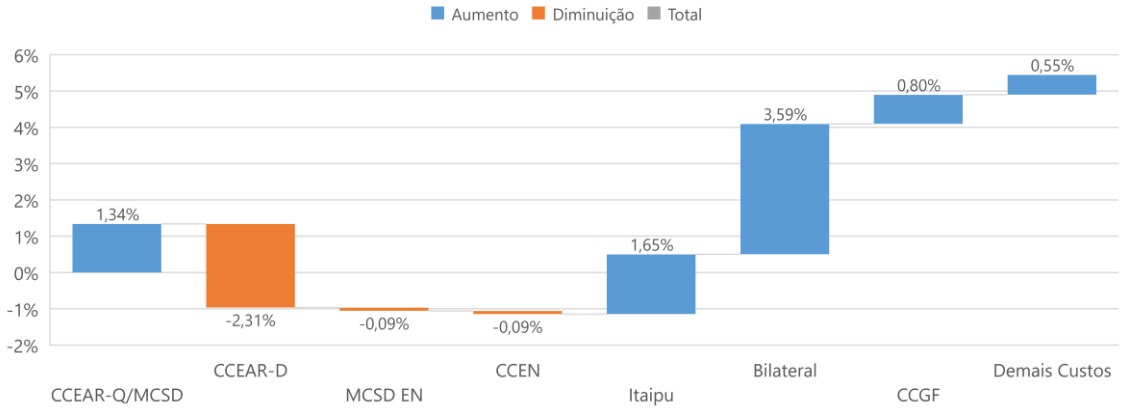


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**3,44%**
CCEAR-Q/MCSD	-0,38%
MCSD EN	-0,09%
CCEN	-0,12%
Itaipu	0,70%
Bilateral	3,59%
CCGF	-0,26%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	**2,00%**
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	1,43%
Demais Custos	0,55%
Total	**5,44%**

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

Glosa de Energia

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R$/MWh)	Cobertura (R$/MWh)	Ajuste de Glosa (R$)
fev-20	646.161	746.607	745.681	926	240,92	217,08	22.081
mar-20	641.149	804.616	803.618	998	227,68	217,08	10.580
abr-20	622.034	729.596	728.691	905	226,30	228,75	-2.217
mai-20	600.789	672.611	671.777	834	226,49	232,31	-4.854
jun-20	560.601	726.702	725.801	902	231,55	232,31	-686
jul-20	623.937	775.011	774.050	961	232,67	232,31	343
ago-20	620.028	834.346	833.311	1.035	230,09	232,31	-2.301
set-20	683.628	919.885	918.744	1.141	226,72	232,31	-6.376
out-20	757.091	937.109	935.947	1.163	240,80	232,31	9.876
nov-20	726.797	812.554	811.546	1.008	260,66	232,31	28.576
dez-20	695.091	760.637	759.693	944	256,56	232,31	22.881
jan-21	588.577	714.137	713.251	886	211,85	232,31	-18.125
fev-21	-	-	-	-	-	-	-
Total	**7.765.884**	**9.433.813**	**9.422.109**	**11.703**	**234,64**	**229,53**	**59.777,82**
% perda s. mercado venda		**21,48%**	**21,33%**				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

16. 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 01/01/2020 e 01/01/2021, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R$ 41.225.046,18 a preços de março/2021.
- Para o ano civil de 2020: Sobrecontratação de energia de 875.654 MWh, que representa 9,23% do Mercado Regulatório. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como sobrecontratação involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL. A diferença entre o valor recalculado com o montante de exposições/sobrecontratações involuntárias a ser publicado e o valor considerado neste processo tarifário deverá ser considerada no processo tarifário de 2022.
- Destaca-se que os resultados do Repasse de Sobrecontratação de Energia e Exposição ao Mercado de Curto Prazo serão recalculados a cada processo tarifário, a partir do ano civil de 2015, limitado a um período de 5 anos, com a finalidade de considerar recontabilizações de carga, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R$ -3.062.984,41.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

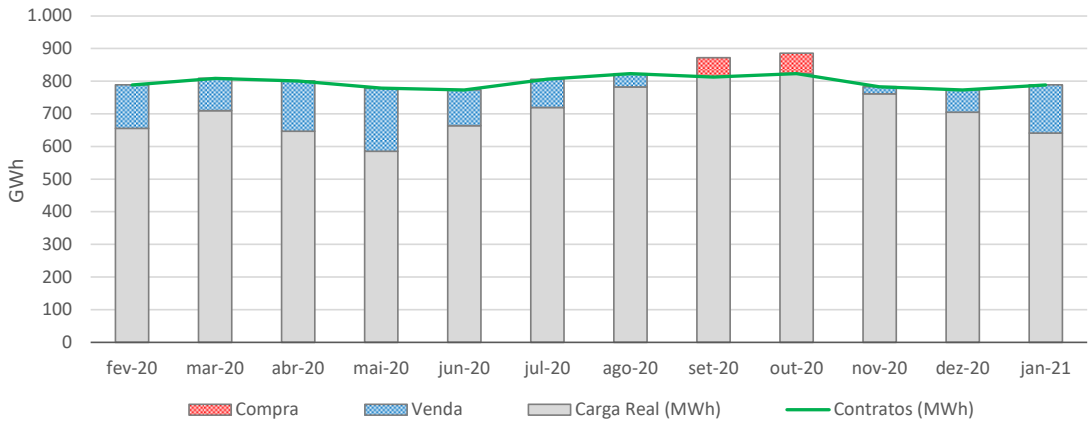


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

18. 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 prazo[21] dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

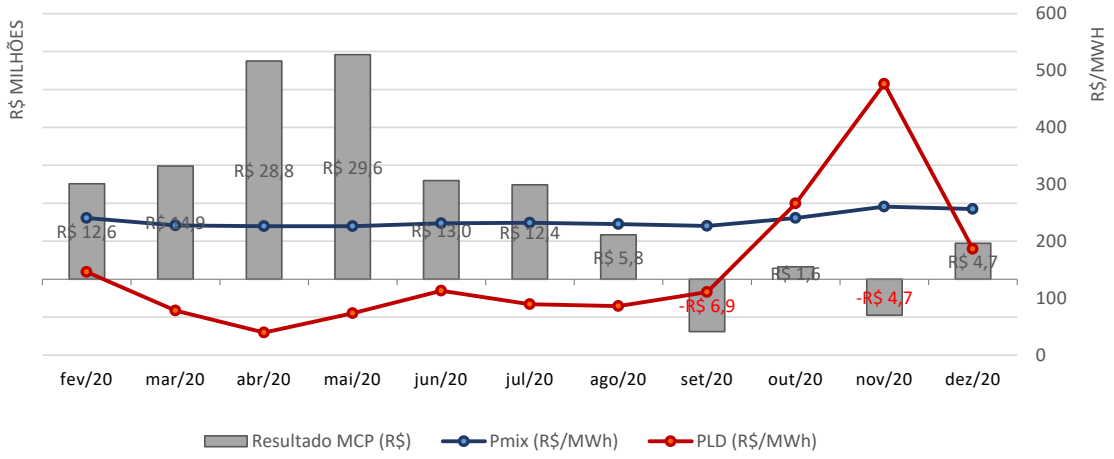


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

[21] 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

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

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	**1,43%**
Risco Hidrológico de CCGF	1,07%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,72%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,95%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-2,31%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	**-2,39%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,76%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,06%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,57%
III - Receitas de MCP e ESS	**1,17%**
Resultado MCP	R$38.162.061,76
Diferença de Preços entre Submercados**	R$31.624.013,98
ESS + CONER	-R$10.097.558,79
IV - Custo não coberto pelas bandeiras e previsão (I + II + II	**0,21%**
Risco Hidrológico de CCGF	-0,07%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,15%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,09%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,52%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

20. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de 0,21%.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED

21. 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 4,23%[22].

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	**3,44%**
CCEAR-Q/MCSD	-0,38%
MCSD EN	-0,09%
CCEN	-0,12%
Itaipu	0,70%
Bilateral	3,59%
CCGF	-0,26%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	**0,79%**
Efeito Disponibilidade CCEN	0,02%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,21%
Demais Custos	0,55%
Total	**4,23%**

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

22. Cabe aqui ressalvar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de janeiro de 2020 a janeiro de 2021, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 10,09%.

[22] 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.

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:
DAVI ANTUNES LIMA, DEVETH LIMA FERREIRA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, FABIANO COSTA CAMILO
Consulte a autenticidade deste documento em http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx, informando o código de verificação 8D2FA3F2005C87ED