



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA
Gabinete do Ministro
Esplanada dos Ministérios - Bloco U, 8º andar, Brasília/DF, CEP 70065-900
Telefone: (61) 2032-5039 / gabinete@mme.gov.br

Ofício nº 248/2020/GM-MME

Brasília, 5 de junho de 2020.

A Sua Excelência a Senhora
Deputada **SORAYA ALENCAR DOS SANTOS**
Primeira-Secretária da Câmara dos Deputados
Câmara dos Deputados, Primeira Secretaria
70160-900 – Brasília – DF

Assunto: **Requerimento de Informação nº 361/2020.**

Senhora Primeira-Secretária,

1. Faço referência ao Ofício 1ªSec/RI/E nº 1195/2020, de 5 de maio de 2020, da Câmara dos Deputados, relativo ao Requerimento de Informação nº 361/2020, de autoria do Deputado Dagoberto Nogueira (PDT/MS), por meio do qual *"Requer ao Senhor Ministro de Estado de Minas e Energia a apresentação a esta Casa da memória de cálculo dos reajustes das tarifas de energia elétrica da Energisa Mato Grosso do Sul em 2020 e da fundamentação legal e contratual para os procedimentos adotados"*.

2. A esse respeito, encaminho a Vossa Excelência o Ofício nº 37/2020-AID/ANEEL, de 1º de junho de 2020, acompanhado da Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, contendo esclarecimentos acerca do tema.

Atenciosamente,

BENTO ALBUQUERQUE
Ministro de Estado de Minas e Energia



Documento assinado eletronicamente por **Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior, Ministro de Estado de Minas e Energia**, em 05/06/2020, às 17:41, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site http://www.mme.gov.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **0402031** e o código CRC **06404712**.



Ofício n.º 37/2020-AID/ANEEL

Brasília, 1 de junho de 2020.

Ao Senhor
Hugo Oliveira
Assessor Especial do Ministro para Assuntos Institucionais
Ministério de Minas e Energia
Brasília-DF

Assunto: Informações requisitadas ao Exmo. Sr. Ministro de Minas e Energia no âmbito do Requerimento de Informações nº 361/2020.

Senhor Assessor,

1. Por meio do Ofício nº 95/2020/ASPAR/GM-MME, de 27/05/2020, o Ministério de Minas e Energia – MME, dentro do Processo nº 48300.001185/2020-73, apresenta o Requerimento de Informação – RIC nº 361/2020, de autoria do Deputado Dagoberto Nogueira (PDT-MS), encaminhando as demandas respectivas à ANEEL. Entre estas, constam indagações com relação à memória de cálculo dos reajustes das tarifas de energia elétrica da Energisa Mato Grosso do Sul – EMS em 2020, bem como sobre a fundamentação legal e contratual para os procedimentos adotados.
2. De início, vale esclarecer que o Reajuste Tarifário Anual da EMS foi instruído pelo processo administrativo nº 48500.007054/2019-18, no qual, segundo o contrato de concessão nº 001/1997^[1] e nos termos da Lei, a tarifa de energia elétrica representa a soma de todos os componentes do processo de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, como também os encargos setoriais, direcionados ao custeio da aplicação de políticas públicas. Toda essa estrutura é necessária para que a energia possa ser usufruída pelo consumidor.
3. Além desses itens que compõem a tarifa, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram diretamente na fatura de consumo de energia a Contribuição para o Programa de Integração Social e Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – PIS/PASEP, a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública – CIP.

^[1] Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/contratos-de-distribuicao>.





P. 2 do OFÍCIO Nº 37/2020-AID/ANEEL, de 01/06/2020

4. Feitas estas considerações iniciais, tem-se que a memória de cálculo do último reajuste tarifário da EMS compreende planilhas que calculam os financeiros da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela "A", reúnem todos os custos econômicos e financeiros considerados no processo tarifário e calcula o índice de reposição tarifária – IRT da distribuidora, e ponderam todos os custos da distribuidora, de acordo com o nível de consumo, calculando assim as tarifas. Além disso, calcula os valores mensais que serão repassados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios.

5. As memórias de cálculo e os documentos oficiais de todos os procedimentos de reposição tarifária podem ser obtidos diretamente na página eletrônica da Agência, no endereço <https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Vale frisar que toda a memória de cálculo também está consolidada na Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23/03/2020 (SIC 48581.000580/2020), em anexo.

6. Quanto à fundamentação legal e contratual, informamos que tanto o reajuste tarifário da EMS quanto das demais distribuidoras estão fundamentados no inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; no inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997; no 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 na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão da distribuidora, no caso da EMS, o Contrato de Concessão nº 001/1997. Adicionalmente, são adotadas as normas contidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET^[2].

7. Insta ainda ressaltar que, em vista do estado de emergência de saúde pública decorrente da pandemia ocasionada pelo COVID-19, em 24 de março de 2020, a ANEEL aprovou a Resolução Normativa nº 878, que estabelece as medidas de preservação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

8. Diante dessas circunstâncias, vis a vis o compromisso do Regulador em atender o contrato de concessão, na 11ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria Colegiada da Aneel, ocorrida em 07/04/2020, foi homologado o reajuste tarifário anual da EMS, porém, sem a aplicação imediata das tarifas.

9. Em virtude da situação atual da pandemia e a partir de solicitação da própria distribuidora, a concessionária continuará aplicando, no período de 08 de abril de 2020 até 30 de junho de 2020, as tarifas antigas, constantes da Resolução Homologatória nº 2.525, de 02 de abril de 2019. As novas tarifas, homologadas em 2020, pela Resolução Homologatória nº 2.671, de 07/04/2020, somente serão aplicadas a partir de 1º de julho de 2020.

^[2] Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>





P. 3 do OFÍCIO Nº 37/2020-AID/ANEEL, de 01/06/2020

10. Colocamo-nos à disposição para os esclarecimentos adicionais que se fizerem necessários.

11. Respeitosamente,

(Assinado digitalmente)
MARIANNA AMARAL DA CUNHA
Assessora Parlamentar



Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL

Em 23 de março de 2020.

Processo: 48500.007054/2019-18

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S.A. - EMS 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 Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S.A. - EMS, a vigorar a partir de 08 de abril de 2020, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 001/1997 e seus termos aditivos e de acordo com a metodologia de cálculo presente nas versões vigentes dos Submódulos do PRORET, a qual é sintetizada no Anexo I desta Nota Técnica.

II. DOS FATOS

2. A EMS, sediada na cidade de Campo Grande/MS, atende aproximadamente 1 milhão de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 2,7 bilhões.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	856.470	193.789	37,3%
Industrial	7.335	120.812	23,2%
Comercial	79.258	95.026	18,3%
Rural	88.882	50.152	9,6%
Iluminação Pública	2.751	16.727	3,2%
Poder Público	8.793	22.437	4,3%
Serviço Público	1.350	18.311	3,5%
Demais classes	233	2.759	0,5%
Total	1.045.072	520.014	100%

Fonte: SAMP – competência fevereiro/2020.



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F150 4

48581.000580/2020-00

Fls. 2 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

3. Em 02/04/2019, foi aprovado o reajuste tarifário de 2019 da EMS, conforme Resolução Homologatória – REH nº 2.525/2019, em que as tarifas foram, em média, reajustadas em 12,39%.
4. Em 27/12/2019, por meio do Memorando nº 311/2019-SGT/ANEEL¹, a SGT solicitou informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à Superintendência de Regulação de Mercado – SRM.
5. O Memorando nº 43/2020-SRM/ANEEL², de 17/03/2020, informou que a empresa possui contrato bilateral de compra e venda de energia com Raizen Caarapó S.A Açúcar e Álcool, Energisa Bioeletricidade Vista Alegre I, São Gabriel Hidroenergia Ltda. e Pantanal Energética Ltda.
6. Em 06/03/2020, a SGT realizou reunião com os representantes da EMS, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.
7. Em 18/03/2020, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a EMS se encontra adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.
8. Por fim, em 20/03/2020, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF encaminhou o Memorando nº 88/2020-SFF/ANEEL³, de 16/03/2020, no qual informa a validação dos pagamentos processados no banco de pagamentos da concessionária até 11/03/2020 (valores fiscalizados da CVA de 2020) e das despesas com a constituição de garantias financeiras.

III. DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

9. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da Energisa Mato Grosso do Sul Distribuidora de Energia S.A. - EMS conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 6,90%, sendo de 6,93%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 6,89%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

¹ Documento SIC nº 48581.002857/2019-00.

² Documento SIC nº 48580.000368/2020-00.

³ Documento SIC nº 48536.001034/2020-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Tabela 2: Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	6,93%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	6,89%
Efeito Médio AT+BT	6,90%

10. O efeito médio de 6,90% 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 de 2019, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.
11. Desse índice de reajuste tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 4,00% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 2,49%, conforme tabela seguinte:

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Fls. 4 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	1.724.181.239	1.831.792.302	6,24%	4,00%	63,90%
Encargos Setoriais	419.882.223	407.124.823	-3,04%	-0,47%	14,20%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.543.261	4.894.378	7,73%	0,01%	0,17%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	240.952.343	283.629.793	17,71%	1,59%	9,89%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	44.603.816	-	-100,00%	-1,66%	0,00%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	55.557.553	52.209.890	-6,03%	-0,12%	1,82%
PROINFA	48.666.326	39.129.909	-19,60%	-0,35%	1,36%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	25.458.730	27.162.361	6,69%	0,06%	0,95%
ONS	100.193	98.492	-1,70%	-0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	210.629.298	233.014.035	10,63%	0,83%	8,13%
Rede Básica	82.788.010	95.328.933	15,15%	0,47%	3,33%
Rede Básica Fronteira	33.593.767	37.886.928	12,78%	0,16%	1,32%
Rede Básica ONS (A2)	2.281.722	1.829.604	-19,81%	-0,02%	0,06%
MUST Itaipu	11.746.049	14.361.441	22,27%	0,10%	0,50%
Transporte de Itaipu	20.854.583	22.052.720	5,75%	0,04%	0,77%
Conexão	52.290.811	54.047.125	3,36%	0,07%	1,89%
Uso do sistema de distribuição e CCD	7.074.356	7.507.283	6,12%	0,02%	0,26%
Custos de Aquisição de Energia	1.093.669.718	1.191.653.445	8,96%	3,64%	41,57%
PARCELA B	968.103.412	1.035.079.622	6,92%	2,49%	36,10%
IRT	2.692.284.652	2.866.871.923		6,48%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				6,32%	
CVA em processamento - Energia				5,83%	
CVA em processamento - Transporte				0,72%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-0,87%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				0,29%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				-0,36%	
Sobrecontratação/exposição de energia				-0,86%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,02%	
Previsão de Risco Hidrológico				3,04%	
Ajuste CUSD				0,01%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				0,57%	
Reversão do Risco Hidrológico				-2,07%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-5,90%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				6,90%	

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

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

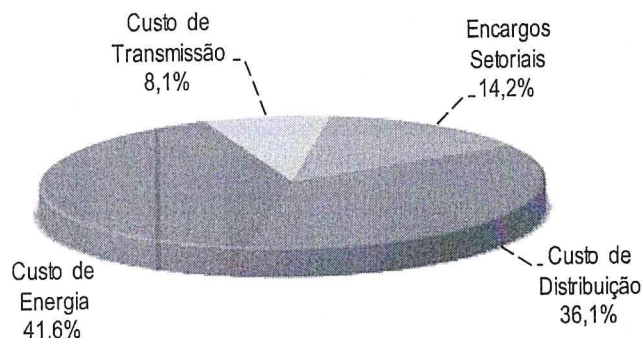


Gráfico 1: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

13. Já o gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais, informadas pela própria empresa, de 19,0% para o ICMS e 5,5% para o PIS e COFINS (total de 24,50% por dentro), o que equivale a uma majoração de 32,46% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

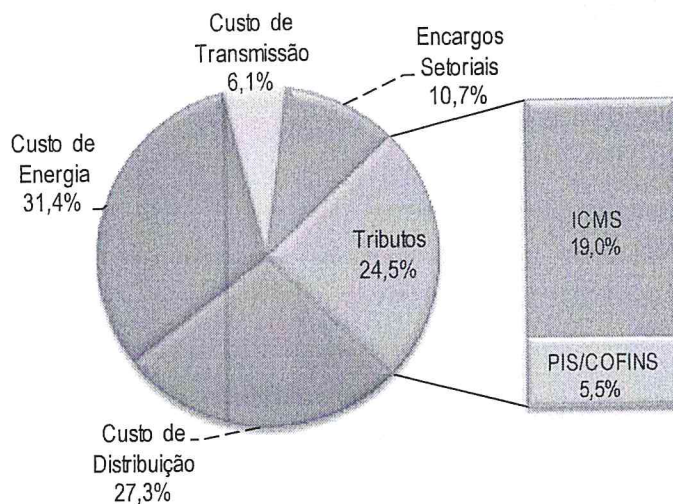


Gráfico 2: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

14. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da EMS nos últimos 10 anos (77,58%), comparada com a variação do IGP-M (85,67%) e IPCA (73,76%) no mesmo período.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Nota Técnica 37/2020-SGT/ANEEL (0400627) SGT/48500.001185/2020-73 / pg. 8

Fls. 6 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

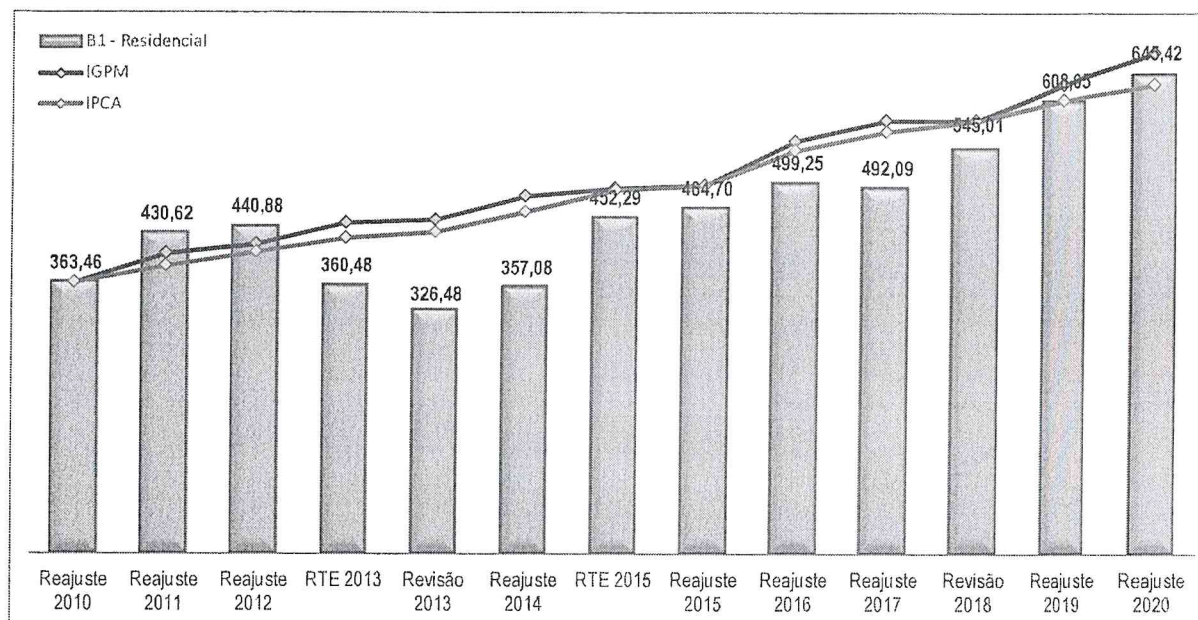


Gráfico 3: Evolução da tarifa Residencial B1 (2010-2020)

IV. DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

15. Conforme detalhado no Anexo I.

IV.2. Período de Referência

16. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da EMS é de abril/2019 a março/2020.

IV.3. Receita Anual

17. No cálculo da Receita Anual inicial (RA_0) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$2.692.284.651,78, conforme demonstrado na Tabela a seguir.

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Tabela 4: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	4.549.779	2.445.802.418
A2 (88 a 138 kV)	8.042	3.833.511
A3 (69 kV)	17.008	6.782.672
A3a (30 kV a 44 kV)	190.857	93.108.836
A4 (2,3 kV a 25 kV)	825.089	410.876.276
BT (menor que 2,3 kV)	3.508.782	1.931.201.124
Demais Livres	1.141.528	197.978.706
Distribuição	23.924	2.938.881
Geração	-	45.564.646
Total	5.715.231	2.692.284.652

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

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

Tabela 5: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.543.261	4.894.378	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	285.556.160	283.629.793	REH 2.664/2019
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	55.557.553	52.209.890	Desp 3.654/2019
PROINFA	48.666.326	39.129.909	REH 2.653/2019
P&D e Eficiência Energética	25.458.730	27.162.361	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	100.193	98.492	Contribuição 2019
Total de Encargos Tarifários	419.882.223	407.124.823	

19. O total dos encargos setoriais corresponde a participação no efeito médio de - 0,47%. Destaca-se o aumento do orçamento da CDE – USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para 2020, conforme a REH nº 2.664, de 17 de dezembro de 2019, que contribuiu para um efeito médio de 1,59%. Em contrapartida, a retirada da cobertura parcial da CDE Conta ACR concedida no processo tarifário de 2019, em função do fim do recolhimento do encargo em setembro/19, implicou uma variação negativa de -1,66% no atual reajuste.

IV.4.2. Transmissão

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Nota Técnica 37/2020-SGT/ANEEL (0400627)

SF148300.001185/2020-73 / 52 10

Fls. 8 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Tabela 6: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	82.788.010	95.328.933
Rede Básica Fronteira	33.593.767	37.886.928
Rede Básica ONS (A2)	2.281.722	1.829.604
MUST Itaipu	11.746.049	14.361.441
Transporte de Itaipu	20.854.583	22.052.720
Conexão	52.290.811	54.047.125
Uso do sistema de distribuição	7.074.356	7.507.283
Total dos Custos de Transporte	210.629.298	233.014.035

21. Os Custos de Transmissão correspondem a um efeito médio de 0,83%. Esse feito decorre, principalmente, da utilização das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão e novas Receitas Anuais Permitidas das concessionárias de transmissão, estabelecidas nas Resoluções Homologatórias nº 2.562 e 2.564, ambas de 25 de junho de 2019, bem como da utilização dos novos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão.

IV.4.3. Compra de Energia

IV.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

22. A tabela abaixo apresenta os valores de perdas utilizados no atual reajuste tarifário da EMS.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	5,99%	5,99%	REH 2.380/2018
Técnica (s/ merc. injetado)	9,80%	9,80%	REH 2.380/2018
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,17%	1,32%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	3.508.782	3.508.782	SAMP

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

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Tabela 8: Energia Requerida (MWh) – DRP

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	4.549.779	4.549.779
Fornecimento	4.549.779	4.549.779
Consumidores Livres	1.165.452	1.165.452
Perdas Totais	917.815	925.848
Perdas Rede B.	63.383	71.417
Perdas na Distribuição	854.432	854.432
Perda Não Técnica	210.342	210.342
Perda Técnica	644.090	644.090
Energia Requerida	5.467.594	5.475.628

IV.4.3.2. Valoração da Compra de energia

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

Tipo de Contrato	Dado Utilizado	Dispositivo Legal
Bilaterais	Tarifas e montantes	Memorando nº 43/2020-SRM/ANEEL ⁴
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.643/2019
Cotas Lei nº 12783/2013	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)	Tarifas	Resultado dos leilões atualizado
CCEARs térmicas	Tarifas	Previsão SGT

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

⁴ SIC 48580.000368/2020-00.

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



Fls. 10 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	2.600.339,433	2.584.933,145	240,17	620.830.987,731
Existente - CCEAR-QTD	34.482,298	34.278,000	188,85	6.473.471,11
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.640.652,884	1.630.932,471	269,63	439.746.144,39
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	573.750,545	570.351,232	217,44	124.016.823,37
Madeira e Belo Monte	351.453,706	349.371,441	144,82	50.594.548,86
Energia Base	2.907.280,848	2.890.694,728	197,47	570.822.456,83
Bilateral	402.746,400	400.360,240	240,37	96.233.783,74
Cota Angra I/Angra II	174.465,082	173.431,425	269,75	46.783.126,93
Cotas Lei n° 12783/2013	1.275.133,976	1.267.579,162	107,78	136.622.581,24
Itaipu (tirando as perdas)	947.131,115	941.519,626	309,27	291.182.964,91
PROINFA	107.804,275	107.804,275	-	-
Total	5.507.620,281	5.475.627,872	217,63	1.191.653.444,56

25. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados para a EMS, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizam R\$1.191.653.444,56 e levaram a uma variação no efeito médio de 3,64%. Merecem destaque: (i) a variação de preço da energia de Itaipu, a qual é indexada em dólar, cuja cotação de cobertura passou de R\$ 3,80, no processo de 2019, para R\$ 4,75; (ii) o aumento do montante contratado e da tarifa média dos Leilões de Energia Nova Alternativa - CCEARs por disponibilidade e (iii) em contrapartida, com efeito redutor tarifário, a retirada da energia proveniente do 13º Leilão de Energia Existente em função do fim do período de suprimento.

26. A Tabela abaixo demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Tabela 11: 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	54.265	-	-100,0%	383,74	0,00	-100,0%
Existente - CCEAR-QTD	371.038	34.482	-90,7%	314,24	188,85	-39,9%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	1.309.430	1.640.653	25,3%	245,99	269,63	9,6%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	544.233	573.751	5,4%	207,06	217,44	5,0%
Madeira e Belo Monte	352.417	351.454	-0,3%	139,27	144,82	4,0%
Cota Angra I e Angra II	173.738	174.465	0,4%	247,47	269,75	9,0%
Cotas Lei n° 12.783/2013	1.279.504	1.275.134	-0,3%	101,00	107,78	6,7%
Ajuste - CCEAR	-	-	-	0,00	0,00	-
Itaipu	927.476	947.131	2,1%	241,88	309,27	27,9%
Bilateral	401.646	402.746	0,3%	218,02	240,37	10,3%
Geração Própria	-	-	-	0,00	0,00	-
Montante de Reposição	-	-	-	-	0,00	-
Proinfa	109.273	107.804	-1,3%	0,00	0,00	-
Sobra (-) / Exposição (+)	-55.424	-31.992	-42,3%	211,80	222,00	4,8%
TOTAL	5.467.594	5.475.628	0,1%	200,03	217,63	8,8%

IV.5. PARCELA B

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

Tabela 13: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B - DRA (R\$)	968.103.412	TUSD aplicada ao Mercado
(2) IGP-M	6,81%	SGT/ANEEL
(3) Fator X	-0,11%	
(3.1) Componente Pd do Fator X	1,32%	REH 2.380/2018
(3.2) Componente T do Fator X	-1,47%	REH 2.525/2019
(3.3) Componente Q do Fator X	0,04%	PRORET 2.5 A
Parcela B - DRP (R\$) = [(1)*((2)-(3))]	1.035.079.622	

28. A atualização da Parcela B representou 2,49% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M no período de referência, de 6,81%, descontada do Fator X, de -0,11%.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F460

Nota Técnica 37/2020-SGT/ANEEL (0400627)

SF 48300.001185/2020-73 / pg. 14

Fls. 12 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Tabela 14: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	162.861.648,98	5,83%
CVA em processamento - Transporte	20.233.011,93	0,72%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 24.272.626,50	-0,87%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	8.144.056,33	0,29%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	- 9.939.603,70	-0,36%
Sobrecontratação/exposição de energia	- 24.011.905,56	-0,86%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	505.253,40	0,02%
Previsão de Risco Hidrológico	84.838.854,25	3,04%
Ajuste CUSD	169.447,28	0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	15.838.586,38	0,57%
Reversão do Risco Hidrológico	- 57.910.987,62	-2,07%
Total	176.455.735,17	6,32%

30. Em relação aos componentes financeiros apurados, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 6,32% no atual reajuste da EMS. Destaca-se a CVA em Processamento – Energia, com efeito de 5,83%.

31. 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	(21.048,71)	-0,75%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas repactuadas	59.574,04	2,13%
CVA Energia - Risco Hidrológico das usinas cotistas	46.765,30	1,67%
CVA Energia - Risco Hidrológico da UHE Itaipu	37.380,34	1,34%
CVA ESS/EER (sem bandeiras)	(45.502,31)	-1,63%
Resultado do Mercado de Curto Prazo* (sem bandeiras)	77.484,73	2,77%
Custo total - Itens observados nas Bandeiras Tarifárias	154.653,37	5,54%
Receita das Bandeiras Tarifárias (Energia, ESS e MCP)	(103.015,14)	-3,69%
Reversão da Previsão do Risco Hidrológico	(57.920,04)	-2,07%
Custo não coberto antecipadamente	(6.281,81)	-0,22%

32. Dos valores apresentados, 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 6 milhões, os quais contribuíram com o efeito de -0,22% no presente reajuste tarifário.

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

34. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de abril/2020 a março/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 abril/2019 a março/2020.

Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

Tipo	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	268.117,72	5.485.627,47	5.753.745,18
Subsídio Geração Fonte Incentivada	21.587,24	1.334.599,94	1.356.187,18
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	33.010,50	673.368,14	706.378,63
Subsídio Rural	- 268.385,06	4.728.874,44	4.460.489,38
Subsídio Irrigante/Aquicultor	42.854,56	369.284,25	412.138,81
Total	97.184,96	12.591.754,23	12.688.939,18

VI. DO FUNDAMENTO LEGAL

35. 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 001/1997.

VII. DA CONCLUSÃO

36. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 001/1997, no que consta do Processo nº 48500.007054/2019-18 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da EMS, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 6,90% sendo de 6,93% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 6,89% 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 EMS;

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Fls. 14 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

- 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.

VIII. DA RECOMENDAÇÃO

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

DEVETH LIMA FERREIRA
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 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 ainda não assinaram termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)⁵, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1	Procedimentos Gerais	1.4	28/03/2016
3.2	Custos de Aquisição de Energia	1.1	26/01/2018
3.3	Custos de Transmissão	1.0	17/03/2014
3.4	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2	CVA	1.0	28/03/2016
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4	Demais Componentes Financeiros	1.4	26/08/2018
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	1.0	22/12/2017
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
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	1.0	05/10/2016

⁵ 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. 16 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 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	2.0	03/07/2017
6.8	Bandeiras Tarifárias	1.5	27/04/2018
Módulo 10 - Ordem e Condições de Realização dos processos Tarifários e Requisitos de Informações e Obrigações			
10.2	Reajustes tarifários de Distribuidoras e Permissionárias	1.2	23/03/2015

II. SÍNTESE DA METODOLOGIA APLICADA

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

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

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

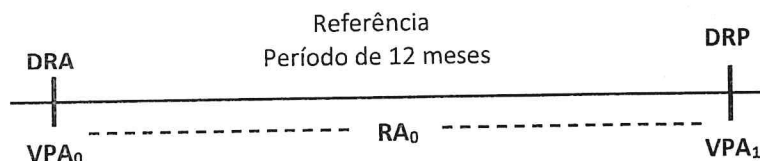
7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.

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

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.



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

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

onde:

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

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

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

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

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

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

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Nota Técnica 37/2020-SGT/ANEEL (0400627)

SF148300.001185/2020-73 / pg. 20

Fls. 18 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

III.1. DEFINIÇÃO DO PERÍODO DE REFERÊNCIA

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

III.2. CÔMPUTO DE RECEITA ANUAL

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

III.3. CÔMPUTO DO PARCELA A

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

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

III.3.1. Encargos Setoriais

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

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

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

15. A cobertura tarifária referente ao encargo de CDE considerado neste processo tarifário incorpora a quota anual de CDE Uso, homologada pela REH 2.664, de 17/12/2019. Essa cota é paga por todos os agentes que atendem consumidores finais cativos e livres no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão de energia elétrica. Essa quota é destinada ao custeio dos objetivos da CDE, previstos em seu orçamento anual, definido pelo Poder Executivo, conforme previsto nos §§ 2º e 3º do art. 13 da Lei nº 10.438, de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.783, de 2013.

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica. Tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET;

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F460

Fls. 20 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

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

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

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

III.3.2. Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição

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

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

18. 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

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, e a partir das tarifas vigentes.

19. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo foram obtidos da REH 2.564, de 25 de junho de 2019, além de considerar as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

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

21. 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.

22. 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.

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

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Nota Técnica 37/2020-SGT/ANEEL (0400627)

SF 48300.001185/2020.73 / pp. 24

Fls. 22 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

III.3.3 Compra de Energia

25. 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.

26. 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”*.

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

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

- *Contratos Bilaterais*: são contratos de livre negociação entre os agentes, 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 ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei nº 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.
- *Contratos de Leilões (CCEARs)*: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas;
- *Leilões de Ajuste*: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

- *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 na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;
- *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; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;
- *Cotas do PROINFA*: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;
- *Cotas das Concessões Renovadas*: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013; incluem-se aí as usinas objeto do Leilão de Contratação de Concessões de Usinas Hidrelétricas em Regime de Alocação de Cotas de Garantia Física e Potência, realizado em 25/11/2015;
- *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração própria 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 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;
- *Geração Distribuída*: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



Fls. 24 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

29. 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 (na distribuição – técnicas e não técnicas 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.

30. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas 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.

31. 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 elétrica⁶.

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

III 3.3.2. Valoração da Compra de Energia

33. O artigo 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

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

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

34. 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.

35. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elaborase o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁷ considerando o período de referência em questão.

36. 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.

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

III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

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

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

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

⁷ 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. 26 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

onde:

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

X - Fator X definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescentado ao IVI.

40. O Fator X⁸ é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

41. O componente Pd consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, ajustado pela variação observada do mercado e das unidades consumidoras, pois esses são fatores que afetam os ganhos de produtividade das distribuidoras

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

43. Por fim, o valor da componente Q é resultado da qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

44. 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 obrigação

⁸ Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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



Fls. 27 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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 PRORET⁹.

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

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

i) **A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.** Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual são atualizados pela Selic¹⁰.
- Em observância ao Submódulo 4.2 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.

⁹ 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>

¹⁰ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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



Fls. 28 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

iii) **Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia.** Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹¹, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

iv) **Recálculo da Sobrecontratação de Energia:** 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.

v) **Demais Componentes Financeiros:** Em relação aos Demais Componentes Financeiros elencados no Submódulo 4.4 do PRORET, devem ser verificados os que se aplicam a cada processo de reajuste tarifário.

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

46. 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.

47. 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.

48. 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.

¹¹ 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. 29 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

49. 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

50. 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.

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

VI. METODOLOGIA PARA O CUMPRIMENTO DE DECISÕES LIMINARES RELATIVAS AO PAGAMENTO DA CDE

52. Desde meados de 2015, uma grande quantidade de agentes do setor elétrico vem ajuizando ações judiciais com o objetivo de desobrigá-los do pagamento de parcelas consideradas controversas no orçamento anual da CDE.

53. Com o aumento substancial de processos judiciais contestando o encargo da CDE, visando uma simplificação operacional benéfica tanto para a ANEEL quanto para as distribuidoras, a Diretoria da ANEEL decidiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.083/2016¹², de 14 de junho de 2016, publicar as tarifas com os efeitos das liminares e a lista de consumidores beneficiados, de tal forma que as distribuidoras realizem o faturamento do encargo da CDE considerando as novas tarifas publicadas, com vigência da decisão judicial até quando perdurar os seus efeitos.

¹² Publicada em 16 de junho de 2016.

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





Fls. 30 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

54. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência.

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



Fls. 31 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

1. O saldo da CVA consiste no resultado da apuração das variações dos valores dos itens da Parcela A (encargos setoriais, transporte e compra de energia) que ocorrem no período entre os eventos tarifários, sendo calculado conforme os procedimentos definidos no Submódulo 4.2 A do PRORET¹³. 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	18.247.137,27	0,00	18.247.137,27	18.753.195,31	19.169.509,73
CDE Energia	3.398.202,13	0,00	3.398.202,13	3.894.447,31	3.980.902,69
Rede Básica	20.632.170,40	-4.284.869,77	16.347.300,63	16.569.882,15	16.937.727,79
Compra de Energia	-32.581.221,10	185.612.459,99	153.031.238,89	159.324.696,01	162.861.648,98
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	3.140.443,82	0,00	3.140.443,82	3.223.718,70	3.295.284,14
Proinfa	-1.871.399,46	0,00	-1.871.399,46	-1.879.011,72	-1.920.725,13
ESS	-46.947.433,92	3.870.553,53	-43.076.880,39	-44.514.115,87	-45.502.313,80
CVA Total	-35.982.100,87	185.198.143,74	149.216.042,88	155.372.811,89	158.822.034,41

* 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 4,15%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

2. Os dados considerados no cálculo foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL, a qual utilizou banco de dados corporativo para receber os dados das distribuidoras relativos ao pagamento dos itens de custo observados no cálculo do saldo de CVA.

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 5,69% e está detalhado no gráfico a seguir:

¹³ 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. 32 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

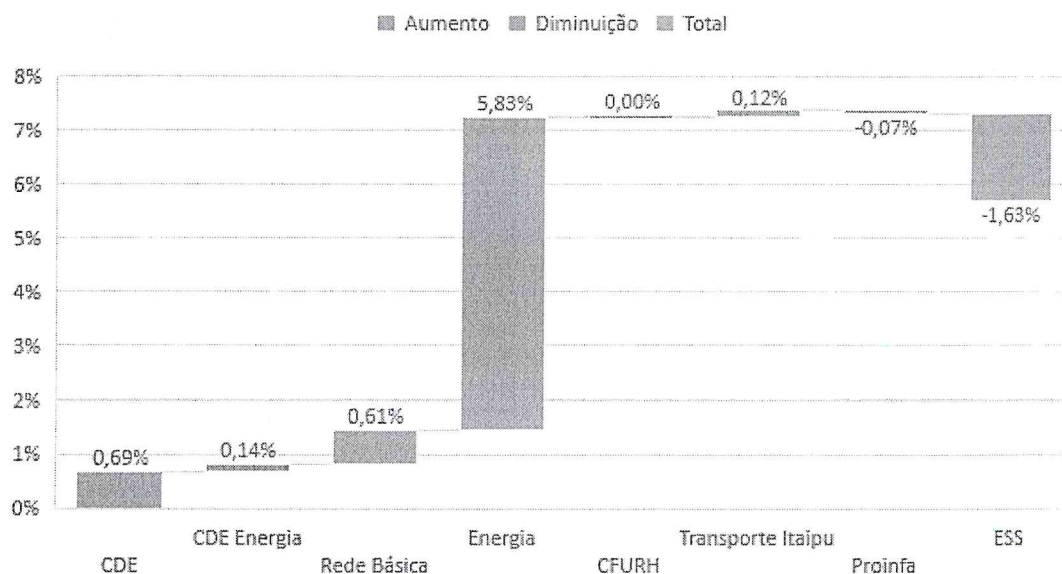


Gráfico II.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 3,69% 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 EMS referente ao saldo remanescente a ser devolvido para os consumidores, no valor de R\$ 8.998.655,61, o que correspondeu a uma redução tarifária de 0,32%.
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.

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



Fls. 33 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 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\$)
jan-19	1.401.625,52	-	-	-3.239.145,52	860,15
fev-19	2.256.175,98	-	-	-5.553.391,60	2.710,44
mar-19	1.387.518,35	-	-	-7,06	885,76
abr-19	2.306.922,24	1.200.745,26	-	-68.616,05	-
mai-19	707.805,78	3.609.171,38	-	-200.521,78	-
jun-19	-	3.446.806,31	-	-	-
jul-19	8,10	3.239.090,72	-	-	-
ago-19	-	445.394,13	-	-973.873,34	-
set-19	36.600,95	-	-	-	-
out-19	3.991,50	-	-	-	1,21
nov-19	33.336,27	-	-	-	0,14
dez-19	1,46	-	-	-	-
Total	8.133.986,15	11.941.207,80	0,00	-10.035.555,35	4.457,70

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 e II.3 e Tabela II.3.

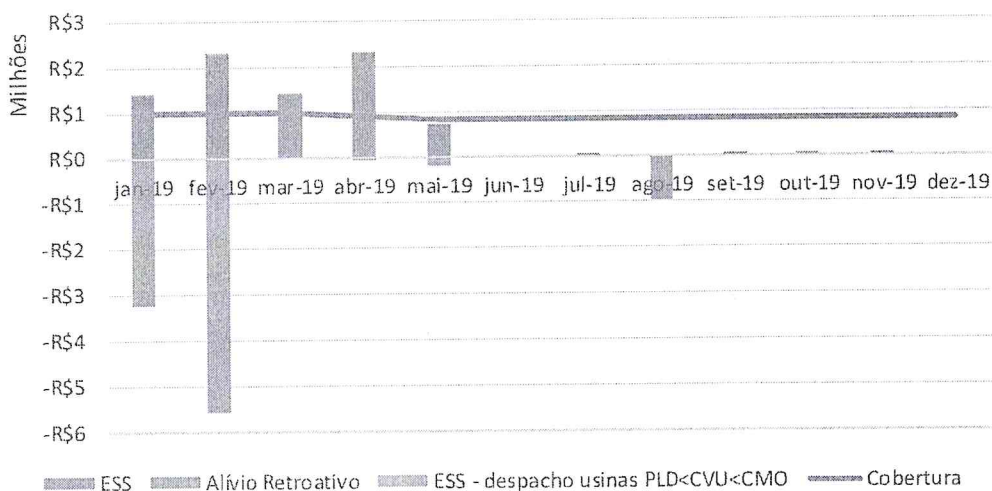


Gráfico II.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Nota Técnica 37/2020-SGT/ANEEL (0400627)

SF148300.001185/2020-73 (pg. 36)

Fls. 34 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

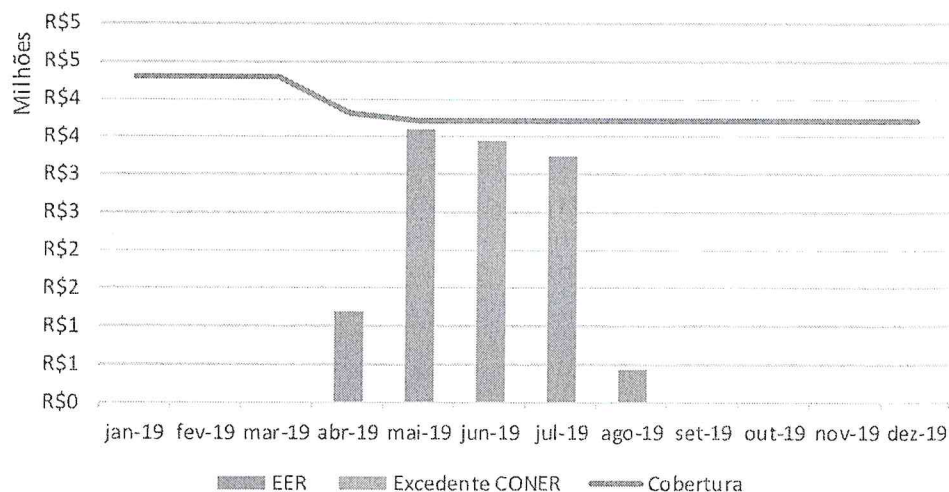


Gráfico II.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	(1.897.111,50)	10.594.819,27	(12.491.930,77)
EER	11.941.207,80	46.396.710,95	(34.455.503,15)

Compra de Energia

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

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



Fls. 35 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	1.044.281	18,5%
CCEAR-D	1.309.729	23,1%
MCSD	337.299	6,0%
CCEN	173.759	3,1%
PROINFA	108.265	1,9%
Itaipu	925.034	16,3%
BILATERAL	387.899	6,9%
CCGF	1.285.046	22,7%
MCSD EN	88.577	1,6%
Total	5.659.887	100,0%

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

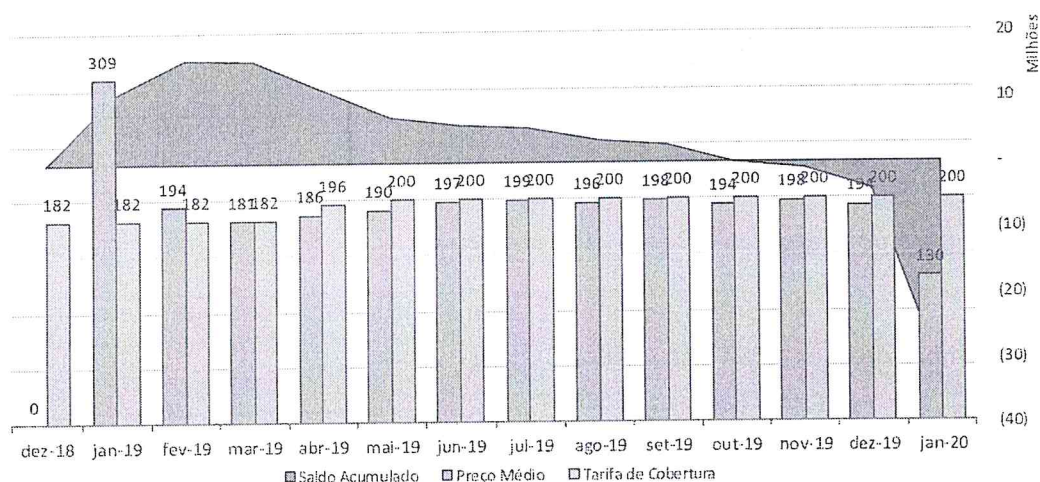


Gráfico II.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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

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



Fls. 36 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	- 176.547,27
Recontabilização da Glosa de Perdas	-
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	330.208,88
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	64.801.146,81
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 3.914.337,50
Exposição entre Submercados	50.362.920,08
Risco Hidrológico - Itaipu	35.759.357,28
Risco Hidrológico - CCGF	44.827.023,97
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	57.264.653,74
Demais Itens	- 8.645.901,16
Recontabilização - Acrônimos CCEE	2.473.799,11
MAC - Energia	935.385,66
Recontabilização dos MAC - Energia	23.686,78
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 54.292.539,31
Ressarcimentos	- 4.136.397,07
Total	185.612.459,99

Tabela II.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	1.447.484,21
Efeito do CCGF	171.897,63
Efeito do CCEN	1.496,10
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	75.665,52
Exposição financeira entre submercados	383.592,62
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	393.663,03
Total	2.473.799,11

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

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



Fls. 37 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

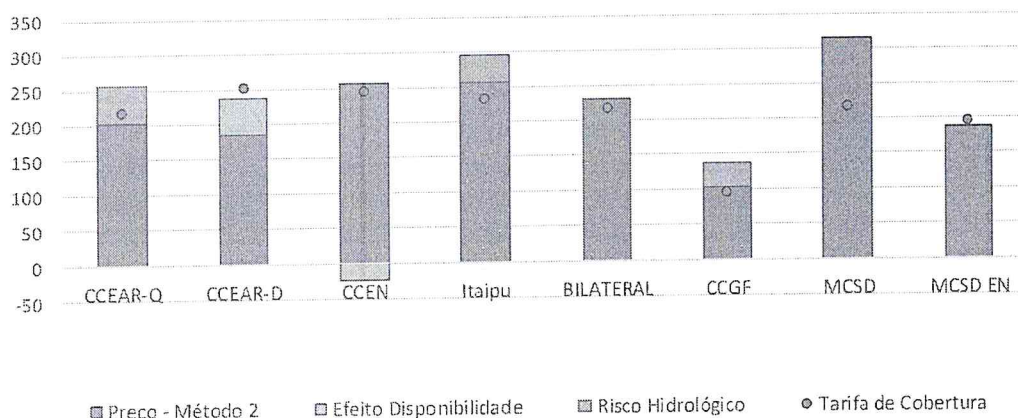


Gráfico II.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

13. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 5,83% pode ser segregado para cada tipo de contrato, observando a respectiva cobertura concedida no processo tarifários e alocação da receita de bandeiras destinada para a cobertura dos custos do Efeito Disponibilidade dos CCEAR-D, Risco Hidrológico de Itaipu, Risco Hidrológico de CCGF e Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas, conforme custos apurados no âmbito da Conta Bandeiras. Os resultados estão detalhados no gráfico a seguir a seguir.

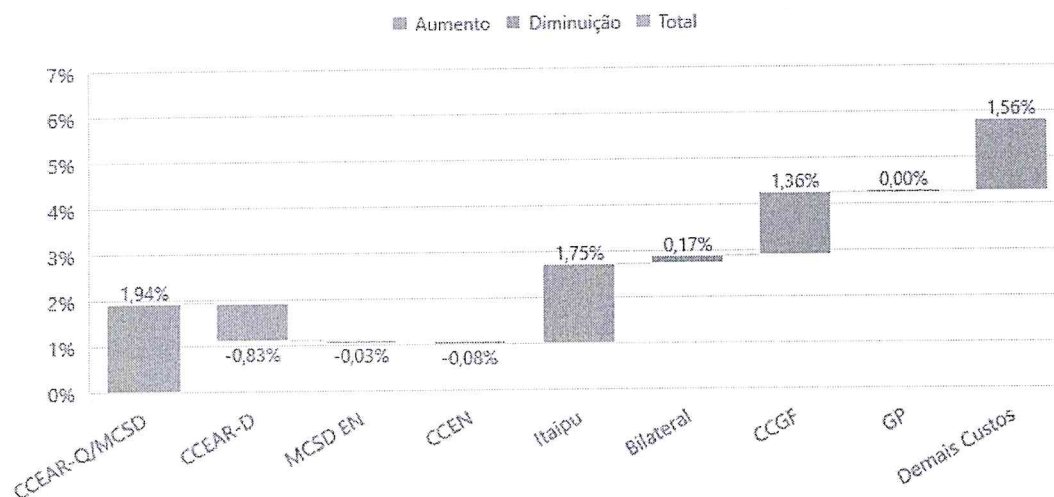


Gráfico II.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Fls. 38 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

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

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

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	2,01%
CCEAR-Q/MCSD	0,65%
MCSD EN	-0,03%
CCEN	0,06%
Itaipu	0,86%
Bilateral	0,17%
CCGF	0,31%
Método 3	3,82%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,15%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,41%
Demais Custos	1,56%
Total	5,83%

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

15. Assim, do efeito da CVA Energia de 5,83%, destacam-se os seguintes pontos:
- 2,41% de efeito de risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas e efeito disponibilidade de CCEAR-D.
 - 0,86% de impacto da diferença entre o preço de Itaipu e a cobertura concedida.
 - 0,31% de impacto da diferença entre o preço dos CCGF e a cobertura concedida.
 - Dos demais custos considerados por meio do Método 3, 1,18% refere-se ao impacto da diferença de preços entre submercados.

15. Por fim, cabe analisar em conjunto o risco hidrológico de CCGF e das Usinas Repactuadas com a previsão de cobertura concedida no processo tarifário de 2018, por meio de componente financeiro. Desta forma, a tabela a seguir apresenta o resultado dessa comparação.

Glosa de Energia

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



Fls. 39 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

16. 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\$)
fev-19	425.958	469.394	466.042	3.353	218,54	181,77	123.288
mar-19	392.270	486.762	483.285	3.477	205,30	181,77	81.817
abr-19	385.332	455.577	452.323	3.254	199,32	195,77	11.567
mai-19	374.563	414.837	411.874	2.963	201,39	200,03	4.033
jun-19	327.124	382.277	379.547	2.730	205,60	200,03	15.214
jul-19	330.326	387.475	384.707	2.768	211,73	200,03	32.375
ago-19	340.733	408.674	405.755	2.919	206,50	200,03	18.905
set-19	368.765	461.649	458.352	3.297	208,21	200,03	26.975
out-19	394.604	500.973	497.395	3.578	205,38	200,03	19.164
nov-19	410.807	500.961	497.383	3.578	213,89	200,03	49.595
dez-19	397.821	469.533	466.179	3.354	212,52	200,03	41.903
jan-20	384.398	515.301	511.621	3.681	132,57	200,03	-248.289
Total	4.532.701	5.453.413	5.414.463	38.951	201,00	196,47	176.547,27
% perda s. mercado venda		20,31%	19,45%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado das compras e vendas de energia no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/01/2019 e 01/12/2019, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ - 25.688.945,33 a preços de abril/2020.
- Para o ano civil de 2019: Sobrecontratação de energia de 184.214,99 MWh, que representa 3,40% do Mercado Regulatório. Por estar dentro do limite de 5% do Mercado Regulatório definido no Decreto nº 5.163/2004, não há ajuste a ser realizado no respectivo repasse do resultado do mercado de curto prazo.
- 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,

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



Fls. 40 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE. Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ 1.677.039,77.

18. 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\$ -24.011.905,56, já atualizado para preços de abril/2020, com impacto de -0,86% no reajuste das tarifas.

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

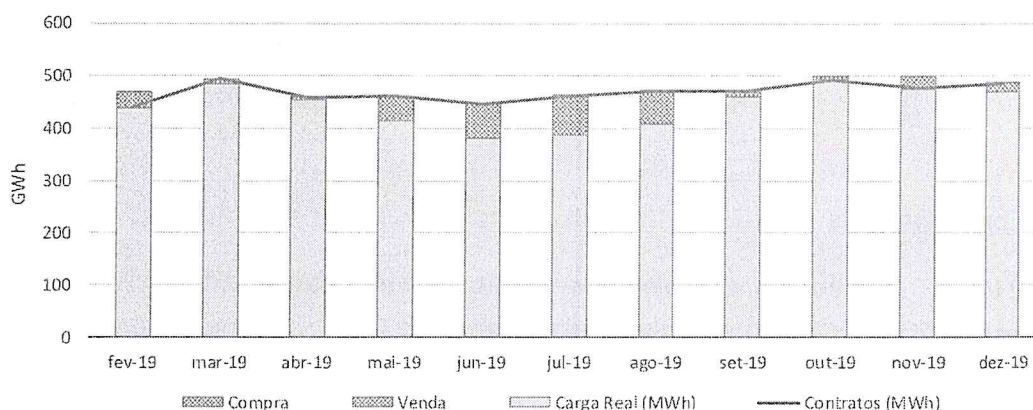


Gráfico II.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

20. O Gráfico a seguir apresenta o comparativo entre o Preço Médio dos Contratos de Compra de Energia e o valor do PLD percebido pela distribuidora, bem como o resultado financeiro no mercado de curto prazo¹⁴ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

¹⁴ 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. 41 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

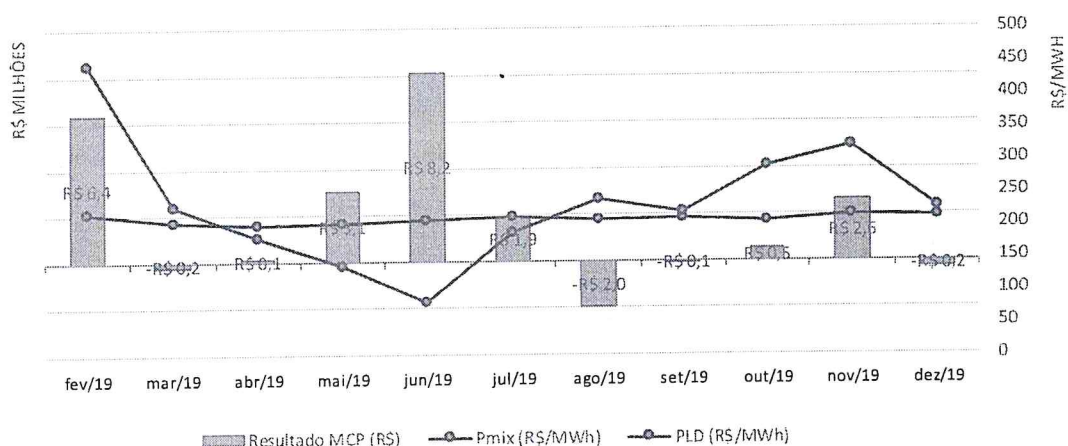


Gráfico II.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

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

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANEEL

Processo nº 48500.007054/2019-18



DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE.

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F160

Nota Técnica 37/2020-SGT/ANEEL (0400627)

SF148300 001185/2020-73 / pg. 44

Fls. 42 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 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*	2,41%
Risco Hidrológico de CCGF	1,05%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,29%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,89%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,83%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-2,07%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,68%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,90%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,49%
III - Receitas de MCP e ESS	-0,56%
Resultado MCP	-R\$24.011.905,56
Diferença de Preços entre Submercados**	R\$53.979.307,45
ESS + CONER	-R\$45.502.313,80
V - Custos não cobertos pela bandeira e previsão (I + II + III)	-0,22%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,25%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-0,27%
Risco Hidrológico de Itaipu	-0,27%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,56%

* Já descontada as receitas da Conta Bandeira

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

22. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifários e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeira, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -2,16%.

23. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 3,43%¹⁵.

¹⁵ 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. 43 Nota Técnica nº 37/2020-SGT/ANEEL, de 23 de março de 2020.

Tabela II.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	2,01%
CCEAR-Q/MCSD	0,65%
MCSD EN	-0,03%
CCEN	0,06%
Itaipu	0,86%
Bilateral	0,17%
CCGF	0,31%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	1,41%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,15%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	1,56%
Total	3,43%

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

24. Cabe aqui ressaltar que o resultado do MCP considerado para fins de apuração dos impactos de CCEAR-D e Risco Hidrológico não contempla o limite de repasse da sobrecontratação, de forma que parte desse resultado poderá ser repassado à distribuidora quando homologado o limite de sobrecontratação involuntária para o período. Para o período de janeiro de 2019 a dezembro de 2019, o nível de contratação apurado em relação à carga real foi de 2,52%.

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

Superintendência de Gestão Tarifária – SGT/ANFFI

Processo nº 48500 007054/2019-18

DOCUMENTO ASSINADO DIGITALMENTE POR:

OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO, DAVI ANTUNES LIMA, DEVETH LIMA FERREIRA

Consulte a autenticidade deste documento em <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>, informando o código de verificação 1EF2F7D90053F460



SF148300.001185/2020.73 / 00.46