

Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL

Em, 05 de dezembro de 2019.

Processo: **48500.005792/2019-12**

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S/A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2019.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar a análise e o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2019 da CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S/A., a vigorar a partir de 13/12/2019, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão de Distribuição 002/2018-ANEEL 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 CERON, sediada na cidade Porto Velho, atende aproximadamente 639 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa atualmente um faturamento anual na ordem de R\$ 1,5 Bilhão.

Tabela 1 - Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	461.549	114.689	40,9%
Industrial	1.565	42.439	15,1%
Comercial	43.638	58.141	20,7%
Rural	127.102	28.877	10,3%
Iluminação Pública	288	10.875	3,9%
Poder Público	4.634	20.073	7,2%
Serviço Público	343	4.719	1,7%
Demais classes	146	846	0,3%
Total	639.265	280.658	100%

Fonte: SAMP – competência outubro/2019.



Pg.2 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

A Designação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica em Rondônia

3. Em 26/7/2016, foi publicada a Portaria MME nº 388, dispondo sobre os termos e as condições para a Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica por Órgão ou Entidade da Administração Pública Federal, nos termos do art. 9º, § 1º, da Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

4. Por sua vez, em 3/8/2016, foi publicada a Portaria MME nº 422, a qual designou a Centrais Elétricas de Rondônia - CERON como Responsável pela Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, nos termos e condições estabelecidos na Portaria MME nº 388/2016, até a assunção de novo concessionário ou até 31 de dezembro de 2017, o que ocorresse primeiro. A Portaria MME nº 246, de 12/6/2018, alterou a Portaria MME nº 422/2016 quanto ao prazo supracitado, prorrogando-o para 31 de dezembro de 2018.

Flexibilização das perdas e dos custos operacionais

5. Em 1/9/2017, foi publicada a Portaria MME nº 346, que alterou a Portaria MME nº 388/2016 e estabeleceu que, no processo tarifário do ano de 2017, a ANEEL deveria flexibilizar, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas, com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da Concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei nº 12.783/2013.

6. Em 28/11/2017, após o encerramento da AP 32/2017, foi publicada a Resolução Homologatória (REH) nº 2.349, a qual homologou os parâmetros regulatórios a serem utilizados nos processos tarifários das Distribuidoras Designadas, definidas nos termos da Resolução Normativa (REN) nº 748, de 29/11/2016, e nos processos subsequentes. Foram homologados, entre outros parâmetros, os níveis regulatórios de perdas técnicas e não técnicas, bem como o nível de flexibilização dos custos operacionais a serem adicionados, após atualização pelo IPCA, à Parcela B no cálculo dos respectivos processos tarifários.

O Processo Tarifário de 2017

7. Conforme consta da REH nº 2.350, de 2017, o reajuste tarifário anual de 2017 da CERON representou, em média, uma variação das tarifas homologadas em 2016 de 8,27%. Tal resultado foi obtido com a aplicação integral das flexibilizações de perdas não técnicas e custos operacionais autorizadas pela Portaria MME nº 346, de 2017.

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



Pg.3 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

O Leilão da CERON e o RTA 2018

8. Em 26/9/2018, foi publicado no D.O.U. o resultado definitivo do Leilão da Ceron, tendo como vencedora a Energisa S/A, única proponente do certame, que o ofertou índice Deságio na Flexibilização Tarifária e Outorga de 21,00 pontos. O deságio em questão implicou, de acordo com as regras estabelecidas no Edital, na redução: de 100% para 96,6% do custo operacional flexibilizado; de 23,09% para 19,99% do percentual de perdas não técnicas reconhecidas na tarifa; de 100% para 79,0% o percentual de reconhecimento do saldo devedor de empréstimos do Fundo de Reserva Global de Reversão - RGR. Considerando-se o efeito do deságio de forma isolada, sem considerar as variações de todos os demais itens que afetam as tarifas, a Aneel estimou que a oferta de deságio da Energisa implicou em efeito tarifário médio de -1,81%¹.

9. Em 27/9/2018, foi enviado ao MME o Ofício nº 51/2018-DR/ANEEL, por meio do qual, a ANEEL, em concordância com o pleito do grupo vencedor da licitação, sugeriu uma modificação na Portaria MME nº 422/2016, visando a realização de uma única alteração tarifária para a concessão no ano de 2018, contemplando os efeitos tanto do reajuste tarifário anual como do deságio proporcionado pelo leilão. Neste sentido, em 11/10/2018, a Portaria MME nº 432, de 2018, alterou a Portaria MME nº 422, de 2016, determinando que o Reajuste Tarifário do ano de 2018 fosse ser processado na primeira movimentação tarifária posterior à assinatura do Contrato de Concessão.

10. Em 30/10/2018 ocorreu a assinatura do Contrato de Concessão nº 02/20182, entre a União e a CERON, com vigência até 29/10/2048. O contrato define o dia de 13 de dezembro de cada ano como a data para a realização dos processos tarifários, sejam eles, reajustes ou revisões, sendo que a primeira revisão ordinária será procedida em 13/12/2023 e as subsequentes realizadas a cada cinco anos.

11. Conforme consta da REH nº 2.496/2018, de 11/12/2018, o reajuste tarifário anual de 2018 da CERON representou, em média, uma variação das tarifas homologadas em 2018 de 25,34%, percentual que incluí o efeito referente ao deságio ofertado no Leilão, estimado em -1,81%.

12. Em 26/3/2019, no âmbito da análise do recurso administrativo interposto pelo conselho de consumidores, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu antecipar os efeitos da quitação da CDE Energia, -2,28%, e Conta ACR, -1,91%, bem como atender solicitação de diferimento da concessionária,

¹ Parágrafo nº 22 do Voto de decisão da diretoria (SIC 48516.003969/2018-00)

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



Pg.4 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

com efeito adicional de -3,27%. Neste sentido, por meio da REH nº 2.524/2019, as tarifas da CERON foram republicadas considerando-se efeito médio total de -7,46%, percebidos a partir de 1/4/2019.

A solicitação de Revisão Tarifária Extraordinária em substituição ao RTA de 2019

13. Conforme previsto no Contrato de Concessão nº 002/2018, em sua CLÁUSULA VIGÉSIMA, Subcláusula Segunda, no período entre a assinatura do contrato e a primeira revisão ordinária (prevista para ocorrer em 13/12/2023) poderá ocorrer uma Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, a pedido da concessionária, desde que observado os seguintes critérios:

- I. A revisão tarifária ocorrerá em substituição a um reajuste tarifário anual, para a qual será mantida a mesma data de processamento;
- II. O pedido de revisão deverá ser apresentado formalmente à ANEEL com prazo de antecedência mínima de 1 (um) ano de sua realização;
- III. A revisão tarifária se dará com base nas regras previstas neste contrato e nos regulamentos vigentes, excepcionando-se os itens previstos na Subcláusula Terceira;
- IV. No pedido de revisão, a Concessionária poderá solicitar a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória.

14. Tendo em vista o que consta do Inciso II da Subcláusula citada, em 10/9/2018, a ENERGISA S.A., por meio da Carta nº 119/20181, solicitou a RTE, em substituição ao reajuste tarifário anual de 2019, com a avaliação completa da Base de Remuneração Regulatória - BRR, nos termos das Disposições Transitórias do Contrato de Concessão nº 002/2018-ANEEL.

15. Em 15/10/2019, por meio do Despacho nº 2.827, o pedido de RTE solicitado pela CERON, em substituição ao RTA 2019, foi negado pela Diretoria Colegiada da ANEEL.

16. Em 30/10/2019, por meio da Carta Energisa/VPR-ANEEL/Nº 330/2019², a Energisa apresentou Pedido de Reconsideração em face do Despacho nº 2.827, de 15 de outubro de 2019.

Outros fatos relevantes ao presente processo de RTA

² SIC nº 48513.030865/2019-00.

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



Pg.5 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

17. O Memorando nº 183/2019-SRM/ANEEL³, de 11/09/2019, informou as condições dos contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica.

18. Os Memorandos nº 406/2019-SFF/ANEEL⁴, de 02/12/2019, informaram os valores de outras receitas, ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, bem como os valores referentes às despesas com a constituição de garantias financeiras.

19. Em 5/12/2019, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF⁵, ressalvadas pendências com exigibilidade suspensa, a CERON 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.

III. DO RESULTADO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

20. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da CERON - Centrais Elétricas de Rondônia S/A. conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 0,11%, sendo de -0,27%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 0,24%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 2 - Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	-0,27%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	0,24%
Efeito Médio AT+BT	0,11%

21. O efeito médio de 0,11% 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;

³ SIC nº 48580.001507/2019-00.

⁴ SIC nº 48536.003575/2019-00.

⁵ SIC nº 48581.002638/2019-00.

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



Pg.6 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

- (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 de reajuste tarifário anual de 2018, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

22. Desse índice de reajuste tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em -1,58%, enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável por 0,59%, conforme tabela seguinte:

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



Pg.7 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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]	1.102.675.984	1.078.881.258	-2,16%	-1,58%	72,58%
Encargos Setoriais	336.759.047	220.558.298	-34,51%	-7,74%	14,84%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.520.115	1.472.367	-3,14%	-0,00%	0,10%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	149.935.877	141.114.366	-5,88%	-0,59%	9,49%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	32.295.656	-	-100,00%	-2,15%	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	81.352.988	-	-100,00%	-5,42%	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	33.253.715	34.583.094	4,00%	0,09%	2,33%
PROINFA	23.326.350	28.138.465	20,63%	0,32%	1,89%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	15.074.346	15.250.006	1,17%	0,01%	1,03%
Custos de Transmissão	25.039.767	49.069.133	95,96%	1,60%	3,30%
Rede Básica	4.545.561	26.067.154	473,46%	1,43%	1,75%
Rede Básica Fronteira	13.863.546	14.484.737	4,48%	0,04%	0,97%
Rede Básica ONS (A2)	313.373	253.543	-19,09%	-0,00%	0,02%
Rede Básica Export (A2)	5.650.590	7.555.018	33,70%	0,13%	0,51%
Conexão	666.697	708.681	6,30%	0,00%	0,05%
Custos de Aquisição de Energia	720.207.024	789.320.477	9,60%	4,60%	53,10%
Receitas Irrecuperáveis	20.670.146	19.933.351	-3,56%	-0,05%	1,34%
PARCELA B	398.863.678	407.692.529	2,21%	0,59%	27,42%
IRT	1.501.539.662	1.486.573.787		-1,00%	100,0%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				12,66%	
CVA em processamento - Energia				6,93%	
CVA em processamento - Transporte				0,41%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-3,97%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				-0,44%	
Neutralidade de Parcela A- Energia				-0,06%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte				-0,03%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				-0,19%	
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável				-0,03%	
Sobrecontratação/exposição de energia				-7,75%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)				0,01%	
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR				0,47%	
Previsão de Risco Hidrológico				3,05%	
Reversão do Risco Hidrológico				-1,80%	
Reversão do diferimento de Parcela A do RTA 2018 (R\$ -70.000.000,00)				4,95%	
Reversão do adiantamento da contabilização do MCP do RTA 2018 (R\$ -88.920.758,16)				6,28%	
Reversão do diferimento de Parcela A do RTE Abril/2019 (REH 2.524/2019; -3,27%)				2,12%	
Reversão do diferimento de CDE Energia e Conta ACR do RTE abril/2019 (REH 2.524/2019; -4,19%)				2,71%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				-11,55%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				0,11%	

23. O gráfico 1 abaixo demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

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



Pg.8 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

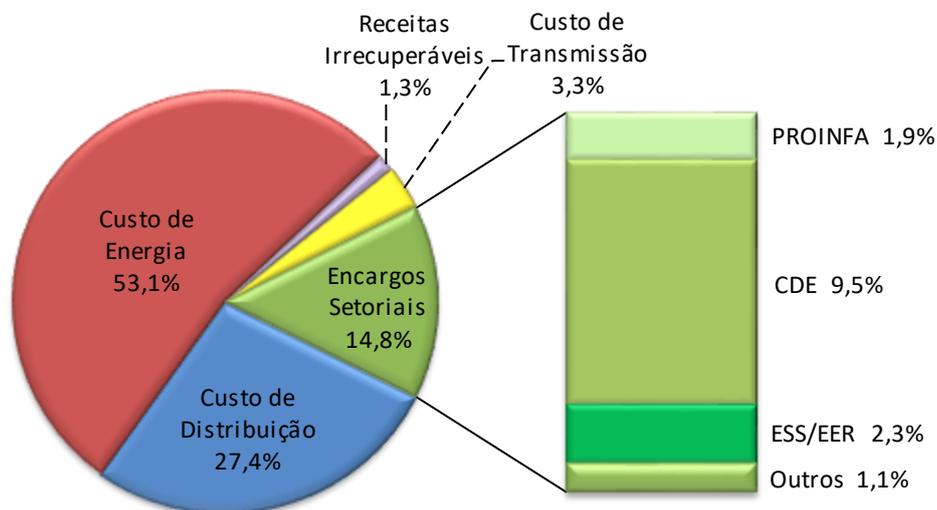


Gráfico 1 - Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

24. Já o gráfico 2 ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 17,9% para o ICMS e 4,8% para o PIS e COFINS (total de 22,7% por dentro), o que equivale a uma majoração de 29,4% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica, sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

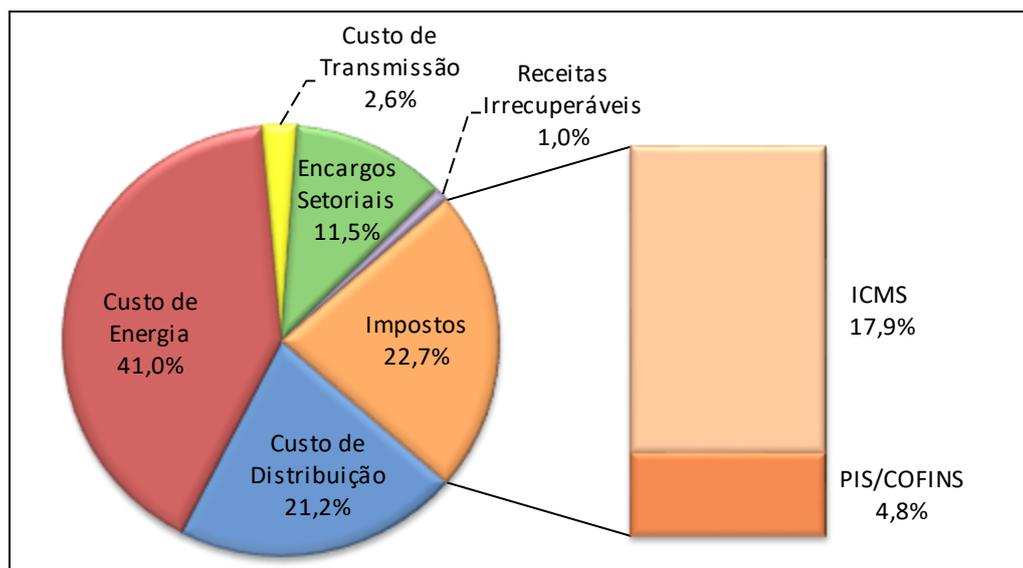


Gráfico 2 - Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

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



Pg.9 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

25. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da CERON nos últimos dez anos (81,36%), comparada com a variação do IGP-M (83,54%) e IPCA (75,46%) no mesmo período.

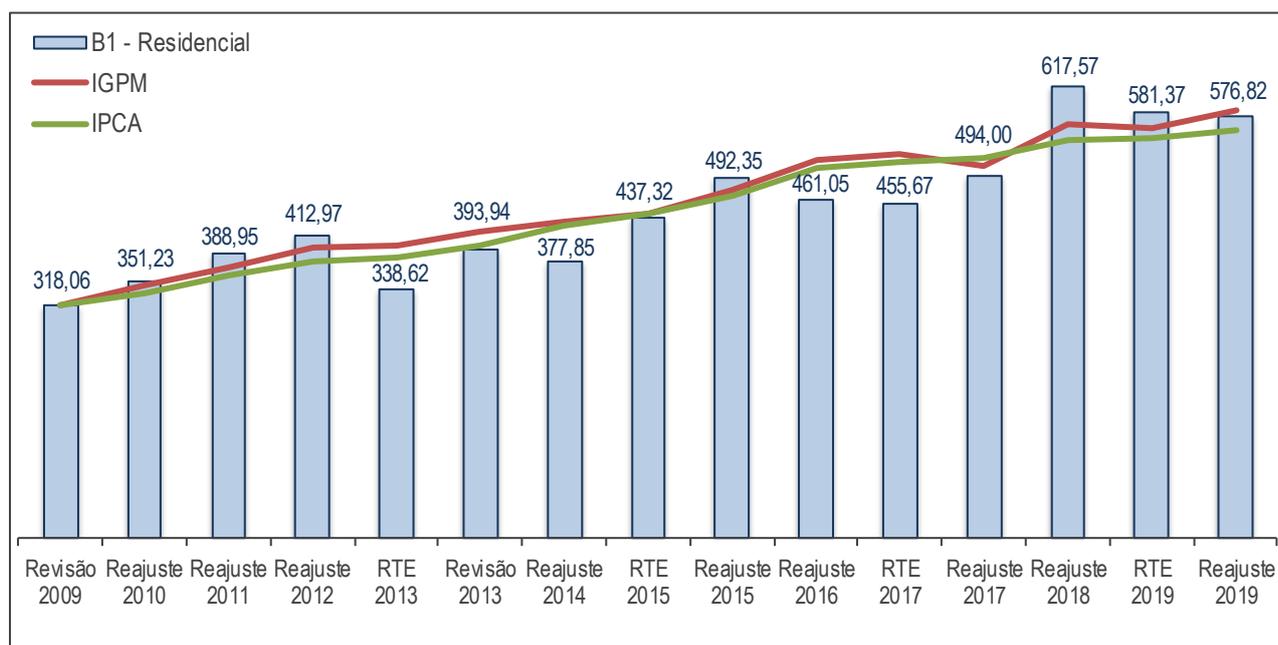


Gráfico 3 - Evolução da tarifa Residencial B1 (2009-2019).

IV. DA ANÁLISE

IV.1. Metodologia Aplicada

26. Conforme detalhado no Anexo I.

IV.2. Período de Referência

27. O período de referência para o cálculo do reajuste anual da CERON é de dezembro/2018 a novembro/2019.

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



Pg.10 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

IV.3. Receita Anual

28. No cálculo da Receita Anual inicial (RA₀) da distribuidora nesse processo tarifário, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, representando um faturamento anual de R\$1.501.539.661,63, conforme demonstrado na tabela a seguir.

Tabela 4 - Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	3.017.095	1.454.703.384,42
A3a (30 kV a 44 kV)	35.556	14.440.046,26
A4 (2,3 kV a 25 kV)	716.738	308.710.314,32
BT (menor que 2,3 kV)	2.264.801	1.131.553.023,84
Demais Livres	192.154	28.916.446,78
Distribuição	3.726	137.548,18
Geração	-	17.782.282,25
Total	3.212.976	1.501.539.661,63

IV.4. PARCELA A

IV.4.1. Encargos Setoriais

29. 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	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.472.367,06	Conforme módulo 5.5 do PRORET
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	141.114.365,64	ReH 2.510/2018
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	34.583.093,94	DSP nº 2.426/2019
PROINFA	28.138.465,13	ReH 2.508/2018
P&D e Eficiência Energética	15.250.005,84	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	220.558.297,61	

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



Pg.11 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

30. O total dos encargos setoriais corresponde a uma variação no efeito médio de -7,74%. Destaca-se:

- (i) o ajuste econômico referente à quitação antecipada dos empréstimos da Conta ACR, que implicou em obrigações de pagamento até setembro/2019, contribuindo com -5,42% de variação no reajuste atual⁶;
- (ii) o ajuste econômico do fim do recolhimento da CDE Energia (Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.642/2018) que ocorreu em março/2019, que impactou as tarifas em -2,15%.

31. Deve-se ponderar entretanto que, por meio da REH nº 2.524/2019, foi realizada a republicação das tarifas da CERON com vigência a partir de 1/4/2019, para a antecipação do efeito do fim do recolhimento da CDE Energia e quitação antecipada da Conta ACR. Neste sentido, no processo tarifário de republicação das tarifas foi considerado um financeiro no montante equivalente a retirada da CDE Energia e CDE ACR. Assim, para equalizar o cálculo, neste processo tarifário está sendo considerado um financeiro de reversão, conforme esclareceremos na seção “Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico” desta Nota Técnica.

IV.4.2. Transmissão

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

Tabela 6 - Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	4.545.560,72	26.067.153,75
Rede Básica Fronteira	13.863.545,59	14.484.736,94
Rede Básica ONS (A2)	313.373,25	253.543,20
Conexão	666.697,14	708.681,17
Total dos Custos de Transporte	25.039.767,05	49.069.132,66

⁶ Por meio da Resolução Homologatória nº 2.524/2019, que aprovou a Revisão Tarifária Extraordinária com vigência a partir de abril de 2019, houve a antecipação, por meio de componente financeiro negativo, do efeito do fim do recolhimento da CDE Energia e CDE Conta ACR. Neste sentido, o financeiro em questão está sendo revertivo, visto que os efeitos do fim do recolhimento dos encargos em questão passam a ser percebidos por meio de ajuste econômico.

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



Pg.12 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

33. Os Custos de Transmissão correspondem a um efeito médio de 1,60% no processo tarifário atual. O aumento decorre da aplicação das novas Receitas Anuais Permitidas (RAP) das concessionárias de transmissão e das novas Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST. Estabelecidas, respectivamente, nas Resoluções Homologatórias nº 2.565 e 2.562, ambas de junho de 2019.

34. Cabe esclarecer que com a publicação das resoluções citadas, a RAP da Rede Básica de todas as concessionárias de transmissão passou de R\$ 19,3 bilhões para R\$ 22,2 bilhões entre os ciclos 2018-2019 e 2019-2020, o que significa uma variação média de 14,7%.

35. Em termos de impacto tarifário para o segmento consumo, as novas TUST de Rede Básica representam um aumento médio de 8,91%, resultado do cálculo da metodologia Nodal disposta na Resolução Normativa ANEEL nº 559, de 2013.

36. Ocorre que para o caso específico dos estados do Acre e Rondônia, em função da aplicação da metodologia Nodal, os custos de vários pontos de conexão considerados no ano de 2018 foram nulos. Em função disso, e tendo em vista que para o ano de 2019 o mesmo não ocorreu, as variações percentuais observadas nestes estados são mais significativas que a média verificada para as demais concessionárias.

37. Entretanto, a despeito do aumento observado no ano, cabe ponderar que a participação dos custos de transmissão na receita total da CERON, conforme apresentado nos Gráficos 1 e 2 é relativamente baixa. De fato, mesmo com o aumento citado, as tarifas de transmissão do Acre e Rondônia para o ano de 2019 ainda são as menores do país, representando cerca de 30% da tarifa média das demais distribuidoras, conforme ilustrado no gráfico abaixo. Isto se deve ao superávit energético no estado de Rondônia, cujos empreendimentos de geração produzem mais energia que a consumida localmente.

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



Pg.13 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

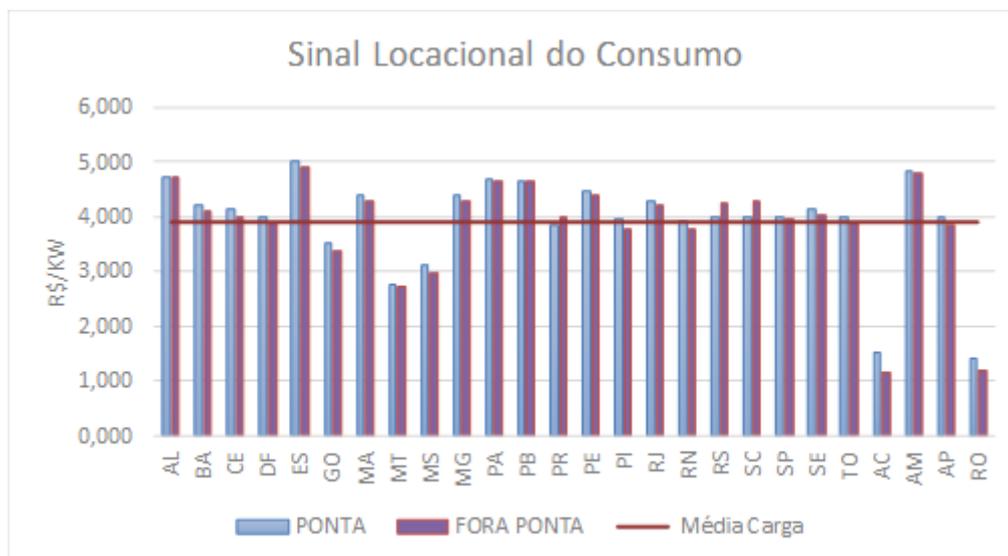


Gráfico 7 – Comparação entre as tarifas de transmissão nos estados.

IV.4.3. Compra de Energia

III.4.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

38. Para a quantificação do montante de energia necessário ao atendimento de seus consumidores faz-se necessário considerar as perdas.

39. Parte destas, as perdas técnicas, são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Sobre essa parte, tendo em vista que o contrato não define um novo valor, foi considerado o percentual definido na 3ª revisão tarifária ordinária, correspondente a 11,15% sobre o mercado injetado. Complementarmente, para o cálculo das perdas técnicas das DIT de uso compartilhado e na Rede Básica foram utilizados os dados contabilizados pela CCEE nos últimos 12 meses.

40. Outra parte, correspondente às perdas não técnicas, associadas aos furtos de energia, aplica-se o disposto no inciso III da Subcláusula Terceira da Clausula Vigésima⁷, que estabelece o percentual de 19,99% sobre o mercado de baixa tensão até a primeira revisão ordinária.

⁷ A clausula vigésima trata das disposições transitórias.

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



Pg.14 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

41. A Tabela 7 resume os percentuais utilizados para a quantificação das perdas.

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

Perdas	DRA	DRP	Referência
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	19,99%	19,99%	Contrato de Concessão
Técnica (s/ merc. injetado)	11,15%	11,15%	REH 1.657/2013
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,26%	2,26%	CCEE (últimos 12 meses)
Mercado Baixa Tensão (MWh)	2.264.801	2.264.801	SAMP

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

Tabela 8 - Energia Requerida (MWh) – DRP

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	3.017.095	3.017.095
Fornecimento	3.017.095	3.017.095
Consumidores Livres	195.881	195.881
Perdas Totais	1.001.414	1.001.414
Perdas Rede Básica	88.661	88.661
Perdas na Distribuição	912.753	912.753
Perda Não Técnica	452.734	452.734
Perda Técnica	460.019	460.019
Energia Requerida	4.018.509	4.018.509

III.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 183/2019-SRM/ANEEL ⁸
Cota Angra I/Angra II	Receita Fixa e Tarifa de repasse	REH 2.509/2018
Cotas Lei nº 12.783/2013	Receitas Anuais de Geração	REH 2.587/2019
Cota PROINFA	Montante e preço da cota	REH 2.508/2018

⁸ Documento SIC nº 48580.001507/2019-00

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



Pg.15 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

CCEARs (exceto térmicas)	Tarifas	Resultado dos leilões atualizado (CCEE)
CCEARs térmicas	Tarifas	Previsão SGT

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

Tabela 10 - Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Ambiente Regulado - CCEAR	2.439.243,12	2.317.397,65	190,98	442.568.888,62
Existente - CCEAR-DSP	489.711,529	465.249,380	284,32	132.278.795,83
Existente - CCEAR-QTD	447.032,750	424.702,498	165,60	70.328.720,72
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	592.110,136	562.532,955	216,68	121.888.771,24
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	365.517,748	347.259,346	143,45	49.813.181,54
Madeira e Belo Monte	544.870,96	517.653,47	131,86	68.259.419,29
Energia Base	958.325,59	914.143,43	116,52	106.518.474,01
Geração Própria	-	-	-	-
Cota Angra I/Angra II	117.242,74	111.386,21	247,47	27.564.746,19
Cotas Lei nº 12783/2013	767.246,88	728.921,24	108,32	78.953.727,82
Itaipu (tirando as perdas)	-	-	-	-
PROINFA	73.835,97	73.835,97	-	-
Bilaterais	828.345,60	786.967,95	305,26	240.233.114,35
Total	4.225.914,31	4.018.509,02	196,42	789.320.476,98

44. O custo de compra de energia elétrica considerado para a CERON, em função do Mercado de Referência e das perdas regulatórias totalizou R\$789.320.476,98 e levaram a uma variação no efeito médio de 4,60%.

45. Contribuiu para o efeito positivo a energia contratada para atendimento do sistema isolado⁹, que contribuiu em 3,06% para o efeito médio. Além disso, o início de suprimento do 20º Leilão de Energia Existente (Disponibilidade), no qual a CERON contratou quantidade significativa de

⁹ RTA de 2018 parte do montante de energia para atendimento ao Sistema Isolado, especificamente a contratada junto ao Consórcio Novo Horizonte, não foi considerada, visto que o contrato correspondente estava encerrado. Para o RTA de 2019, entretanto, tendo em vista a publicação da Portaria MME nº 273/2019, de 3 de julho de 2019, que permite o aditamento do contrato em questão, está sendo considerado cobertura para os custos em questão.

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



Pg.16 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

energia¹⁰, contribuiu em 3,07% para o efeito médio. Em contrapartida, o término de suprimento de energia referente ao 13º Leilão de Energia Existente (Quantidade), em dezembro deste ano, amenizou o efeito tarifário em -1,55%.

III.4.4. Receitas Irrecuperáveis

46. Para a CERON, os percentuais e valores de receitas irrecuperáveis considerados, por classe de consumo, estão descritos na tabela abaixo:

Tabela 11 - Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo

Descrição - Tipo	Receita Irrecuperável (%)	Receita Irrecuperável (R\$)
Residencial	0,8900%	8.542.601,38
Industrial	0,7900%	1.817.292,90
Comercial	0,8700%	4.084.813,87
Rural	1,4000%	3.557.551,07
Iluminação Pública	0,6700%	389.287,57
Poder Público	0,8900%	1.416.023,74
Serviço Público	0,3600%	125.780,11
Demais	0,0000%	-
Total	0,0000%	19.933.350,64

47. O valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da CERON é de R\$19.933.350,64, contribuindo para um efeito médio de -0,05% no reajuste atual.

IV.5. PARCELA B

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

¹⁰ De acordo com dados da CCEE a CERON contratou, ao preço de R\$ 284,30/MWh, cerca de 489.712MWh no 20º Leilão de Energia Existente (Disponibilidade Térmicas) para início de suprimento em janeiro de 2020 e término em dezembro de 2021. O montante de energia em questão representa 11,58% de toda a energia contratada pela empresa no ano de 2020, 4.225.914MWh.

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



Pg.17 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Tabela 12 - Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores	Referência
(1) Parcela B Ano Anterior	398.864.626,93	TUSD fio B aplicada ao Mercado
(2) Fator DR1/Fator PB	1,040923	SGT/ANEEL
(3) Parcela B econômica = (1)*(2)	415.187.304,66	SGT/ANEEL
(4) IPCA	3,15%	Indicador econômico oficial
(5) Fator X	0,58%	
(5.1) Componente Pd do Fator X	0,00%	Contrato de Concessão 002/2018
(5.2) Componente T do Fator X	0,00%	REH 2.349/2017
(5.3) Componente Q do Fator X	0,58%	PRORET 2.5 A
(6) ONS	72.617,04	REA nº 6.981/2018
(7) UDEROR	18.185.858,18	
(7.1) Outras Receitas (OR)	9.473.030,48	Valores fiscalizados - SFF
(7.2) Excedente de Reativos (ER)	2.063.157,13	Valores fiscalizados - SFF
(7.3) Ultrapassagem de Demanda (UD)	6.649.670,58	Valores fiscalizados - SFF
Parcela B-DRP (R\$) = (3)*[1+(4)-(5)]+(6)-(7)	407.765.146,08	

49. Destaca-se que os valores da Parcela B foram corrigidos pelo IPCA, cuja variação para o período de referência foi de 3,15%, descontada do Fator X, de 0,58%. Também foram levados em conta o abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD). Desse modo, a atualização da Parcela B representou 0,59% na composição do efeito médio.

IV.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

50. 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.



Pg.18 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Tabela 13 - Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	103.994.787,16	6,93%
CVA em processamento - Transporte	6.164.706,41	0,41%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	- 59.558.168,40	-3,97%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	- 6.609.011,64	-0,44%
Neutralidade de Parcela A- Energia	- 965.882,86	-0,06%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	- 399.350,34	-0,03%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	- 2.898.823,29	-0,19%
Neutralidade da Parcela A - Receita Irrecuperável	- 407.742,12	-0,03%
Sobrecontratação/exposição de energia	- 116.390.403,76	-7,75%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	121.431,55	0,01%
Compensação ref. acordos bilaterais de CCEAR	7.128.080,98	0,47%
Previsão de Risco Hidrológico	45.741.700,89	3,05%
Reversão do Risco Hidrológico	- 26.993.229,64	-1,80%
Reversão do diferimento de Parcela A do RTA 2018 (R\$ -70.000.000,00)	74.259.727,15	4,95%
Reversão do adiantamento da contabilização do MCP do RTA 2018 (R\$ -88.920.758,16)	94.331.874,84	6,28%
Reversão do diferimento de Parcela A do RTE Abril/2019 (REH 2.524/2019; -3,27%)	31.821.233,78	2,12%
Reversão do diferimento de CDE Energia e Conta ACR do RTE abril/2019 (REH 2.524/2019; -4,19%)	40.691.109,48	2,71%
Total	190.032.040,17	12,66%

51. Com relação aos componentes financeiros apurados para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram com o efeito de 12,66% no atual reajuste da CERON destacando-se a CVA Energia, com impacto positivo de 6,93%, decorrente das variações dos custos com compra de energia nos últimos 12 meses. Ressalta-se que o saldo de CVA Energia apurado já desconta as receitas de bandeiras tarifárias obtidas no período avaliado.

52. Vale mencionar que o financeiro de previsão para o Risco Hidrológico para os próximos 12 meses aumentou em relação à previsão concedida no processo tarifário de 2018, isso em razão da alteração das regras de cálculo previstas no PRORET 4.4A, versão 1.3. Também contribuiu para o aumento a previsão de GSF informada pela CCEE, de 84,3%, que indica cenário hidrológico mais severo do que aquele previsto há um ano, cujo percentual foi de 86,9%.

51. Além dos financeiros citados, tendo em vista os montantes envolvidos, bem como a complexidade histórica do processo em tela, faz-se necessário esclarecimentos a respeito dos quatro últimos componentes financeiros indicados na Tabela 13:

Reversão do diferimento de Parcela A (RTA 2018, R\$ -70 milhões): Em 4 de dezembro de 2018, por meio da Nota Técnica nº 266/2018-SGT/ANEEL, a Superintendência de Gestão Tarifária apresentou os resultados dos cálculos tarifários referentes ao Reajuste Tarifário Anual (RTA) de 2018 da CERON, os quais indicavam efeito médio de 30,44%. Em 06 de dezembro de 2018, com vistas a amenizar o impacto tarifário, a Energisa solicitou o diferimento de R\$ 70 milhões, o que foi acatado pela ANEEL. O

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



Pg.19 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

diferimento em questão implicou na redução do efeito percebido no RTA de 2018 de 30,44% para 25,34%, conforme consta do Voto que subsidiou a Resolução Homologatória nº 2.496, de 11 de dezembro de 2018. Todavia, conforme consta do Art. 11 desta mesma Resolução, o montante em questão deve ser revertido no presente processo tarifário, corrigido pela SELIC.

Financeiro de Reversão do adiantamento da contabilização da CCEE (RTA 2018; R\$ -88.920.758,16): Com o objetivo de mitigar a redução do montante contratual entre a CERON e Termonorte II, a ANEEL emitiu o despacho nº 1.409/2018, de 26 de junho de 2018, determinando à CCEE que processasse o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova específico para as Distribuidoras Designadas (MCS D Designadas) no período de janeiro de 18 a dezembro de 2018. Valendo-se deste dispositivo, com vistas evitar a exposição no mercado de curto prazo, a CERON comprou energia das demais empresas designadas, com efeito retroativo, desde janeiro de 2018. Como consequência, a CERON teve que efetuar pagamentos pela energia comprada no valor de aproximadamente R\$ 105 mi, os quais foram considerados na CVA de 2018 via método 2. Ocorre, entretanto, que na ocasião do fechamento da CVA de 2018 (D-30) a CCEE ainda não havia procedido por completo com as recontabilizações do balanço energético da CERON, o que implicaria em ressarcimento pelos pagamentos de energia comprada no Mercado de Curto Prazo no período em que estava exposta. Sendo assim, a CVA de 2018 a enxergou apenas a parte onerosa do mecanismo, referente ao pagamento da energia contratada via MCS D de Designadas, ficando a parte não onerosa, referente à reversão dos pagamentos da energia comprada no mercado de curto prazo, a ser considerada na CVA de 2019. Diante disso, e tendo em vista evitar impacto tarifário ainda maior do que o previsto, em 21 de novembro de 2018, por meio da Carta Energisa/VPR-ANEEL/Nº106/2018, a CERON solicitou a postergação da data final de apuração da CVA com vistas a abarcar componentes financeiros negativos no valor de R\$ -88,92 Milhões, referentes às recontabilizações do balanço energético da CERON. Ocorre que, devido à complexidade técnica/operacional de proceder à alteração da data limite de apuração da CVA, a SGT optou por incluir no RTA de 2018 componente financeiro negativo de mesma monta, R\$ -88,92 Milhões, o qual está sendo revertido no presente processo tarifário. Destaca-se que os montantes que não foram observados na CVA de 2018 serão considerados na CVA de 2019, de forma que o efeito não oneroso das recontabilizações da CCEE será devidamente considerado no presente processo tarifário.

Financeiro de Reversão do diferimento de CDE Energia e CDE Conta ACR da RTE Abril/2019 (REH 2.524/2019): O fim do recolhimento da CDE Energia (Decreto nº 7.891/2013, alterado pelo Decreto nº 9.642/2018) ocorreu em março de 2019, enquanto que o fim do recolhimento da CDE Conta ACR foi antecipado para setembro de 2019. Em tese, os efeitos tarifários negativos decorrentes do fim dos encargos em questão seriam percebidos presente processo tarifário. Entretanto, no âmbito da análise do Pedido de Reconsideração interposto pelo Conselho de Consumidores da Área de Concessão

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



Pg.20 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

da CERON em face da Resolução Homologatória nº 2.496/2018, a Diretoria Colegiada decidiu antecipar estes efeitos para abril de 2019, mediante republicação das tarifas, conforme consta da Resolução Homologatória nº 2.524/2019. Para isso, naqueles cálculos tarifários foi aplicado componente financeiro de R\$ -58.694.202,06, sendo que o valor de reversão considerado no presente processo, R\$ 41.530.533,00, corresponde a de oito doze avos daquele valor, corrigido pela SELIC.

Financeiro de Reversão do diferimento de Parcela A da RTE abril/2019 (REH 2.524/2019): Ainda no âmbito da análise do Pedido de Reconsideração interposto pelo Conselho de Consumidores da Área de Concessão da CERON em face da Resolução Homologatória nº 2.496/2018, a CERON solicitou, por meio da carta ENERGISA/VPR-ANEEL/Nº 070/2018 diferimento adicional de 3,27% (três virgula vinte e sete por cento), o que equivale a R\$-30.600.000,00. O valor indicado na Tabela 8, R\$ 31.864.357,58, corresponde ao montante em questão atualizado pela SELIC.

V. SUBVENÇÃO CDE – DESCONTOS TARIFÁRIOS

53. A tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora no período de competência de novembro/2019 a outubro/2020, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla, também, o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de novembro/2018 a outubro/2019.

Tabela 14 - Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	- 172.897,49	517.614,47	344.716,99
Subsídio Geração Fonte Incentivada	21.948,41	605.580,84	627.529,25
Subsídio Distribuição	-	-	-
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	- 4.322,10	265.855,58	261.533,48
Subsídio Rural	- 123.441,67	3.727.320,65	3.603.878,97
Subsídio Irrigante/Aquicultor	- 11.396,82	265.607,01	254.210,19
Total	- 290.109,67	5.381.978,55	5.091.868,88

VI. DO FUNDAMENTO LEGAL

54. 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 002/2018.

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



Pg.21 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

VII. DA CONCLUSÃO

55. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº 002/2018, no que consta do Processo nº 48500.005792/2019-12 e nas informações contidas nessa Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da CERON, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 0,11% sendo de -0,27% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 0,24% 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 CERON;
- iii) 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

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

(Assinado digitalmente)
LEONARDO DE ARAÚJO SILVA
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
FELIPE AUGUSTO CARDOSO MORAES
Especialista em Regulação

(Assinado digitalmente)
OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo:

(Assinado digitalmente)
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.



Pg.22 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

I. OBJETIVO

1. Apresentar uma síntese da metodologia de reajuste tarifário das concessionárias de distribuição de energia elétrica que tenham assinado termo aditivo ao contrato de concessão resultante das Audiências Públicas nº 38/2015 (prorrogação de vigência de contrato de concessão) ou nº 89/2016 (opção pelos mesmos itens do novo contrato de concessão, sem adesão à prorrogação de sua vigência).
2. A metodologia aplicada ao cálculo deste Reajuste Tarifário Anual – RTA está descrita nos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)¹¹, os quais têm caráter normativo e consolidam a regulamentação acerca dos processos tarifários. Os cálculos realizados correspondem ao fiel cumprimento das disposições estabelecidas no Contrato de Concessão da concessionária e na legislação setorial vigente.
3. Os Submódulos do PRORET aplicáveis ao RTA de concessionárias de distribuição com as características indicadas nos parágrafos acima estão listados a seguir:

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
Módulo 3 – Reajuste Tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica			
3.1 A	Procedimentos Gerais	1.0	24/02/2017
3.2 A	Custos de Aquisição de Energia	1.1	25/01/2018
3.3 A	Custos de Transmissão	1.0	24/02/2017
3.4 A	Encargos Setoriais	1.0	24/02/2017
Módulo 4 - Componentes Financeiros das Tarifas de Distribuição			
4.1	Conceitos Gerais	1.0	28/03/2016
4.2 A	CVA	1.0	24/02/2017
4.3	Sobrecontratação de Energia	1.0	28/03/2016
4.4 A	Demais Componentes Financeiros	1.2	26/01/2018
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	1.1	28/06/2018

¹¹ 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.



Pg.23 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Submódulo	Tema	Versão	Vigência
5.3	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA	1.0	29/11/2012
5.4	Encargo de Serviço de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva - EER	1.0	28/12/2018
5.5	Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	1.1	31/05/2016
5.6	Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE	1.1	23/10/2018
Módulo 6 – Demais Procedimentos			
6.1	Limites de Repasses 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	1.4	15/05/2018
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 da Cláusula Sexta do Aditivo ao Contrato de Concessão, conforme parágrafo 1 deste Anexo, a Receita Requerida da concessionária (RR) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), não incluindo os tributos incidentes sobre as tarifas PIS/PASEP (Programa de Integração Social – Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social) e ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços).

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

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



Pg.24 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

7. A Parcela B é composta pela parcela da receita associada a custos operacionais e de capital eficientes, inclusive despesas de depreciação, do segmento de distribuição de energia elétrica.
8. Dessa forma, em cumprimento ao contrato de concessão, a Receita Requerida calculada pela ANEEL nos reajustes tarifários anuais obedece à seguinte equação:

$$RR = VPA + VPB$$

onde:

RR: Receita Requerida;

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

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

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

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

Data de Referência Anterior: Data do último reposicionamento tarifário;

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

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

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

III. PROCESSAMENTO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL

III.1. DEFINIÇÃO DO PERÍODO DE REFERÊNCIA

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



Pg.25 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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; (iii) Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria e (iv) Receitas Irrecuperáveis.

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

III.3.1. Encargos Setoriais

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

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

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;
- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores classificados como Residencial Baixa Renda,
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,

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



Pg.26 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

- 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 os seguintes valores:

a) quota anual de CDE Uso 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.

b) quota anual da CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) (Art. 4º-C do Dec. 7.891/2013). Essa cota é paga por todas as concessionárias de distribuição que atendem consumidores finais cativos no Sistema Interligado Nacional - SIN, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas energia elétrica.

Essa quota é destinada à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 01/4/2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16/4/2014.

A CONTA-ACR teve como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no

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



Pg.27 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinários de 2015. Frisa-se que a definição desse encargo tarifário para cada distribuidora não está vinculada aos recursos recebidos da Conta-ACR, mas ao tamanho de seus mercados cativos no período de fevereiro a dezembro de 2014. Dessa forma, os custos da Conta-ACR foram distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do sistema interligado nacional.

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

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

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

v) **Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER.** Previstos no Decreto nº 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN. ESS e EER têm suas metodologias de cálculo detalhadas no Submódulo 5.4 do PRORET; e

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



Pg.28 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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.

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

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

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

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

19. Para o cálculo dos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) são obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas são obtidas da Resolução Homologatória vigente.

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



Pg.29 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

24. 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.

25. 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.



Pg.30 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

III.3.3 Compra de Energia

26. 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.

27. 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”.

28. 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.

29. 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 n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano 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

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



Pg.31 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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.

- *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

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



Pg.32 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

III.3.3.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

30. 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.

31. 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.

32. 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 elétrica¹².

33. 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

¹² 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.



Pg.33 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

35. 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.

36. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits¹³ considerando o período de referência em questão.

37. 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.

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

III.3.3.3. Receitas Irrecuperáveis

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

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

¹³ 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.



Pg.34 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Onde:

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

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

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

Receita de Bandeiras: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

ρ_c : participação da classe de consumo C na receita total verificada no ano teste;

RI_c : percentual de receitas irrecuperáveis regulatórias, relativo à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

III.4. CÔMPUTO DA PARCELA B

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

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

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

Onde:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Pg.35 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

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

Onde,

VPB1-1: Valor da Parcela B de aplicação, calculada no último processo tarifário; e

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

43. O Fator X^{14} 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.

44. 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

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

46. 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. Os

¹⁴ Para maiores detalhes do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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



Pg.36 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, que serão aplicados gradualmente até março de 2019.

III.5. COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS EXTERNOS AO REAJUSTE ECONÔMICO

47. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, em função de obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Descrições detalhadas e formas de cálculo encontram-se nos Submódulos 4.1, 4.2A, 4.3 e 4.4A do PRORET¹⁵.

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

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

- Os itens da Parcela A definidos no Submódulo 2.1 A do PRORET estão sujeitos ao cálculo da Neutralidade, bem como os componentes financeiros relacionados à Parcela A (incluindo-se os Demais Componentes Financeiros, o saldo a compensar CVA bem como o próprio financeiro de neutralidade), à exceção da CVA em Processamento, a qual é neutralizada pelo cálculo do saldo a compensar, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002.
- A Neutralidade da Parcela A é calculada frente à variação de mercado no período de referência, consideradas as diferenças mensais entre os valores faturados de cada item da Parcela A e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior.
- Os valores faturados são calculados considerando as tarifas de base econômica, salvo se o cálculo for de Neutralidade de itens financeiros, quando será usada uma tarifa derivada especificamente para este fim.
- A Neutralidade dos itens da Parcela A é subdividida em duas categorias:

¹⁵ Maiores detalhes a respeito dos componentes financeiros constam dos Submódulos 4.1 a 4.4 do PRORET em <http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>

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



Pg.37 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

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

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

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

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

- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual são atualizados pela Selic¹⁶.
- Em observância ao Submódulo 4.2A e 6.8 do PRORET, na apuração da CVA_{ENERGIA} e na CVA_{ESS/ERR}, é efetuada a reversão da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a concessionária, evitando aumento adicional.
- Ressalta-se que dados considerados no cálculo já foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Para a fiscalização, foi utilizado banco de dados corporativo para receber os dados de pagamento associados ao cálculo do saldo de CVA e das garantias financeiras dos contratos de compra de energia.

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

¹⁶ 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.



Pg.38 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

iv) Repasse de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia. Calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET¹⁷, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

v) 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.

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

IV. ADICIONAIS DE BANDEIRAS TARIFÁRIAS E CCRBT

49. 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.

50. 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.

¹⁷ 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.



Pg.39 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

51. 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.

52. 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

53. 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.

54. 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

55. 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.

56. 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 2.083/2016¹⁸, de 14 de junho de

¹⁸ 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.



Pg.40 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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.

57. Ou seja, as distribuidoras recolherão mensalmente à CCEE, atual gestora da Conta CDE, as cotas da CDE fixadas pela ANEEL descontado o efeito mensal das liminares, relativos à mesma competência, e observando a diferenciação entre CDE – USO e CDE – ENERGIA, dando ciência à CCEE sobre as glosas realizadas.

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



Pg.41 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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 PRORET¹⁹. No reajuste tarifário em processamento, foram obtidos os seguintes resultados:

Tabela I.1 – Saldo apurado da CVA

Item	RESULTADOS CVA				
	Métodos 1 e 2 (R\$)	Método 3 (R\$)	Delta Total (R\$)	CVA 5ºd útil (R\$)	CVAproc (R\$)
CDE	-6.120.919,87	0,00	-6.120.919,87	-6.411.217,79	-6.577.206,23
CDE Energia	-33.737.602,96	0,00	-33.737.602,96	-34.195.468,27	-35.080.799,67
Rede Básica	6.759.122,30	-760.237,18	5.998.885,12	6.009.128,20	6.164.706,41
Compra de Energia	21.511.468,80	76.653.927,14	98.165.395,95	101.370.278,85	103.994.787,16
CFURH	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Transporte Itaipu	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Proinfa	4.730.732,83	0,00	4.730.732,83	4.883.959,15	5.010.406,38
ESS	-24.816.368,59	3.336.146,17	-21.480.222,42	-22.332.376,65	-22.910.568,88
CVA Total	-31.673.567,49	79.229.836,14	47.556.268,64	49.324.303,48	50.601.325,17

* 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 4,85%. A diferença entre a Selic projetada e realizada será capturada na apuração da CVA saldo a compensar no processo tarifário.

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

3. O impacto tarifário do saldo apurado no processo tarifário em questão é de 3,37% e está detalhado no gráfico a seguir:

¹⁹ 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.



Pg.42 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

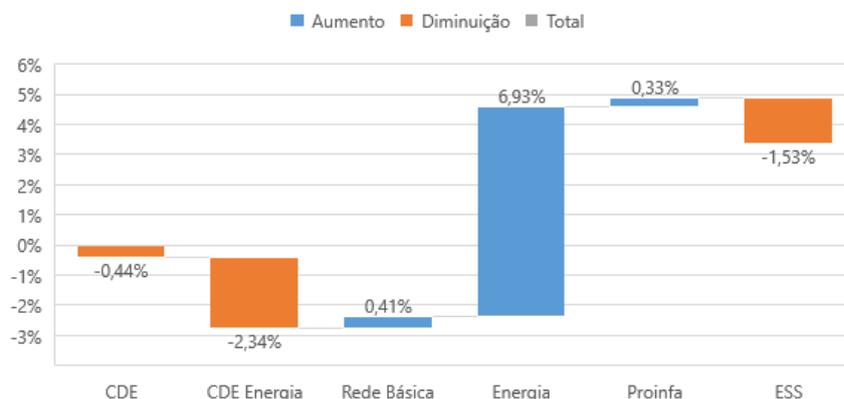


Gráfico I.1 – Impacto do saldo da CVA no processo tarifário

4. Destaca-se que as bandeiras tarifárias contribuíram com 2,66% de redução no reajuste das tarifas.
5. A seguir serão detalhados a apuração do saldo da CVA cujos impactos foram significativos no processo tarifário e/ou pontos específicos da CVA em questão.

ESS/EER

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

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

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



Pg.43 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Competência	ESS (R\$)	EER (R\$)	Excedente da CONER (R\$)	Alívio Retroativo (R\$)	Custos do despacho usinas (PLD<CVU<CMO) (R\$)
out-18	1.287.045,33	-	-	-	-
nov-18	1.061.690,80	-	-	-	-
dez-18	1.845.007,95	-	-	-	3,18
jan-19	816.340,00	-	-	-2.441.203,37	477,66
fev-19	1.364.199,80	-	-	-4.193.848,16	1.563,02
mar-19	912.420,56	-	-	-241,83	590,38
abr-19	1.598.422,91	850.991,21	-	-53.705,13	-
mai-19	563.972,34	2.579.727,56	-	-152.339,82	-
jun-19	-	2.471.028,95	-	-	-
jul-19	6,90	2.329.792,07	-	-	-
ago-19	-	322.883,24	-	-722.115,21	-
set-19	28.871,79	-	-	-	-
Total	9.477.978,38	8.554.423,03	0,00	-7.563.453,52	2.634,24

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

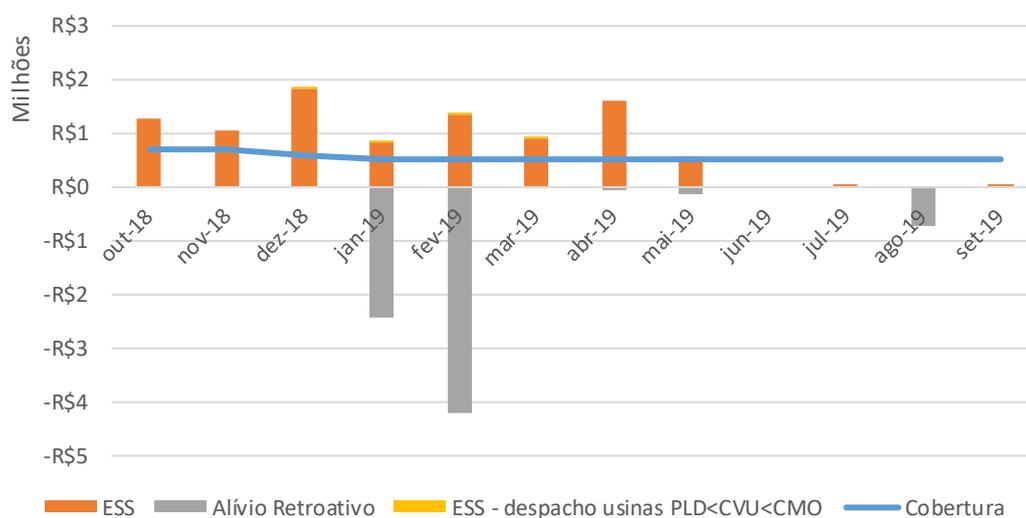


Gráfico I.2 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de ESS

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



Pg.44 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

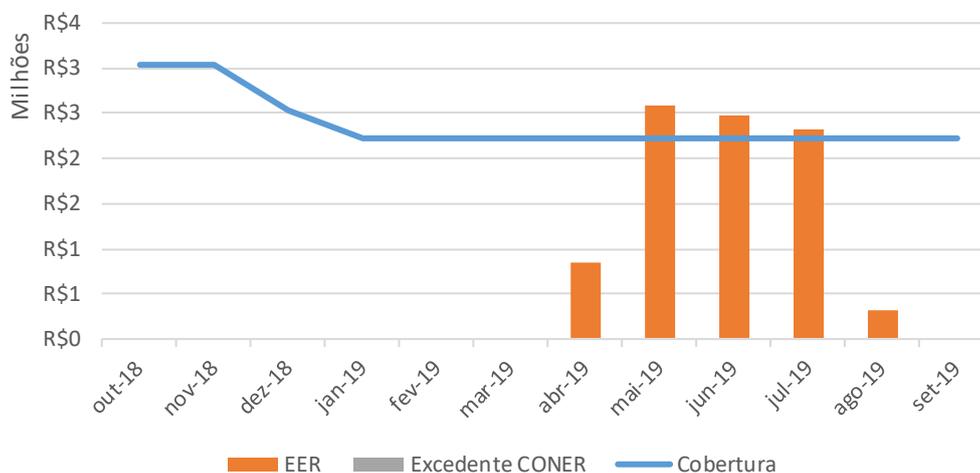


Gráfico I.3 – Comparativo entre cobertura e pagamentos de EER

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

Item	Pagamento (R\$)	Cobertura (R\$)	Delta (R\$)
EES	1.917.159,10	6.548.089,55	(4.630.930,45)
EER	8.554.423,03	28.739.861,17	(20.185.438,14)

Compra de Energia

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

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

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



Pg.45 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Modalidade	Montante (MWh)	Participação
CCEAR-Q	881.107	20,0%
CCEAR-D	514.407	11,7%
MCS D	117.081	2,7%
CCEN	116.372	2,6%
PROINFA	73.315	1,7%
Itaipu	-	0,0%
BILATERAL	913.503	20,7%
CCGF	671.368	15,2%
GP	-	0,0%
MCS D EN	1.126.686	25,5%
SUPRIMENTO	-	0,0%
CCEAR-A	-	0,0%
MVE	-	0,0%
Total	4.413.840	100,0%

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

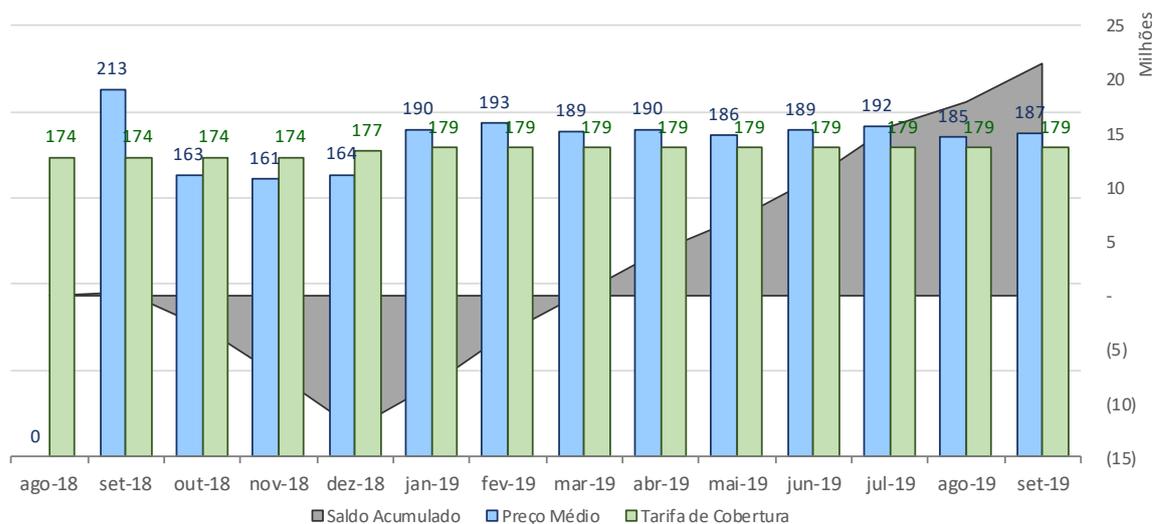


Gráfico I.4 – Saldo da CVA Energia obtido pela aplicação do Método 2

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



Pg.46 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

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

Item	R\$
Glosa de Perdas	- 3.585.703,22
Recontabilização da Glosa de Perdas	- 442.695,47
Ajuste Cobertura - Recontab. MWh Contratuais	- 101.112.365,67
Acrônimos CCEE	
Efeito Disponibilidade - CCEAR-D	15.687.557,94
Efeito Disponibilidade - CCEN	- 1.582.441,07
Exposição entre Submercados	40.402.085,06
Risco Hidrológico - Itaipu	-
Risco Hidrológico - CCGF	18.014.033,22
Efeitos de Usinas Aptas	-
Risco Hidrológico das Usinas Repactuadas	31.656.899,09
Demais Itens	93.756.291,27
Recontabilização - Acrônimos CCEE	4.899.687,51
MAC - Energia	- 7.199.263,00
Recontabilização dos MAC - Energia	5.777,29
Receita de Bandeiras Alocada Energia	- 12.981.420,73
Ressarcimentos	- 864.515,08
Total	76.653.927,14

Tabela I.6 - Detalhamento das Recontabilizações dos Acrônimos CCEE

Item	R\$
Compensação do MRE	-
Efeito da Contratação por Disponibilidade	5.742,45
Efeito do CCGF	45.573,81
Efeito do CCEN	- 1.973,62
Efeito de contratação de usina apta a gerar	-
Ajuste Decorrente do MCSD Ex-Post	-
Efeito de Itaipu	-
Exposição financeira entre submercados	4.739.303,15
Alívio Retroativo Referente às Exposições Financeiras	-
Demais	111.041,72
Total	4.899.687,51

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



Pg.47 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

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

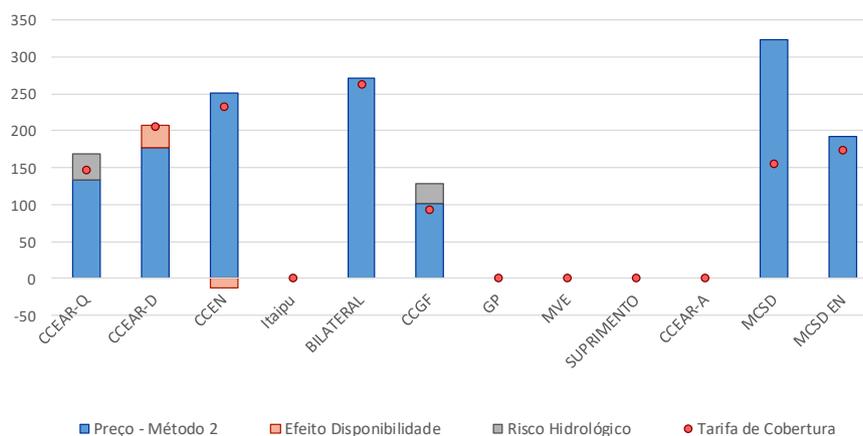


Gráfico I.5 – Comparativo entre o Preço Médio e a Tarifa de Cobertura Concedida

12. O impacto da CVA Energia no índice de reajuste de 6,93% 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.

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



Pg.48 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

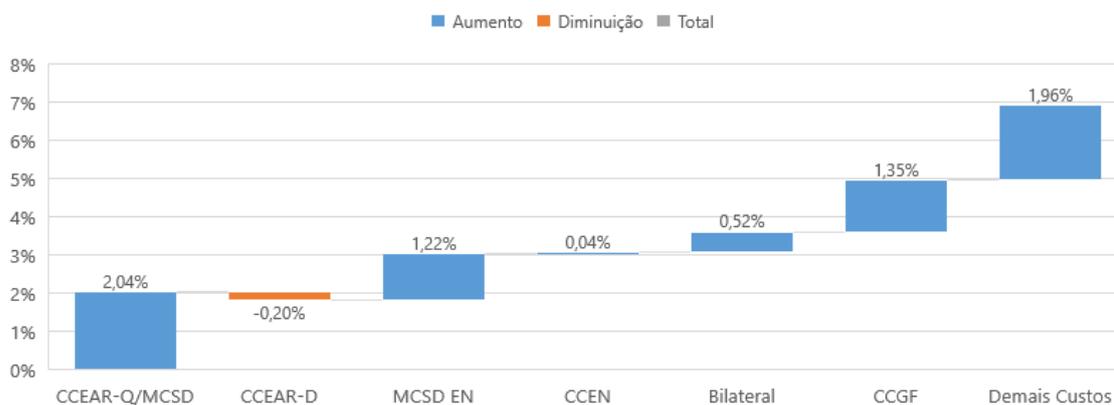


Gráfico I.6 – Impacto da CVA Energia no processo tarifário por modalidade de compra de energia

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

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

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



Pg.49 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	2,60%
CCEAR-Q/MCSD	0,34%
MCSD EN	1,22%
CCEN	0,15%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,52%
CCGF	0,37%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	4,32%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,11%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	2,48%
Demais Custos	1,96%
Total	6,93%

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

Glosa de Energia

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

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



Pg.50 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Mês	Mercado (MWh)	Carga Real (MWh)	Energia Requerida Regulatória (MWh)	Glosa (MWh)	Preço (R\$/MWh)	Cobertura (R\$/MWh)	Ajuste de Glosa (R\$)
out-18	281.733	392.618	361.830	30.788	166,11	173,61	-231.041
nov-18	263.009	367.880	339.032	28.848	168,24	173,61	-155.010
dez-18	233.864	350.132	322.676	27.456	169,40	176,88	-205.177
jan-19	242.599	345.603	318.502	27.101	198,49	178,94	529.900
fev-19	237.060	325.165	299.667	25.498	210,10	178,94	794.700
mar-19	237.713	365.990	337.290	28.700	201,82	178,94	656.636
abr-19	244.106	360.014	331.783	28.231	195,69	178,94	472.939
mai-19	251.984	375.961	346.479	29.482	191,32	178,94	364.907
jun-19	238.319	367.425	338.613	28.812	193,46	178,94	418.445
jul-19	260.213	372.256	343.065	29.191	194,46	178,94	453.178
ago-19	258.306	374.954	345.551	29.403	184,74	178,94	170.699
set-19	287.537	405.506	373.708	31.798	188,86	178,94	315.527
out-19	-	-	-	-	-	-	-
Total	3.036.443	4.403.504	4.058.196	345.308	188,24	177,85	3.585.703,22
% perda s. mercado venda		45,02%	33,65%				

Resultado no Mercado de Curto Prazo

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

- O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre 01/10/2018 e 01/09/2019, com base em dados fornecidos pela CCEE, foi calculado em R\$ -22.119.521,04 a preços de novembro de 2019.
- Para o ano civil de 2018: Sobrecontratação de energia de 50.636 MWh, que representa 1,32% 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, contratos e PLD percebido, informadas pela CCEE.
- Neste processo, o resultado financeiro decorrente das recontabilizações da CCEE totalizou R\$ -94.270.882,72, com impacto de -6,28% no índice de reajuste. Grande parte do resultado é decorrente do volume de energia recebido pela Ceron no âmbito do MCS D de Energia Nova das Distribuidoras

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



Pg.51 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Designadas, que impactou o balanço energético da concessionária e gerou receitas nos processos de recontabilização na CCEE.

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

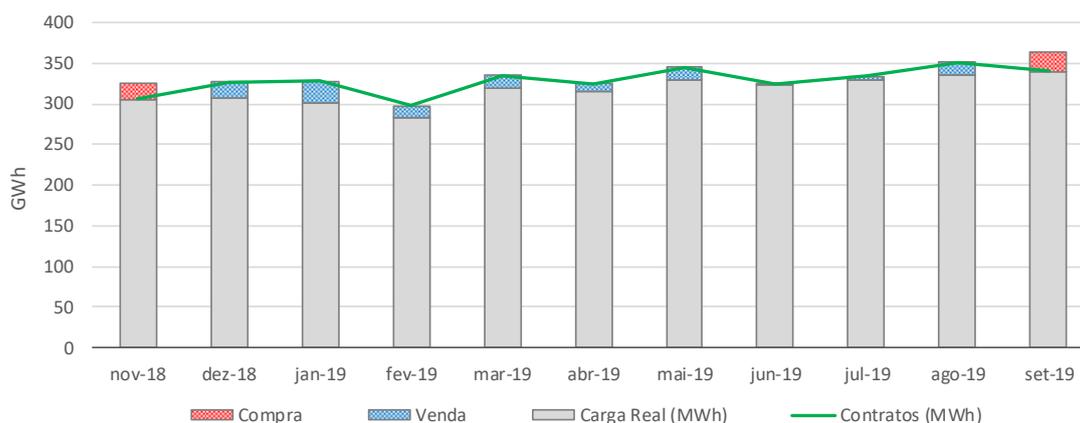


Gráfico I.9 - Posição contratual da distribuidora no MCP

17. 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 prazo²⁰ dado a diferença entre esses preços e a posição contratual da distribuidora, descrita no gráfico anterior.

²⁰ 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.



Pg.52 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

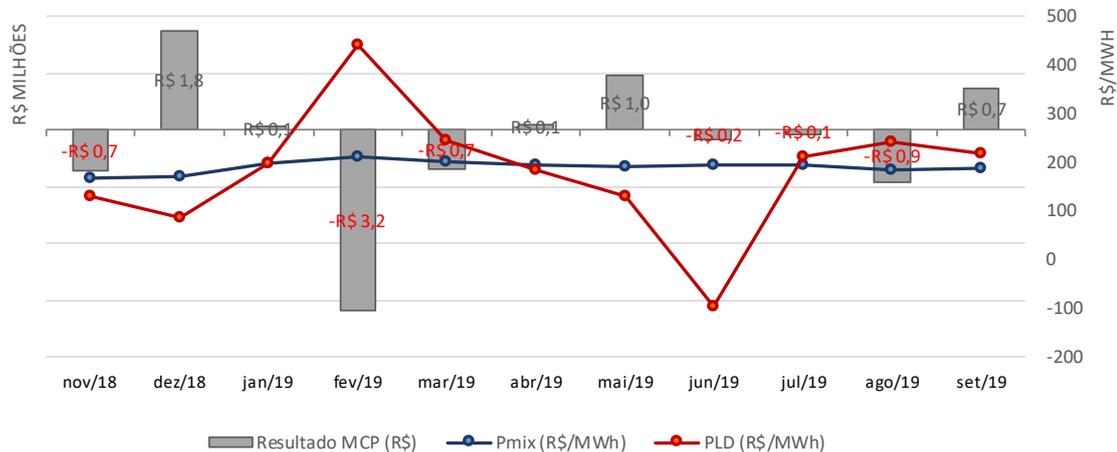


Gráfico I.10 – Resultado financeiro no MCP e o comparativo entre o Pmix e o PLD

Conta Bandeira

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

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

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



Pg.53 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Itens	Impacto
I - Impacto na CVA*	2,48%
Risco Hidrológico de CCGF	0,98%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	1,70%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	-0,20%
II - Reversão da Previsão de Risco Hidrológico	-1,80%
Risco Hidrológico de CCGF	-0,65%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,15%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
III - Receitas de MCP e ESS	-2,99%
Resultado MCP	(116.390.403,76)
Reversão MCP RTA 2018**	94.331.874,84
ESS + CONER	(22.910.568,88)
V - Custos não cobertos pela bandeira e previsão (I + II + III)	-2,32%
Risco Hidrológico de CCGF	-1,13%
Risco Hidrológico de Usinas Repactuadas	-1,88%
Risco Hidrológico de Itaipu	0,00%
CCEAR-D (RRV + Efeito disponibilidade)	0,69%
* Já descontadas as receitas da Conta Bandeiras	
** Reversão do componente financeiro concedido no RTA 2018 referente ao adiantamento de contabilização do MCP	

19. Pode-se concluir, que após o desconto da previsão de risco hidrológico considerada no processo tarifário e de saldos positivos do resultado de MCP e ESS (ESS + CONER) na Conta Bandeiras, o impacto dos custos não cobertos de CCEAR-D e risco hidrológico de CCGF, Itaipu e Usinas Repactuadas foi de -2,32%.

20. Nesse sentido, a tabela a seguir apresenta o impacto de cada modalidade contratual, já descontada a reversão da previsão do risco hidrológico e da alocação das receitas de MCP e ESS/CONER, chegando a um percentual líquido de 4,45%²¹.

Tabela I.10 – Impacto líquido por modalidade contratual

²¹ 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.



Pg.54 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

Item	Impacto
Diferença entre preço realizado e tarifa de cobertura	2,60%
CCEAR-Q/MCSD	0,34%
MCSD EN	1,22%
CCEN	0,15%
Itaipu	0,00%
Bilateral	0,52%
CCGF	0,37%
GP	0,00%
MVE	0,00%
Suprimento	0,00%
CCEAR-A	0,00%
Método 3	1,85%
Efeito Disponibilidade CCEN	-0,11%
Risco Hidrológico e CCEAR-D*	0,00%
Demais Custos	1,96%
Total	4,45%

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

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



Pg.55 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

ANEXO III – ANÁLISE DE PLEITOS DA CONCESSIONÁRIA

57. Por meio da Carta Enel ENERGISA/VPR-ANEEL/Nº363/2019²², datada de 25/11/2019, a distribuidora apresentou o pleito para que sejam considerados acrônimos relacionados aos ESS/ERR referente à CVA de 2014, com impacto estimado pela empresa de R\$ 17.091.559,06.

58. O processo tarifário de 2014 da Ceron foi homologado por meio das REH n 1.826, publicadas em 28/11/2014.

59. Consta da Norma de Organização ANEEL nº 001, que disciplina as regras para a interposição de recurso, que:

Art. 42. Das decisões administrativas cabe recurso, em face de razões de legalidade e de mérito, independentemente de caução, sendo a Diretoria a instância máxima recursal, nas matérias submetidas à alçada da Agência.

60. Ademais, a Norma também traz o prazo para a interposição dos recursos:

Art. 48. Ressalvada disposição legal específica, é de (10) dez dias o prazo para interposição de recurso, contado a partir da cientificação oficial, nos termos dos §§ 3o e 4o do art. 39 desta Norma.

61. Tendo em vista que a Energisa apresentou pedido de reconsideração em 13/11/2019, quase 5 anos após a publicação do ato, tem-se que o recurso não deve ser conhecido como tempestivo.

*Art. 43 O recurso não será conhecido quando interposto:
I – fora do prazo;*

62. Em que pese o possível argumento de que o prazo de decadência para recálculo de reajustes/revisões seria de 5 anos, cabe destacar que esta possibilidade compreende adequações de iniciativa da ANEEL.

²² SIC nº 48513.033763/2019-00.

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



Pg.56 da Nota Técnica nº 226/2019-SGT/ANEEL, de 05 de dezembro de 2019.

63. De fato, conforme consta do Submódulo 3.1A do PRORET, o prazo para interposição de recurso pela distribuidora é de 10 dias, não tendo relação com o prazo decadencial conferido à ANEEL para revisar seus atos, conforme trecho transcrito.

*50. O recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores poderá ocorrer em decorrência de provimento de **Pedido de Reconsideração interposto tempestivamente pela concessionária** ou por iniciativa da ANEEL.*

*51. Para fins de recálculo de reajuste/revisão de anos anteriores **por iniciativa da ANEEL**, a Agência procederá conforme estabelecido nos arts. 53 e 54 da Lei nº 9.784, de 29 de janeiro de 1999, a saber:*

- i. deve anular o ato administrativo quando houver vício de legalidade;*
- ii. pode revogar o ato administrativo por motivo de conveniência ou oportunidade; e*
- iii. tem o direito de rever o ato administrativo, adotando qualquer medida que o corrija ou impugne, observado o prazo de decadência de cinco anos.*

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

