

Nota Técnica N° 086/2020-SGT/ANEEL

Em 10 de junho de 2020.

Processo: 48500.007124/2019-20

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2020.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2020 da EMG - Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A., a vigorar a partir de 22 de junho de 2020, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão de Distribuição 040/1999 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 EMG, sediada na cidade de Cataguases/MG, atende aproximadamente 462 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 702 milhões.

Tabela 1. Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras*	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	346.836	46.548	40,9%
Industrial	3.343	23.509	20,7%
Comercial	35.314	15.851	13,9%
Rural	71.383	14.540	12,8%
Iluminação Pública	277	6.977	6,1%
Poder Público	4.038	2.281	2,0%
Serviço Público	712	3.376	3,0%
Demais classes	141	681	0,6%
Total	462.044	113.763	100%

Fonte: SAMP – competência abril/20.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 2 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

3. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.561, de 18/06/2019, o reajuste tarifário anual da EMG representou, em média, uma variação das tarifas homologadas em 2018 de 6,73%.
4. Em 27 de dezembro de 2019, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM¹ e em 30/12/2019, à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF².
5. Em 09/04/2020, a SGT, por meio de e-mail³, apresentou os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos, esclarecendo a EMG quanto à impossibilidade momentânea de realização de reunião presencial sobre o reajuste tarifário de 2020 devido aos procedimentos de enfrentamento na atual pandemia de COVID-19. O esclarecimento de dúvidas e detalhes do processo tarifário ocorreu por correspondência eletrônica e contatos telefônicos.
6. Em 28/05/2020, a SGT recebeu o Memorando nº 187/2020-SFF/ANEEL⁴, com os valores das receitas de Ultrapassagem de Demanda, Excedente de Reativos e Outras Receitas. O Memorando nº 194/2020-SFF/ANEEL⁵, de 1º/06/2020, informou sobre a Validação dos Pagamentos de itens da Parcela A e das Garantias Financeiras da EMG.
7. O Memorando nº 91/2020-SRM/ANEEL⁶, de 29/05/2020, informou os contratos bilaterais de compra e venda de energia que a EMG possui.
8. Em 05/06/2020, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EMG encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais⁷, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

III - DA ANÁLISE

A. Metodologia Aplicada

9. 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

¹ Memorando nº 311/2019-SGT/ANEEL (SIC 48581.002857/2019-00).

² Memorando nº 314/2019-SGT/ANEEL (SIC 48581.002869/2019-00).

³ Documento SIC nº 48581.000749/2020-00.

⁴ Documento SIC nº 48536.001677/2020-00.

⁵ Documento SIC nº 48536.001720/2020-00.

⁶ Documento SIC nº 48580.000585/2020-00.

⁷ Documento SIC nº 48581.000951/2020-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

dos custos de Parcela A, sendo os custos referentes à Parcela B 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

10. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMG é de junho/2019 a maio/2020.

C. Receita Anual

11. No cálculo da Receita Anual (RA₀) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, conforme demonstrado na Tabela a seguir.

Tabela 2. Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	1.204.515	622.669.095
A4 (2,3 kV a 25 kV)	158.833	76.937.995
BT (menor que 2,3 kV)	1.045.682	545.731.100
Demais Livres	273.773	55.947.589
Distribuição	5.443	1.251.925
Geração	-	21.836.279
Total	1.483.731	701.704.888

D. Comportamento do Mercado da Distribuidora

12. Cumpre mencionar que a pandemia do Covid-19 teve impacto no mercado das distribuidoras de energia elétrica do país em função de medidas como o isolamento social, acarretando queda nos respectivos faturamentos.

13. No caso específico da EMG, informa-se que houve uma queda no mercado (cativos e livres) de 1,95% quando comparado ao ano tarifário anterior (jun2018/mai2019), cabe registrar que o último mês informado pela empresa foi abril de 2020, de modo que o mês de maio foi projetado. Com base no mercado de 12 meses anteriores ao período de isolamento estima-se que o impacto devido a pandemia no mercado da EMG foi de -2,07%.

14. O gráfico a seguir apresenta o histórico de crescimento de mercado (em barras) para os anos tarifários da empresa, além da média (em linha) da amostra (não inclui o ano tarifário deste processo).

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 4 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

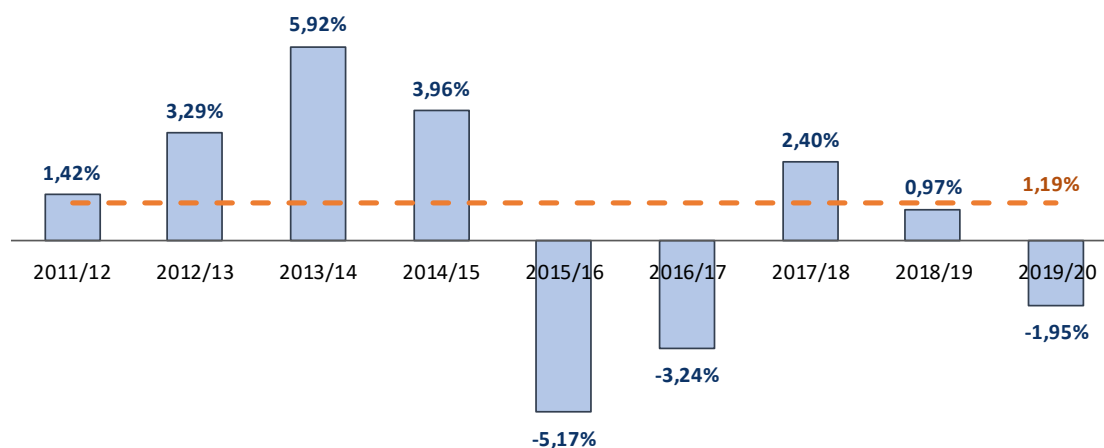


Gráfico 1. Evolução do mercado de energia da distribuidora

E. PARCELA A

15. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT), os custos com Encargos Setoriais (ES), conforme detalhado no Anexo I da presente Nota Técnica.

1. Encargos Setoriais (ES)

16. 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 nesta revisão tarifária, bem como os dispositivos legais associados estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 3. Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.209.536	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	77.806.578	ReH 2.664/2019
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	13.460.944	DSP 2Q 2020
PROINFA	10.644.298	ReH 2.653/2019
P&D e Eficiência Energética	7.065.298	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	110.186.654	

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 5 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

17. 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.

18. 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	12.466.912	14.518.224
Rede Básica Fronteira	3.462.811	3.607.632
Rede Básica ONS (A2)	602.631	666.172
MUST Itaipu	3.122.728	3.980.814
Transporte de Itaipu	5.559.254	6.112.605
Uso do sistema de distribuição	46.060.321	48.841.004
Total dos Custos de Transporte	71.274.657	77.726.452

3. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

a. Energia Requerida e Perdas Elétricas

19. 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 EMG.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	0,64%	0,64%	REH 2.092/2016
Técnica (s/ merc. injetado)	9,24%	9,24%	REH 2.092/2016
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,06%	1,06%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	1.045.682	1.045.682	SAMP

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

Tabela 6. Energia Requerida (MWh)

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	1.204.515	1.204.515
Fornecimento	1.204.515	1.204.515
Consumidores Livres	279.216	279.216
Perdas Totais	172.898	172.898
Perdas Rede Básica	14.471	14.471
Perdas na Distribuição	158.428	158.428
Perda Não Técnica	6.692	6.692
Perda Técnica	151.735	151.735
Energia Requerida	1.377.413	1.377.413

b. Valoração da Compra de energia

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

22. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica, considerando o período de referência em questão e as informações de montante e preço, conforme tabela 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	Mem. nº 91/2020-SRM/ANEEL
Itaipu	Tarifa de repasse de potência	REH 2.654/2019
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.643/2019
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.587/2019
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.653/2019
CCEARs	Montante	CCEE
CCEARs (exceto térmicas)	Preços	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Preços	Previsão SGT

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Ambiente Regulado - CCEAR	337.608	293.069	182,63	53.522.390
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	173.808	150.878	222,89	33.628.897
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	54.919	47.674	145,19	6.921.591
Madeira e Belo Monte	108.881	94.517	137,24	12.971.902
Energia Base	692.073	604.741	208,63	126.169.815
Cota Angra I/Angra II	48.513	42.113	269,75	11.360.003
Cotas Lei nº 12783/2013	351.228	304.892	107,91	32.900.074
Itaipu (tirando as perdas)	262.231	227.635	359,83	81.909.738
PROINFA	30.101	30.101	-	-
Bilaterais	552.493	479.604	310,16	148.752.529
Total	1.582.174	1.377.413	238,45	328.444.734

4. Receitas Irrecuperáveis

24. A Receita Irrecuperável é a parcela esperada da receita total faturada pela empresa que tem baixa expectativa de arrecadação, em função da inadimplência por parte dos consumidores. A Tabela abaixo apresenta os percentuais e valores de receitas irrecuperáveis considerados neste processo tarifário, por classe de consumo, para a EMG.

Tabela 9. Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo

Descrição - Tipo	Receita Irrecuperável (%)	Receita Irrecuperável (R\$)
Residencial	0,49%	2.403.809,90
Industrial	0,37%	684.578,69
Comercial	0,37%	724.628,01
Rural	0,16%	272.462,59
Iluminação Pública	0,00%	437,36
Poder Público	0,07%	21.808,58
Total		4.107.725,12

F. PARCELA B

25. Basicamente, o cálculo da Parcela B é efetuado considerando a TUSD fio B vigente aplicado ao Mercado de Referência, acrescenta-se as receitas referentes a Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente de Reativos (ER) e Outras Receitas (OR) do último processo tarifário e esse saldo é corrigido pela inflação e pelo Fator X. Após isso, desconta-se as receitas referentes a Ultrapassagem de Demanda (UD), Excedente de Reativos (ER) e Outras Receitas (OR) do atual reajuste. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B e respectivos parâmetros associados:

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 8 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

Tabela 10. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	230.809.895	TUSD fio B aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,047098	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	241.680.564	SGT/ANEEL
(4) IPCA	1,88%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	-0,70%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,17%	Pd Expost (PRORET 2.5 A)
(5.2) Componente T do Fator X	-0,22%	REH nº 2.092/2016
(5.3) Componente Q do Fator X	-0,65%	PRORET 2.5 A
(6) ONS	-	REA nº 6.981/2018
(7) UDEROR	11.642.594	
(7.1) Outras Receitas (OR)	9.321.075	Valores fiscalizados - SFF
(7.2) Excedente de Reativos (ER)	1.463.035	Valores fiscalizados - SFF
(7.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	858.484	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B-DRP (R\$) = (3)*[1+(4)-(5)]+(6)-(7)	236.270.600	

G. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

26. Os componentes financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a direitos ou obrigações relativos às diferenças entre receitas e despesas de itens em que a concessionária tem direito de repasse tarifário, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às concessionárias.

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

Tabela 11. Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	31.976.385	4,56%
CVA em processamento - Transporte	3.701.958	0,53%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 9.153.756	-1,30%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	1.491.971	0,21%
Neutralidade de Parcela A- Energia	94.989	0,01%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	1.289.436	0,18%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	3.742.217	0,53%
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável	- 13.136	0,00%
Sobrecontratação/exposição de energia	- 549.070	-0,08%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEA)	374.062	0,05%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	4.249.433	0,61%
Previsão de Risco Hidrológico	28.056.012	4,00%
Reversão do Risco Hidrológico	- 21.905.345	-3,12%
Ajuste CUSD	447.206	0,06%
Total	43.802.363	6,24%

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 9 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

H. Análise do Reajuste Tarifário Anual

1. Resultados

28. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da EMG conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 6,41%. 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.

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 10 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

Tabela 12. 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]	470.897.315	520.465.565	10,53%	7,06%	68,78%
Encargos Setoriais	101.764.908	110.186.654	8,27%	1,20%	14,56%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.165.652	1.209.536	3,76%	0,01%	0,16%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	62.383.054	77.806.578	24,72%	2,20%	10,28%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	7.148.857	-	-100,00%	-1,02%	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	11.820.377	13.460.944	13,88%	0,23%	1,78%
PROINFA	12.534.042	10.644.298	-15,08%	-0,27%	1,41%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	6.712.926	7.065.298	5,25%	0,05%	0,93%
Custos de Transmissão	71.274.657	77.726.452	9,05%	0,92%	10,27%
Rede Básica	12.466.912	14.518.224	16,45%	0,29%	1,92%
Rede Básica Fronteira	3.462.811	3.607.632	4,18%	0,02%	0,48%
Rede Básica ONS (A2)	602.631	666.172	10,54%	0,01%	0,09%
MUST Itaipu	3.122.728	3.980.814	27,48%	0,12%	0,53%
Transporte de Itaipu	5.559.254	6.112.605	9,95%	0,08%	0,81%
Uso do sistema de distribuição e CCD	46.060.321	48.841.004	6,04%	0,40%	6,45%
Custos de Aquisição de Energia	293.916.842	328.444.734	11,75%	4,92%	43,40%
Receitas Irrecuperáveis	3.940.908	4.107.725	4,23%	0,02%	0,54%
PARCELA B	230.807.573	236.270.600	2,37%	0,78%	31,22%
IRT	701.704.888	756.736.165		7,84%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				6,24%	
CVA em processamento - Energia				4,56%	
CVA em processamento -Transporte				0,53%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-1,30%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				0,21%	
Neutralidade de Parcela A- Energia				0,01%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte				0,18%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				0,53%	
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável				0,00%	
Sobrecontratação/exposição de energia				-0,08%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,05%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				0,61%	
Previsão de Risco Hidrológico				4,00%	
Reversão do Risco Hidrológico				-3,12%	
Ajuste CUSD				0,06%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-7,68%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				6,41%	

30. Do efeito médio deste processo tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu com 7,06%, enquanto a variação de custos da Parcela B foi responsável por 0,78%, conforme mostrado na tabela acima.

31. 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:

Tabela 13. Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	5,81%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	6,56%
Efeito Médio AT+BT	6,41%

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 11 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

32. 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 do encargo CDE USO⁸, 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 conectados em alta tensão, logo, esse grupo é mais sensível à variação dessa componente tarifária; e (ii) a quitação antecipada da CDE ACR⁹. Como esse custo é alocado na tarifa de energia – TE, os consumidores livres, que estão conectados na alta tensão, não percebem esse efeito de redução do custo.

2. Análise Parcela A

33. O total dos encargos setoriais variaram em 8,27%, correspondendo a um efeito médio de 1,20%. Destaca-se, principalmente, a consideração da quitação antecipada dos empréstimos da Conta ACR, que contribuiu com um efeito de -1,02% no atual processo. Em contrapartida, o orçamento da CDE – USO para 2020, aprovado por meio da REH 2.664, de 17 de dezembro de 2019, teve o impacto de 2,20% no efeito médio das tarifas.

34. Os custos de transporte tiveram uma variação de 9,05%, também em relação aos custos do processo anterior, correspondendo a um efeito de 0,92%. Destaca-se as novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e das Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão, estabelecidas nas Resoluções Homologatórias nº 2.562 e 2.565, ambas de 25 de junho de 2019, assim como os novos custos para os Montantes de Uso do Sistema de Transmissão de Itaipu – MUST Itaipu.

35. Os custos de compra de energia tiveram uma variação de 11,75%, representando um efeito médio de 4,92% nas tarifas. Contribuiu especialmente para esse efeito o aumento do custo da energia proveniente de Itaipu (impacto de 3,45%), a qual é indexada em dólar, cuja cotação de cobertura passou de R\$ 3,99, no processo de 2019, para R\$ 5,52.

36. 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:

⁸ De que trata o art. 13 da Lei nº 10.438/2002.

⁹ Regulamentados pelos Decreto nº 8.221/2014 e Dec. 7.945/2013.

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

Tabela 14. Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo DRA	Processo Atual	Variação	Processo DRA	Processo Atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	4.494	0	-100,00%	351,38	0,00	-100,00%
Existente - CCEAR-QTD	10.500	0	-100,00%	351,97	0,00	-100,00%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	157.864	173.808	10,10%	208,22	222,89	7,05%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	55.046	54.919	-0,23%	139,23	145,19	4,27%
Madeira e Belo Monte	109.179	108.881	-0,27%	132,34	137,24	3,71%
Cota Angra I e Angra II	47.947	48.513	1,18%	247,47	269,75	9,00%
Cotas Lei n° 12.783/2013	337.697	351.228	4,01%	101,25	107,91	6,58%
Ajuste - CCEAR	0	0	-	0,00	0,00	-
Itaipu	256.958	262.231	2,05%	253,66	359,83	41,85%
Bilateral	578.160	552.493	-4,44%	290,64	310,16	6,71%
Geração Própria	0	0	-	0,00	0,00	-
Montante de Reposição	0	0	-	0,00	0,00	-
Proinfa	30.347	30.101	-0,81%	0,00	0,00	-
Sobra (-) / Exposição (+)	-210.250	-204.761	-2,61%	216,9608993	243,78	12,36%
TOTAL	1.377.941	1.377.413	-0,04%	213,30	238,45	11,79%

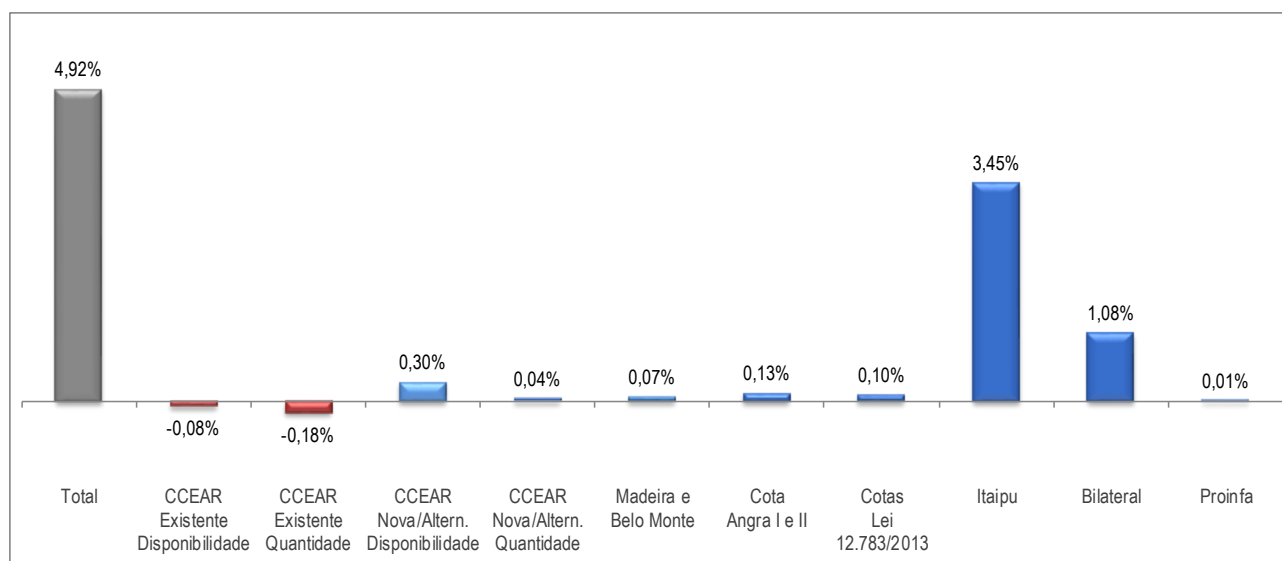


Gráfico 2. Comparação da variação do custo de energia

37. Por fim, as Receitas Irrecuperáveis tiveram uma variação de 0,02% no atual processo tarifário.

3. Análise Parcela B

38. A atualização da Parcela B representou 0,78% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA, de 1,88% no período de referência, descontada do Fator X, além do abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 13 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

4. Análise dos Componentes Financeiros

39. Em relação aos financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 6,24% no atual reajuste tarifário. Destaca-se a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 4,56%, especialmente impactada: (i) pela variação do preço praticado da energia de Itaipu; e (ii) pelos riscos hidrológicos de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas somados ao efeito disponibilidade de CCEAR-D.

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

Tabela 15. Componentes Financeiros Relacionados às Bandeiras Tarifárias

Descrição	Valor (mil R\$)	Impacto
CVA Energia - Efeito CCEAR-D	1.115	0,16%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas repactuadas	16.093	2,29%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas cotistas	11.933	1,70%
CVA Energia - Risco Hidrológico da UHE Itaipu	9.884	1,41%
CVA ESS/EER (sem bandeiras)	(13.670)	-1,95%
Resultado do Mercado de Curto Prazo	7.999	1,14%
Custo total - Itens observados nas Bandeiras Tarifárias	33.355	4,75%
Receita das Bandeiras Tarifárias (Energia, ESS e MCP)	(23.653)	-3,37%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	(21.905)	-3,12%
Custo não coberto antecipadamente	(12.204)	-1,74%

41. Pela tabela, pode-se observar que a distribuidora teria de suportar o custo de R\$ 33 milhões, caso não tivessem sido adotadas: a) as bandeiras tarifárias (receita de R\$ 24 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\$ 22 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 suficientes para cobrir esses custos, havendo uma sobra de cerca de R\$12 milhões, os quais contribuíram com o efeito de -1,74% no presente reajuste tarifário.

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

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 14 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

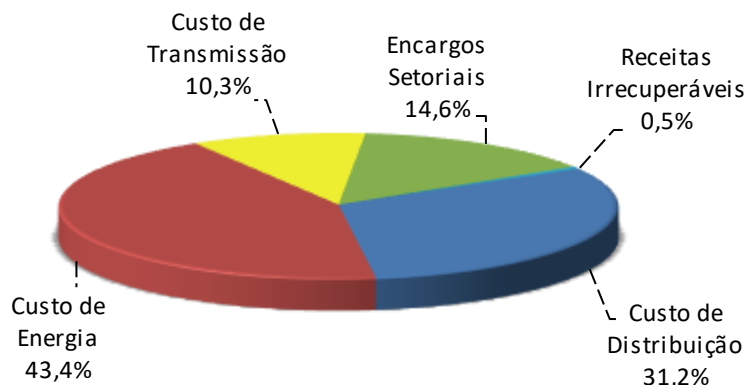


Gráfico 3: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

44. 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 de 25,3% para o ICMS e 5,8% para o PIS e COFINS (total de 31,1% por dentro), o que equivale a uma majoração de 45,1% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

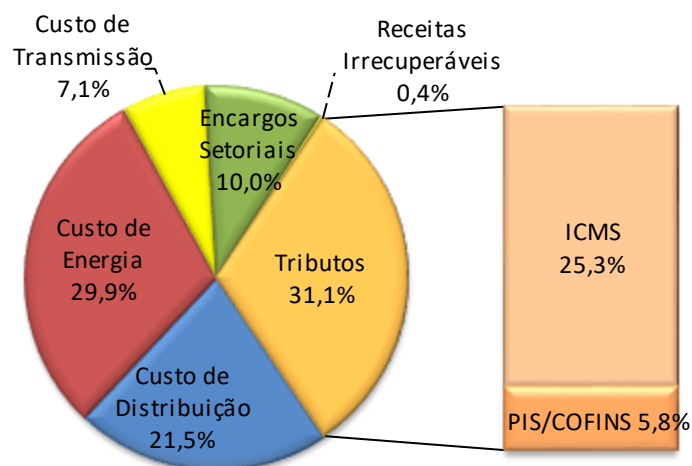


Gráfico 4. Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

45. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da área de concessão da EMG nos últimos dez anos (42,97%), comparada com a variação do IGP-M (84,08%) e do IPCA (70,75%) no mesmo período.



Fls. 15 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

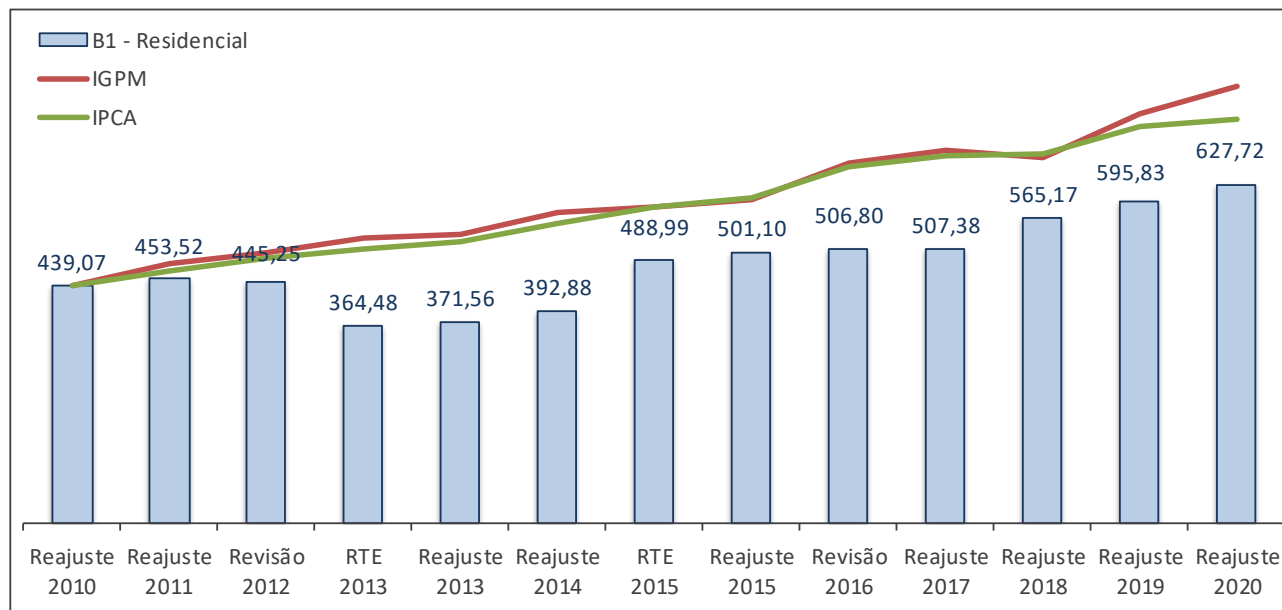


Gráfico 5: Evolução da tarifa Residencial B1 (2010-2020)

I. Subvenção CDE – Descontos Tarifários

46. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de junho/2020 a maio/2021, 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 junho/2019 a maio/2020.

Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	155.937,27	1.275.578,87	1.431.516,14
Subsídio Geração Fonte Incentivada	24.916,37	1.041.155,96	1.066.072,33
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	8.513,03	174.241,08	182.754,12
Subsídio Rural	- 129.809,71	1.682.651,01	1.552.841,30
Subsídio Irrigante/Aquicultor	- 1.598,47	22.825,21	21.226,73
Total	57.958,49	4.196.452,13	4.254.410,62

IV - DO FUNDAMENTO LEGAL

47. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sexta do Contrato de Concessão nº 040/1999.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 16 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

V - DA CONCLUSÃO

48. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nºs 040/1999, no que consta do Processo nº 48500.007124/2019-20 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EMG, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 6,41% sendo de 5,81% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 6,56% 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 EMG;
- 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

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

(Assinado digitalmente)
RICARDO MARTINS
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
CRISTINA SCHIAVI NODA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 17 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

Equipe	Atividade
Otávio Henrique Galeazzi Franco André Valter Feil Ricardo Martins Francisco de Mattos Faé Marcelo Hlebetz de Souza	Coordenador - Processos Tarifários Coordenador Adjunto - Processos Tarifários Técnico Responsável
Robson Kuhn Yatsu Adriano Almeida Trindade	Coordenador - Estrutura Tarifária e Mercado Estrutura Tarifária
Jorge Caetano Pereira Júnior	Suporte - Sistemas
Felipe Augusto Cardoso Moraes Vinícius Menezes Rodovalho Cristina Schiavi Noda	Coordenador – Encargos e Comercialização - Descontratações - REN 711/2016 CVA
Wendell Cassemiro da Silva	Encargos de Transmissão

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

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 18 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)¹⁰, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
2.1 A	Procedimentos Gerais	2.0	18/03/2020
2.2 A	Custos Operacionais e Receitas Irrecuperáveis	2.0	13/03/2018
2.3	Base de Remuneração Regulatória	2.0	23/11/2015
2.4	Custo de Capital	4.0	18/03/2020
2.5 A	Fator X	1.0	24/02/2017
2.6	Perdas de Energia	2.0	06/05/2015
2.7 A	Outras Receitas	1.1	05/07/2018
2.8	Geração Própria de Energia	1.1	24/12/2014
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.0	24/02/2017
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.3	27/05/2019
Módulo 5. Encargos setoriais			
5.1	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC	1.0	22/12/2017
5.2	Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.1	28/06/2018
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.4	Encargo de Serviços 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

¹⁰ O PRORET pode ser acessado em: <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>.

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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	1.8	18/02/2020
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.1	Revisões tarifárias de Distribuidoras	1.2	15/07/2013
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	23/03/2015

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

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

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

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

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

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 20 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

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

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

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

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

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

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

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

A. Definição do Período de Referência

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

B. Cômputo da Receita Anual

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

C. Cômputo da Parcela A

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 21 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

1. Encargos Setoriais

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

a. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

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

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

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

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.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 22 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 23 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

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

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

a. Custo de Rede Básica

24. Referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão (RAP) para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL fixa a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo Uso da Rede Básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

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

b. Custo de Conexão

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

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 24 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

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

c. Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional

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

d. Custo do Uso de Sistemas de Distribuição

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

3. Compra de Energia

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

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

34. Além disso, é considerado no cálculo o procedimento aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, que estabelece que o custo de aquisição de energia seja obtido pela

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 25 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na data da revisão.

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

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

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

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

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

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

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

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

viii) **Geração Própria**: refere-se à energia proveniente de empreendimento de



Fls. 26 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

geração própria da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 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 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;

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

a. Perdas Elétricas e Energia Requerida

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

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

38. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica¹¹.

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

¹¹ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.



Fls. 27 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

b. Valoração da Compra de Energia

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

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

42. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹² considerando o período de referência em questão.

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

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

4. Receitas Irrecuperáveis

45. Conforme estabelecido no Submódulo 3.1A do PRORET, o cálculo das Receitas Irrecuperáveis é feito pela soma da Receita Requerida (Parcela A + Parcela B), excetuando a própria Receita Irrecuperável, de todos os itens financeiros e da receita de bandeiras realizada nos últimos 12 meses, incluindo a estes os valores correspondentes aos tributos ICMS, PIS, COFINS e PASEP, e multiplicado por um valor correspondente a um percentual médio de Receitas Irrecuperáveis, por classe de consumo, ponderado pela participação da classe de consumo na receita total da distribuidora, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

V_{RI} : valor a ser considerado de receitas irrecuperáveis;

RR : receita requerida (Parcela A + Parcela B), sem incluir os valores correspondentes à RI;

Financeiros : Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição, conforme definidos no PRORET submódulo 4;

¹² As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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



Fls. 28 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

Receita de Bandeiras: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;
 ρ_C : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;
 RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

D. Cômputo da Parcela B

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

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

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

onde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

onde,

VPB₁: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e



Fls. 29 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

49. O Fator X¹³, definido na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão e regulamentado no Submódulo 2.5A do PRORET, tem por objetivo repassar aos usuários ganhos de produtividade observados no Setor de Distribuição e os resultados decorrentes de mecanismos de incentivos de eficiência e qualidade. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

50. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da produtividade média do setor de distribuição, do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre o atual processo tarifário e o anterior.

51. O componente T ajusta, ao longo do ciclo tarifário, os custos operacionais observados de cada concessionária ao custo operacional eficiente. A metodologia de aplicação do componente T é descrita no Submódulo 2.2A – Custos Operacionais do PRORET.

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

E. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reposicionamento Econômico

53. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹⁴.

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

¹³ Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

¹⁴ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

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



Fls. 30 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

1. Neutralidade dos itens da Parcela A

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

56. Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.

57. A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.

58. Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.

59. A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:

i) *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza fixa*: Contempla os Encargos Setoriais, Encargos de Conexão dos Sistemas de Transmissão/Distribuição e os componentes financeiros relacionados à Parcela A.

ii) *Neutralidade dos itens da Parcela A de natureza variável*: Custo de Aquisição de Energia, Encargos de Uso dos Sistemas de Transmissão/Distribuição, Transporte de Itaipu e Receitas Irrecuperáveis.

60. A metodologia de cálculo da Neutralidade dos itens de Parcela A de natureza fixa bem como dos de natureza variável consta do Submódulo 4.4A do PRORET.

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

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

➤ Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste ou revisão tarifária anual são atualizados pela Selic¹⁵.

¹⁵ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil

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



Fls. 31 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

- 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.

3. Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.

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

4. Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia

63. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁶, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

5. Recálculo da Sobrecontratação de Energia

64. 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

anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

¹⁶ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2016703_Proret_Submod_4_3_V0.pdf

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



Fls. 32 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

65. 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

66. 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.

67. 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.

68. 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.

69. 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

70. 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.

71. E, conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.022/2017, o Gestor da CDE, que é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SGT deve utilizar o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

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



Fls. 33 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

ANEXO II - RELATÓRIO DE APURAÇÃO DO SALDO DA CVA E RESULTADO DO MCP Anexo 1 – Relatório de Apuração do Saldo da CVA e Resultados do MCP

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET¹⁷. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela II.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	7.871.882,74	0,00	7.871.882,74	8.014.598,09	8.139.393,74
CDE Energia	-2.178.659,64	0,00	-2.178.659,64	-2.165.016,92	-2.198.728,49
Rede Básica	2.636.833,94	0,00	2.636.833,94	2.676.193,75	2.717.864,87
Compra de Energia	5.649.194,45	25.166.111,60	30.815.306,05	31.486.113,89	31.976.385,50
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	946.625,79	0,00	946.625,79	969.004,34	984.092,75
Proinfa	-1.145.272,99	0,00	-1.145.272,99	-1.157.227,24	-1.175.246,47
ESS	-8.504.834,47	-5.051.081,59	-13.555.916,06	-13.705.761,32	-13.919.174,31
CVA Total	5.275.769,82	20.115.030,01	25.390.799,83	26.117.904,59	26.524.587,58

* 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 2,90%. 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 3,78% e está detalhado no gráfico a seguir:

¹⁷ 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 a cobertura tarifária já foi retirada pelo Método 1 ou 2.

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



Fls. 34 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

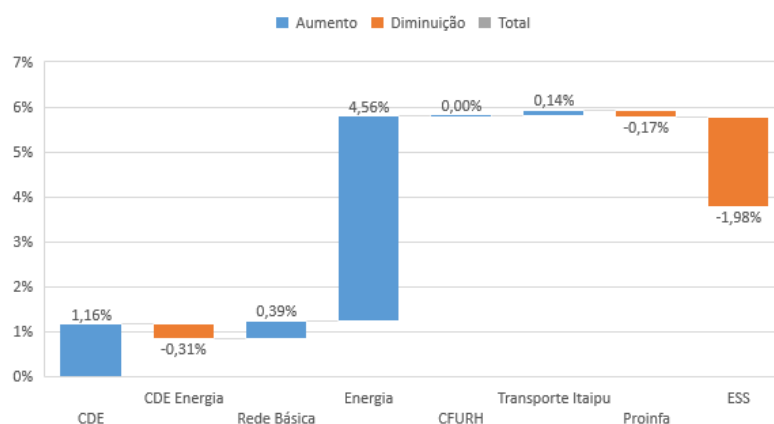


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 3,37% de redução no reajuste das tarifas.

5. Além do efeito da cobertura econômica da Conta-ACR, após a quitação do empréstimo, a CCEE apurou o saldo remanescente de R\$ 656,1 milhões a ser devolvido para as distribuidoras em benefício da modicidade tarifária. Assim, conforme dispõe o artigo 8º da Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 2014, foi considerado no cálculo da CVA Energia e da Sobrecontratação a cota da EMG referente ao saldo remanescente a ser devolvido para os consumidores, no valor de R\$ 2.426.902,32, o que correspondeu a uma redução tarifária de 0,35%.

6. 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

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



Fls. 35 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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\$)
abr-19	612.696,43	325.500,79	-	-18.512,05	-
mai-19	206.452,90	982.359,06	-	-53.888,84	-
jun-19	-	941.629,82	-	-	-
jul-19	2,37	887.476,55	-	-	-
ago-19	-	121.152,18	-	-254.343,53	-
set-19	9.384,88	-	-	-	-
out-19	1.000,11	-	-	-	-
nov-19	7.751,10	-	-	-	-
dez-19	0,37	-	-	-	-
jan-20	-	-	-	-	31,86
fev-20	-	-	-	-	823,69
mar-20	153.583,12	-	-	-	39.137,12
Total	990.871,28	3.258.118,40	0,00	-326.744,42	39.992,67

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

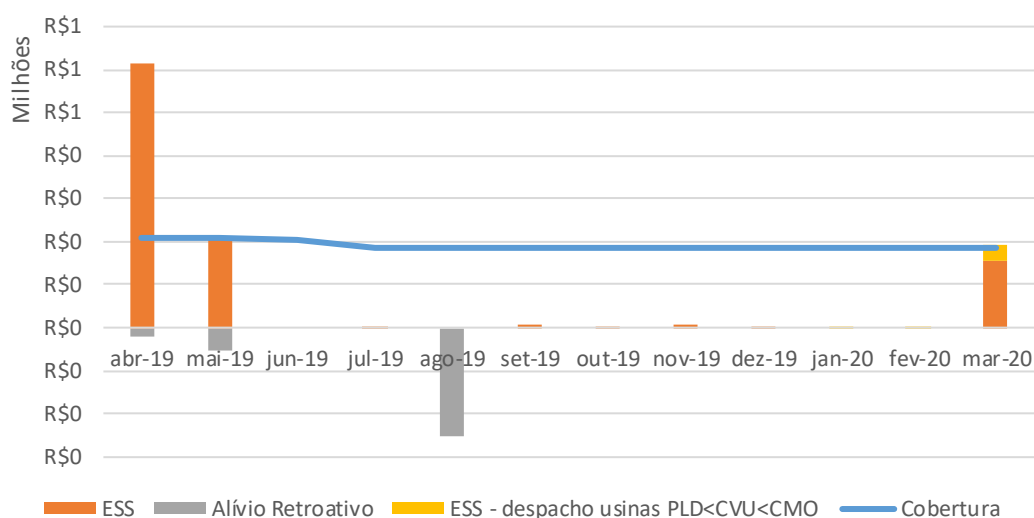


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

Fls. 36 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

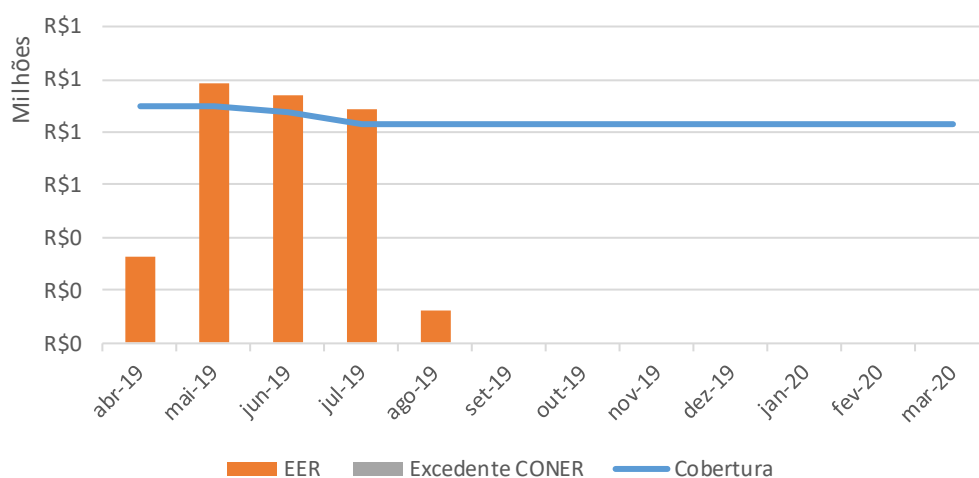


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	704.119,53	2.310.767,77	(1.606.648,24)
EER	3.258.118,40	10.156.304,62	(6.898.186,22)

Compra de Energia

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

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	175.193	11,4%
CCEAR-D	168.185	11,0%
MCSD	1.875	0,1%
CCEN	48.181	3,1%
PROINFA	29.894	2,0%
Itaipu	256.680	16,8%
BILATERAL	583.303	38,1%
CCGF	335.136	21,9%
MCSD EN	(13.029)	(0,9%)
MVE	(55.284)	(3,6%)
Total	1.530.134	100,0%

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 37 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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.

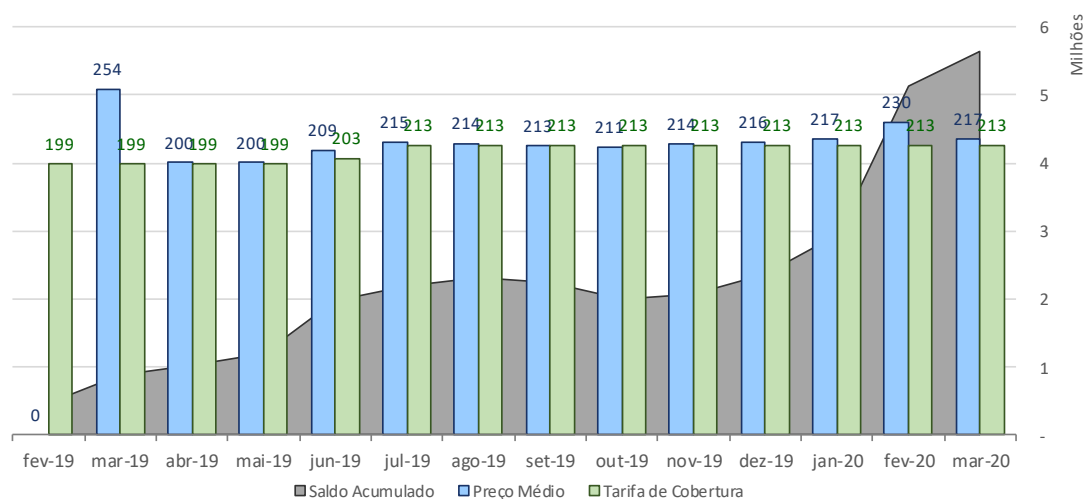


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

Fls. 38 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	- 126.452,47
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 12.408,24
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 48.754,66
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	6.188.747,71
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 466.721,49
Exposição entre Submercados	3.566.301,00
Risco Hidrológico - Itaipu	9.513.390,85
Risco Hidrológico - CCGF	11.501.733,84
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	15.490.873,93
Demais Itens	- 2.259.721,67
Recontabilização - Acrônimos CCEE	95.220,88
MAC - Energia	156.603,91
Recontabilização dos MAC - Energia	26.146,03
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 18.306.138,06
Ressarcimentos	- 152.709,96
Total	25.166.111,60

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	- 3.347,86
Efeito do CCGF	43.596,06
Efeito do CCEN	747,24
Efeito de contratação de usina apta a gerar	- 0,13
Ajuste Decorrente do MCS D Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	27.782,06
Exposição financeira entre submercados	3.152,44
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	23.291,07
Total	95.220,88

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 39 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

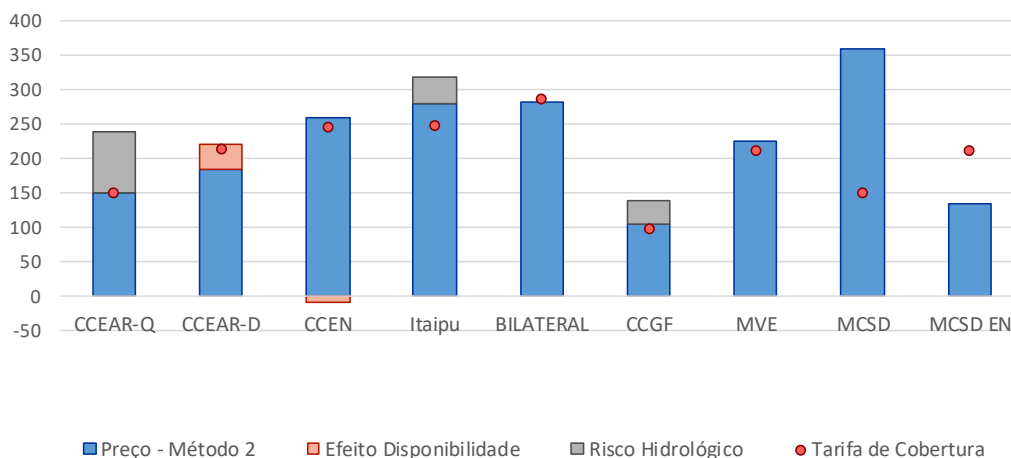


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 4,56% 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.

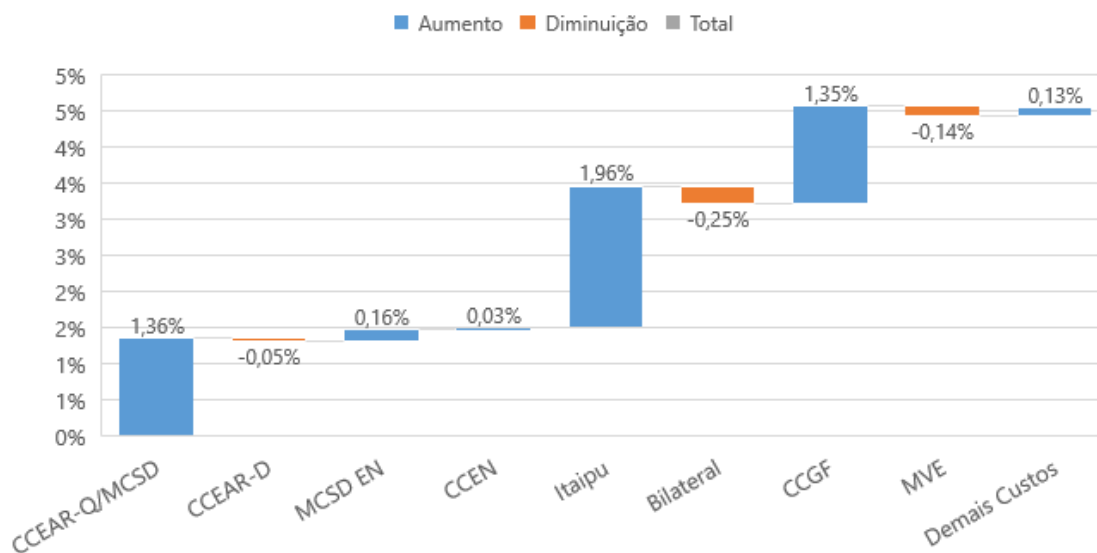


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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.

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	1,59%
CCEAR-Q/MCSD	0,11%
MCSD EN	0,16%
CCEN	0,10%
Itaipu	1,18%
Bilateral	-0,25%
CCGF	0,43%
MVE	-0,14%
Método 3	2,97%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,07%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,91%
Demais Custos	0,13%
Total	4,56%

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

15. Assim, do efeito da CVA Energia de 4,56%, destacam-se os seguintes pontos:

- 2,91% de efeito de risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.
- 0,43% de impacto da diferença entre o preço dos CCGF e a cobertura concedida.
- 1,18% de impacto da diferença entre o preço de Itaipu e a cobertura concedida.
- -0,25% de impacto da diferença entre os preços dos contratos bilaterais e a cobertura concedida. Destaca-se aqui que esse efeito incorpora o refaturamento da Geração Distribuidora relativo à Zona da Mata Geração S/A devido ao recálculo da tarifa no processo tarifário de 2019.

16. Em relação ao risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas e o efeito disponibilidade dos CCEAR-D, mais adiante seu impacto será analisado em conjunto com efeitos dos resultados do MCP e ESS no âmbito da apuração da Conta Bandeiras.

Glosa de Energia

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 41 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

17. 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.

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\$)
abr-19	106.200	120.971	120.002	969	207,67	198,90	8.504
mai-19	104.297	120.970	120.001	969	207,51	198,90	8.349
jun-19	95.712	111.254	110.363	891	215,67	203,22	11.098
jul-19	97.878	113.116	112.210	906	222,43	213,30	8.273
ago-19	96.439	113.569	112.659	910	220,56	213,30	6.601
set-19	98.796	118.350	117.402	948	219,22	213,30	5.612
out-19	103.516	125.503	124.497	1.006	218,31	213,30	5.036
nov-19	106.006	116.468	115.535	933	223,46	213,30	9.481
dez-19	101.605	119.312	118.356	956	226,36	213,30	12.482
jan-20	105.927	122.571	121.589	982	230,53	213,30	16.923
fev-20	104.375	111.673	110.778	895	238,56	213,30	22.597
mar-20	101.290	114.421	113.505	917	225,84	213,30	11.494
Total	1.222.042	1.408.178	1.396.896	11.283	221,24	210,03	126.452,47
% perda s. mercado venda		15,23%	14,31%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/04/2019 e 01/03/2020, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -591.559,44 a preços de junho/2020.
- Para o ano civil de 2019: Sobrecontratação de energia de 75.660,2 MWh, que representa 5,31% 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 2021.
- 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\$ 42.489,24.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

48500.007124/2019-20

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1



Fls. 42 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

19. Assim, o componente financeiro final de Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo, considerando os ajustes decorrentes das recontabilizações, é de R\$ -549.070,2, já atualizado para preços de junho/2020, com impacto de 0,08% no reajuste das tarifas.

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

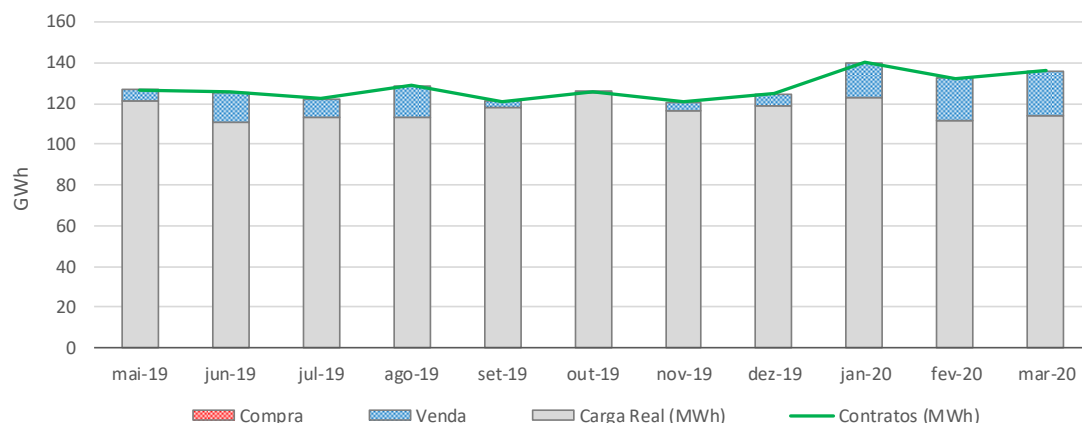


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

21. 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 prazo¹⁸ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

¹⁸ Embora o procedimento de apuração do resultado financeiro do MCP, para fins de repasse tarifário, seja obtido com base na diferença entre PLD e tarifa média de cobertura (uma vez que a CVA já captura o efeito da diferença entre preço e tarifa média), o custo ou receita decorrente das compras e vendas no MCP se dá pela diferença entre o PLD e o Preço Médio dos contratos (Pmix).

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



Fls. 43 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

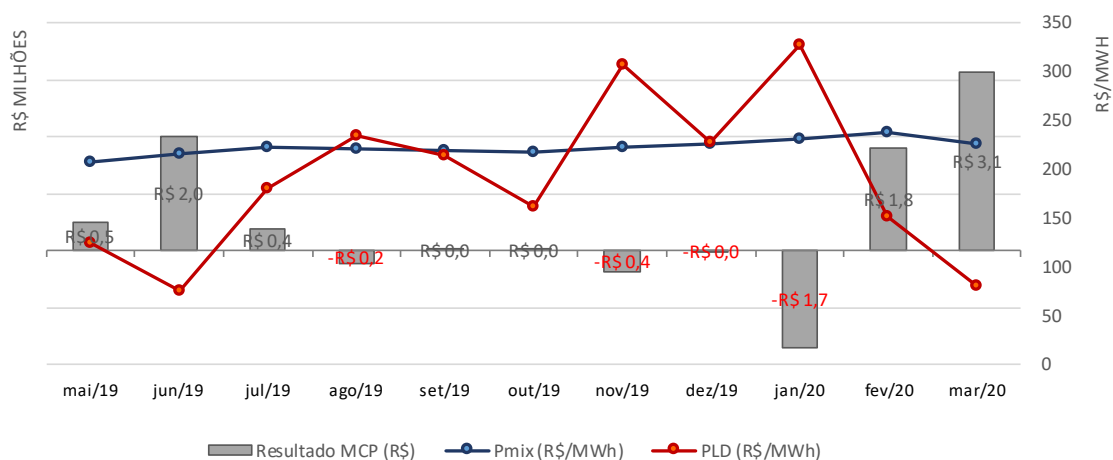


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

22. 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.

Fls. 44 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

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

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	2,91%
Risco Hidrológico de CCGF	0,92%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,25%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,78%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,05%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-3,12%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,00%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,37%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,76%
III - Receitas de MCP e ESS	-1,53%
Resultado MCP	-R\$549.070,20
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$3.735.457,80
ESS + CONER	-R\$13.919.174,31
V - Custos não cobertos pela bandeira e previsão (I + II + III)	-1,74%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,58%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,96%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,21%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,41%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

23. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -1,74%, o que significa que houve a cobertura integral dos custos.

24. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 1,64%¹⁹.

¹⁹ A receita de MCP e ESS é limitada até cobrir os custos de CCEAR-D e do Risco Hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas.

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



Fls. 45 Nota Técnica nº 086/2020-SGT/ANEEL, de 10/06/2020.

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	1,59%
CCEAR-Q/MCSD	0,11%
MCSD EN	0,16%
CCEN	0,10%
Itaipu	1,18%
Bilateral	-0,25%
CCGF	0,43%
MVE	-0,14%
Método 3	0,06%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,07%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	0,13%
Total	1,64%

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

25. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de abril de 2019 a março de 2020, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 8,67%.

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

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

ANDRE VALTER FEIL, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, RICARDO MARTINS, CRISTINA SCHIAVI NODA, DAVI ANTUNES LIMA

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 8E7D67DD00558EB1

