

Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL

Em 16 de agosto de 2017.

Processo: 48500.002694/2017-61

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à JOÃO CESA - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2017.

I - DO OBJETIVO

1. Apresentar o Reajuste Tarifário Anual de 2017 da JOÃO CESA - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda, vigente a partir de 29 de agosto de 2017, calculado conforme as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão de Distribuição nº 026/1999 e os seus termos aditivos.

II - DOS FATOS

2. A JOÃO CESA, sediada na cidade de Siderópolis/SC, atende aproximadamente 3,6 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual na ordem de R\$ 7,5 milhões.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

48581.001972/2017-00

ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO

CRISTIANE BORDINI FRANCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 6F82F71000407E84 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>



Fls. 2 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	3.106	562	40,8%
Industrial	114	494	35,9%
Comercial	376	225	16,3%
Rural	4	1	0,1%
Iluminação Pública	1	55	4,0%
Poder Público	41	40	2,9%
Serviço Público	-	-	0,0%
Demais classes	2	1	0,1%
Total	3.644	1.378	100%

Fonte: SAMP - competência julho/2017

3. Em 14/7/2017, a SGT solicitou¹ as informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à SRM.
4. Em 9/6/2017, a SGT solicitou² as informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora à SFF.
5. Em 20/7/2017, a SGT realizou reunião com os representantes da JOÃO CESA, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.
6. O Memorando nº 187/2017-SRM/ANEEL³, de 7/8/2017, informou os montantes e preços dos contratos bilaterais de compra e venda de energia registrados.
7. No dia 2/8/2017, a SGT recebeu os Memorandos nº 447/2017-SFF/ANEEL⁴ e nº 378/2017-SFF/ANEEL⁵ das receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos e das Outras Receitas, e com os valores fiscalizados do saldo da CVA da concessionária referente ao processo tarifário de 2016. Sobre os valores fiscalizados e validados das garantias financeiras relativas à contratação regulada de energia (CCEAR), a SFF informou que a JOÃO CESA não incorreu com despesas com essa obrigação.
8. Em 22/8/2017, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a JOÃO CESA encontra-se adimplente com suas obrigações intrasetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

¹ Memorando nº 203/2017-SGT/ANEEL.

² Memorando nº 143/2017-SGT/ANEEL.

³ Documento SIC nº 48580.001302/2017-00.

⁴ Documento SIC nº 48536.003566/2017-00.

⁵ Documento SIC nº 48536.003063/2017-00.

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



Fls. 3 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

II.1. Precedentes

II.1.1. Aspectos Contratuais

9. Em 3/2/1999 foram firmados os Contratos de Concessão nº 026/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a JOÃO CESA - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. Esse contrato, que tem por objeto a regulação da exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estabelece na Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica.

10. Em 14/3/2006 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004.

11. Em 21/5/2012, foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação à Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia de reajuste originalmente prevista no contrato e assegurar a neutralidade dos custos da Parcela “A”, relativos aos encargos setoriais especificados em Subcláusula própria do referido aditivo.

12. Em 10/12/2014 foi assinado o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, visando incluir dispositivo que garanta que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA e outros itens financeiros sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

13. Por fim, em 9/12/2015 foi assinado o Quinto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, formalizando a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 20/1.999 até 31 de dezembro de 2045, com fulcro na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012 e no Decreto nº 8.461, de 2 de junho de 2015, o qual contemplou as condições de eficiência quanto à qualidade do serviço e à gestão econômico-financeira, de racionalidade operacional e econômica e de modicidade tarifária previstas no Decreto nº 8.461/2015 e deu nova redação às cláusulas contrato.

II.1.2. Aspectos Metodológicos

14. 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 do 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.

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



Fls. 4 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

15. Segundo descrito na Subcláusula Terceira da Cláusula Sexta do Quinto Aditivo ao Contrato de Concessão, 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 Operações relativas à Circulação de Mercadorias).

16. 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;

17. 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.

18. 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 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

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



Fls. 5 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

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

19. A Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta estabelece que nos reajustes tarifários e revisões tarifárias ordinárias 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 - DA ANÁLISE

III.1. Período de Referência

20. O período de referência para o reajuste anual da JOÃO CESA é de agosto/2016 a julho/2017.

III.2. Receita Anual

21. 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\$ 7.554.831,36, conforme demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	13.393	6.922.224,50
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.588	691.552,36
BT (menor que 2,3 kV)	11.805	6.230.672,14
Demais Livres	3.599	632.606,85
Total	16.992	7.554.831,36

III.3. Encargos Setoriais

22. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas⁶ 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

⁶ Maiores informações sobre os encargos setoriais encontram-se na página eletrônica da ANEEL.

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



Fls. 6 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e o Decreto nº 7.945, de 7/3/2013. 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 Residencial Baixa Renda,
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados 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;

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



Fls. 7 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa a previsão dos custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN;

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

23. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 3: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	13.330,01	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	786.027,08	-
PROINFA	131.037,29	REH 2191/2016
P&D e Eficiência Energética	76.569,01	Res. Normativa nº 316/2008
Total de Encargos Tarifários	1.006.963	

24. O valor da cobertura tarifária referente ao encargo CDE incorpora, além da quota anual (CDE Uso), homologada pela REH 2.202, de 07/02/2017, alterada pela REH 2.204, de 07/03/2017, os seguintes itens:

i) quota anual da CDE – ENERGIA (Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013), homologada pela REH 2.202, de 07/02/2017. Refere-se à devolução de parcela dos recursos da CDE recebidos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, nos termos do Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013. Os recursos foram destinados à cobertura do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA decorrente do custo de aquisição de energia elétrica, devendo os consumidores recompor a Conta em até 5 anos, com atualização dos valores pela variação do IPCA, mediante encargo a ser incluído nas tarifas de energia elétrica, definido na proporção dos recursos recebidos pela distribuidora.

ii) quota anual da CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) (Art. 4º-C do Dec. 7.891/2013) homologada pela REH nº 2.231/2017, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para lastro da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, nos termos do Decreto nº 8.221/2014 e da Resolução Normativa nº 612/2014. 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 Ambiente

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



Fls. 8 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade. 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 ordinário 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.

III.4. Transmissão

25. 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.

26. 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.

27. 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 contratada multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada. Esse custo se aplica ao caso da JOÃO CESA, uma vez que ela acessa a rede de distribuição da CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.

28. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia serem considerados neste reajuste tarifário (na DRA e na DRP) estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 4: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRP (R\$)
Uso do sistema de distribuição	1.362.467,05
Total dos Custos de Transporte	1.362.467,05

III.5 Compra de Energia

29. A Lei n. 10.848, de 15/03/2004, alterou as regras de compra e venda de energia elétrica especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com

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



Fls. 9 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

30. Também a Lei nº 10.848/2004 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*”.

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

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

Fls. 10 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

- *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 próprio da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;
- *Geração Distribuída*: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

III.5.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

32. Com a finalidade de calcular o montante de energia que a concessionária deve comprar, a ANEEL determina para fins tarifários o nível máximo de perdas (na distribuição – técnicas e não técnicas e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado a ser atendido pela distribuidora. Este montante é definido como Energia Requerida.

33. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas que ocorrem em uma distribuidora de energia elétrica. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica consumida 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.

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

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



Fls. 11 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

transformação de tensão e medição de energia elétrica⁷. Ressalta-se que a JOÃO CESA, por não ser agente da CCEE, não participa do rateio de perdas na Rede Básica.

35. 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. A Resolução Homologatória nº 2.130/2016 (última revisão tarifária da JOÃO CESA) estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas de 4,06% (sobre energia injetada da concessionária) e para as perdas não-técnicas (sobre o mercado faturado de baixa tensão) o percentual de 1,54% a ser aplicado no atual reajuste.

36. A Tabela 5 apresenta os valores de perdas para o atual reajuste tarifário da JOÃO CESA.

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

Perdas	DRP
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	1,54%
Técnica (s/ merc. injetado)	4,06%
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	0,00%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	11.805

37. Para obtenção da energia requerida, é necessário somar as perdas regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais determinados na revisão tarifária, ao mercado de venda da concessionária.

38. A Tabela 6 demonstra os requisitos de energia elétrica da JOÃO CESA para atendimento ao seu mercado de referência apurado.

Tabela 6: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP

Descrição	DRP (MWh)
Mercado Total	13.393
Fornecimento	13.393
Consumidores Livres	3.599
Perdas Totais	908
Perdas Rede B.	-
Perdas na Distribuição	908
Perda Não Técnica	182
Perda Técnica	726
Energia Requerida	14.301

III.5.2. Valoração da Compra de energia

⁷ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

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



Fls. 12 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

39. 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.

40. 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.

41. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁸ considerando o período de referência em questão.

42. 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.

43. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foram adotados os seguintes procedimentos:

i) Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) foram levadas em consideração as informações prestadas pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado por meio do Memorando nº 187/2017-SRM/ANEEL, de 07/08/2017.

ii) Para a cota do PROINFA foram utilizados os valores constantes da REH 2.191/2017.

44. A Tabela 7 demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 7: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

⁸ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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



Fls. 13 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
Bilaterais	13.948,74	13.948,74	251,27	3.504.899,87
Celesc	13.948,74	13.948,74	251,27	3.504.899,87
Energia Base	352,34	352,34	-	-
PROINFA	352,34	352,34	-	-
Total	14.301,08	14.301,08	245,08	3.504.899,87

45. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados para a JOÃO CESA, em função do Mercado de Referência totalizam R\$ 3.504.899,87.

III.6 Receitas Irrecuperáveis

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

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

Onde,

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

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

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

$\text{Receita de Bandeiras}$: receita faturada de bandeira tarifária nos últimos 12 meses;

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

RI_C : percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence à empresa.

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

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



Fls. 14 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

Tabela 8: Percentuais de receitas irrecuperáveis por classe de consumo

DESCRIÇÃO - Tipo	RECEITA (R\$)	Percentual RI	Reais RI
Residencial	3.709.852	0,08%	3.427,69
Industrial	1.751.516	0,00%	19,98
Comercial	1.610.904	0,05%	955,50
Rural	6.643	0,01%	1,06
Iluminação Pública	182.386	0,00%	-
Poder Público	284.873	0,00%	-
Serviço Público	-	0,00%	-
Demais	8.658	-	-
TOTAL	7.554.831		6.259

48. Sendo assim, o valor total de Receitas Irrecuperáveis na Parcela A da JOÃO CESA é de R\$ 6.259,34.

III.7. Neutralidade dos itens da Parcela A

49. 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".

50. 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.

51. A Neutralidade da Parcela A é calculada com relação 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.

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

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

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

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

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



Fls. 15 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

54. 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. Os resultados para esse componente financeiro serão apresentados na seção “Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico”.

III.8. Parcela B

55. O submódulo 3.1A do PRORET estabelece que no primeiro processo tarifário após a Data Referência de Alteração Contratual, denominado de DR1, o Valor da Parcela “B” considerando-se as condições vigentes e o Mercado de Referência, (VPB0), e o valor final de aplicação da Parcela “B” na Data do Reajuste em Processamento, (VPB1), são calculados da seguinte forma:

$$VPB0_{DR1} = (TUSD_{fio\ B\ vigente} \times Mercado\ Ref)$$

$$VPB1_{DR1} = VPB0_{DR1} \times Fator\ DR1 \times (IPCA - X) - OR_{DR1} - UD, ER_{DR1} + ONS$$

Onde:

VPB0_{DR1}: 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_{DR1}: Valor da Parcela B econômico na data do reajuste em processamento;

Fator DR1: Fator que ajusta a Receita de Parcela B vigente, retirando os valores de Receita Irrecuperável e incluindo os valores de OR (como proporção dos valores considerados na última revisão tarifária);

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

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; e

ONS: Encargo de ONS vigente em DR1.

56. Portanto, são necessários ajustes na Receita Fio B (VPB0) da JOÃO CESA, 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 passarão a ser apuradas 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.



Fls. 16 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

57. Para fazer os ajustes relacionados acima na Receita Fio B (VPB0), será observada a participação de RI e OR na receita da última revisão tarifária, observando, porém, a aplicação do componente de trajetória T do Fator X, exceto para o último processo tarifário, que altera a proporção dos itens de parcela B definida no momento da revisão. Assim, o Fator DR1 é definido como:

$$\text{Fator DR1} = \frac{VPB_{Rev} + OR_{Rev} - RI_{Rev}}{VPB_{Rev}}$$

Onde,

VPB_{Rev}: Valor da Parcela B final, já descontados de Outras Receitas ou de quaisquer outros tratamentos econômicos específicos, calculado na última revisão periódica, após ajustes do componente T do Fator X;

OR_{Rev} e RI_{Rev}: Valores de OR e RI, observando a participação considerada na última Revisão Tarifária, após ajustes do componente T do Fator X.

58. O valor do Fator DR1, calculado de acordo com a equação acima e utilizado nesse processo de reajuste tarifário da JOÃO CESA foi de **1,014**.

59. Os valores de Outras Receitas apurados no período de referência foram informados por meio do Memorando nº 447/2017-SFF/ANEEL, de 2/8/2017 e atualizados conforme o submódulo 2.7A.

60. Como o início do período de apuração dos Valores de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos definido pelo PRORET corresponde ao último dia do mês da publicação do PRORET - 28/02/17) foram considerados os valores de UD e ER de março e julho de 2017 como redutores da Parcela B nesse processo tarifário de 2017 da JOÃO CESA.

61. O Fator X⁹ é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica conforme consta na Subcláusula Décima Quinta da 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;

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

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



Fls. 17 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

Q = Qualidade do serviço; e
T = Trajetória de custos operacionais.

62. A Resolução Homologatória nº 2.130/2016 estabeleceu, para o atual ciclo tarifário, os valores dos componentes Pd e T do Fator X em 1,61% e 0,00%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da JOÃO CESA.

63. Conforme metodologia definida no Submódulo 2.5A do PRORET¹⁰, para a aferição do componente Q (qualidade do serviço) do Fator X serão considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora. Seu cálculo leva em conta a variação de sete indicadores e o atendimento aos padrões de qualidade estabelecidos pela ANEEL.

64. Os indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, que serão aplicados gradualmente até março de 2019. No caso do atual reajuste da JOÃO CESA foram considerados apenas os pesos dos indicadores de DEC, FEC, IASC, FER, de modo que o valor do componente Q do Fator X a ser aplicado na atualização da Parcela B é de 0,32%.

Tabela 9: Fator X

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	1,61%
Componente T do Fator X	0,00%
Componente Q do Fator X	0,32%
Fator X	1,93%

65. Os valores da Parcela B são corrigidos pela aplicação do IPCA¹¹, cuja variação para o período de referência foi de 2,71%.

66. A Tabela 10 apresenta os parâmetros para o cálculo da Parcela B atual.

Tabela 10: Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores
Parcela B Ano Anterior	2.580.678,16
Fator DR1/Fator PB	1,014
Parcela B Limpa	2.618.083,69
Outras Receitas (OR)	-
Excedente de Reativos	362,01
Ultrapassagem de Demanda (UD)	6.225,36
Fator X	1,93%
Parcela B - DRP (R\$)	3.952.132.769,21

¹⁰ Será aplicada a nova metodologia para os reajustes tarifários após o 4º ciclo de revisão tarifária periódica.

¹¹ Índice calculado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - FGV.

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



Fls. 18 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

III.9. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

67. 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.

68. Os componentes financeiros considerados neste reajuste são:

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

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

- Conforme Ofício-Circular nº 14/2014-SRE-SFF/ANEEL, de 14/05/2014, e a nova metodologia de cálculo resultado da 4ª fase da Audiência Pública 78/2011, a apuração do saldo da CVA será realizada com base nos valores devidos de pagamentos, ao invés dos valores apresentados pelas concessionárias para o processo tarifário corrente. Os dados considerados no cálculo serão fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, que apresentará relatório final de fiscalização, ratificando as informações ou indicando eventuais diferenças, que serão incorporadas no processo tarifário subsequente, com a devida atualização pela Taxa Selic.
- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual BM&F¹², de 7,96% a.a.
- Do total apurado para a CVA_{ENERGIA}, foi deduzido a parcela da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha, para o período de competência de agosto de 2016 a julho de 2017, conforme estabelecido no Submódulo 6.8 do PRORET.
- O resultado da CVA em Processamento está demonstrado na tabela abaixo:

Tabela 11: Valores apurados da CVA em Processamento

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

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



Fls. 19 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subseqüentes (R\$)
CVA CDE	(118.660,98)	(127.473,34)	(132.840,76)
CVA CDE Energia	(8.654,56)	-	-
CVA Compra Energia	110.737,94	118.689,87	123.687,45
CVA Proinfa	(5.714,10)	(5.961,60)	(6.212,62)
Total	(22.291,70)	(14.745,07)	(15.365,93)

- A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA relacionada aos custos de aquisição de energia representou o repasse de R\$ 123.687,45. O principal componente que impactou no saldo da CVA_{ENERGIA} foi o contrato bilateral com a Celesc.

ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, foi verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2016 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.

- Para o cálculo do Saldo a Compensar da CVA do ano anterior, foram utilizados os valores de CVA do 5º dia útil fiscalizados pela SFF, os quais foram informados por meio do Memorando nº 378/2017-SFF/ANEEL, de 04/07/2017.
- No saldo a compensar analisado também está contemplado o financeiro de saldo a compensar da reversão da RTE realizada no processo tarifário de 2015.

iii) Neutralidade da Parcela A. Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima Nona da Cláusula Sexta do Contrato de Concessão, o componente financeiro denominado Neutralidade dos itens da Parcela A, mencionado na seção III.7 desta Nota Técnica, foi apurado para a JOÃO CESA, para o período de ago/16 a jul/17, conforme metodologia de cálculo definida no Submódulo 4.4A do PRORET.

iv) Financeiro por postergação da data contratual. Em consequência da renovação do Contrato de Concessão, com alteração de data de aniversário contratual de 14 para 29 de agosto de cada ano, foi efetuada a reversão da parcela da receita correspondente aos componentes financeiros faturados nesse período adicional de vigência das tarifas homologadas no ano anterior.

69. A Tabela 12 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 12: Componentes Financeiros

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



Fls. 20 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	88.356,49	1,17%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(139.053,38)	-1,84%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(35.465,64)	-0,47%
Neutralidade de Parcela A- Energia	15.275,26	0,20%
Neutralidade de Parcela A - Transporte	(34.582,73)	-0,46%
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais	86.769,76	1,15%
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Aniversário	1.146,06	0,02%
Total	(17.554,19)	-0,23%

IV - Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT

70. 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.

71. 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.

72. 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.

73. Por ser uma concessionária e não fazer parte da CCEE, toda a receita proveniente da cobrança dos adicionais de bandeiras tarifárias é repassada para a Contra Bandeiras, não ficando com os consumidores da área de concessão da concessionária.

V - Subvenção CDE – Descontos Tarifários

74. 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.

75. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, o gestor da CDE deve repassar o montante mensal de recursos da Conta 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 utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

76. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela CCEE, atual gestor da CDE, à distribuidora no período de competência de agosto/2017 a julho/2018, até o 10º dia útil

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



Fls. 21 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de agosto/2016 a julho/2017.

Tabela 13: Valores dos subsídios que serão repassados pela CCEE

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	39.626,97	48.519,29	88.146,27
Subsídio Rural	(0,54)	216,84	216,30
Total	39.626,43	48.736,13	88.362,57

VI - Análise dos Resultados

77. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da JOÃO CESA - Empresa Força e Luz João Cesa Ltda conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 16,65%, sendo de 13,71%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 17,06%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 14: Efeito médio

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	13,71%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	17,06%
Efeito Médio AT+BT	16,65%

78. O efeito médio de 16,65% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculado conforme estabelecido no contrato de concessão, para a formação da Receita Requerida; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de revisão tarifária periódica de 2016, que vigoraram até a data do reajuste em processamento; e (iv) da transição do parâmetro de desconto aplicado aos consumidores rurais de baixa tensão para o valor determinado pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

79. A diferença de efeito percebida pelos grupos A e B, deve-se pelo peso representativo de cada componente de custo na tarifa de cada grupo, uma vez que a estrutura tarifária definida, aloca diferentemente entre os grupos, subgrupos e modalidades, os custos de transmissão (Rede Básica, Fronteira, Conexão, CUSD) de parcela B (distribuição), de perdas (técnicas, não técnicas, perdas na Rede Básica e Receitas Irrecuperáveis) e dos encargos setoriais CDE, TFSEE e P&D.

80. No reajuste em tela, as componentes de custo com maior aumento (os custos de transmissão) oneram mais os consumidores do grupo B, uma vez que esses contribuem mais para a expansão desses sistemas. Por outro lado, os encargos setoriais, que estão reduzindo no atual processo, são mais representativos na tarifa dos consumidores do grupo A. Por fim, a variação positiva do preço médio de aquisição de energia, é totalmente percebida pelos consumidores do grupo B, que obrigatoriamente são cativos, enquanto que no grupo A, existem consumidores livres, que não percebem essa variação de preço.

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



Fls. 22 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

81. A atualização dos custos de Parcela A e B resultou em um índice de reajuste tarifário de 12,68%, ao se ter como base de comparação os valores econômicos de Parcelas A e a B estabelecidas na revisão de 2016.

82. Desse índice de reajuste tarifário, a variação dos custos de Parcela A contribuiu para o efeito médio em 12,00% enquanto a variação de custos de Parcela B foi responsável em 0,68%.

Tabela 15: 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]	4.974.194,10	5.880.590,82	18,22%	12,00%	69,08%
Encargos Setoriais	1.096.870,27	1.006.963,39	-8,20%	-1,19%	11,83%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. - TFSEE	13.385,66	13.330,01	-0,42%	-0,00%	0,16%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (USO)	551.572,71	434.739,92	-21,18%	-1,55%	5,11%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (Conta-ACR)	328.068,25	351.287,16	7,08%	0,31%	4,13%
Compensação financeira - CFURH	0,00	-	-100,00%	-0,00%	-
PROINFA	140.618,89	131.037,29	-6,81%	-0,13%	1,54%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	63.224,76	76.569,01	21,11%	0,18%	0,90%
Custos de Transmissão	709.006,18	1.362.467,05	92,17%	8,65%	16,01%
Uso do sistema de distribuição e CCD	709.006,18	1.362.467,05	92,17%	8,65%	16,01%
Custos de Aquisição de Energia	3.168.317,65	3.504.899,87	10,62%	4,46%	41,17%
Receitas Irrecuperáveis	-	6.260,51		0,083%	0,07%
PARCELA B	2.580.637,26	2.631.961,24	1,99%	0,68%	30,92%
IRT considerando a variação tarifária da RTP 2016	7.554.831,36	8.512.552,06		12,68%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual				-0,23%	
CVA em processamento - Energia				1,17%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais				-1,84%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes				-0,47%	
Neutralidade de Parcela A- Energia				0,20%	
Neutralidade de Parcela A - Transporte				-0,46%	
Neutralidade de Parcela A - Encargos Setoriais				1,15%	
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Aniversário				0,02%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior				4,21%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores				16,65%	

83. Em relação à atualização dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram no efeito tarifário em -0,23% no atual reajuste da JOÃO CESA.

84. Por outro lado, o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados na revisão tarifária de 2016, que contribuíram com uma diminuição nas tarifas estabelecidas em 2016, representa um aumento de 4,21% no atual reajuste, quando de sua retirada nas tarifas atualmente praticadas pelos consumidores.

85. O Valor da Parcela A apresentou uma variação de 18,22% em relação à RTA de 2016, representando 12,00% na composição do efeito médio, com destaque para:

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



Fls. 23 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

i) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais resultou em variação de -8,20% em comparação com os valores da RTA de 2016, correspondendo a uma variação tarifária no efeito médio de -1,19%. Destaca-se, principalmente, a redução do orçamento da CDE – USO, decorrente da homologação das cotas anuais da CDE para o ano de 2017, conforme Resolução Homologatória nº 2.204, de 7 de março de 2017, que contribuiu para um efeito médio de -1,55% no atual reajuste da JOÃO CESA.

ii) **Custos de Transmissão.** Variação de 92,17% em relação à RTP de 2016, correspondendo a um efeito médio percebido pelo consumidor de 8,65%. O efeito positivo dos custos de transmissão é resultado, principalmente, da incorporação, no Encargo de Rede Básica, do efeito do aumento da TUSD cobrada pela CELESC, cujo valor foi influenciado pelo aprimoramento da regulamentação do cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida - RAP das concessionárias de transmissão, cujos contratos foram prorrogados nos termos na Lei nº 12.783/2013, em consonância com o disposto na Portaria MME nº 120/2016, objeto da Audiência Pública nº 068/2016.

iii) **Compra de Energia.** Variação de 10,62% em relação ao processo anterior, contribuindo para um efeito médio ao consumidor de 4,46%. Contribuíram para o efeito positivo no custo da aquisição de energia o aumento da TE de suprimento cobrada pela CELESC, sua atual supridora CELESC.

86. A Tabela 18 demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

Tabela 18: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo DRA	Processo atual	Variação	Processo DRA	Processo atual	Variação
Bilateral	13.897,96	13.948,74	0,37%	227,97	251,27	10,22%
Proinfã	338,15	352,34	4,20%	0,00	0,00	-
Sobra (-) / Exposição (+)	0,00	0,00	-	0,00	251,27	-
TOTAL	14.236,10	14.301,08	0,5%	222,56	245,08	10,1%

87. A atualização da Parcela B representou 0,68% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IPCA no período de referência descontado o Fator X, além do abatimento dos valores relativos às Outras Receitas (OR), Excedente de Reativos (ER) e Ultrapassagem de Demanda (UD).

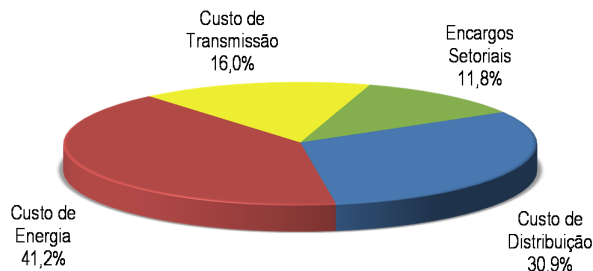
88. O gráfico I demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

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



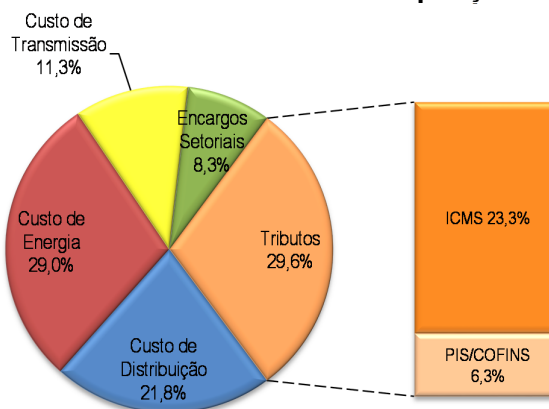
Fls. 24 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

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



89. O gráfico II ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 23,3% para o ICMS e 6,3% para o PIS e COFINS (total de 29,60% por dentro), o que equivale a uma majoração de 42,12% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

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



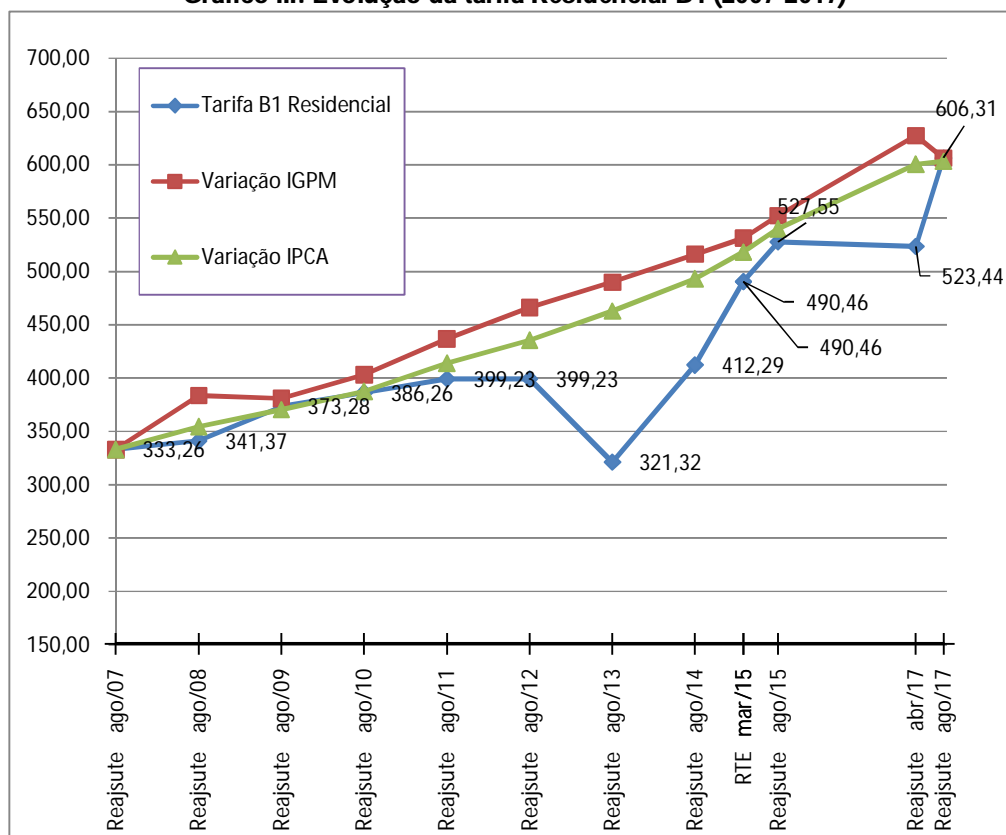
90. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial (81,93%) da JOÃO CESA nos últimos onze anos, comparada com a variação do IGP-M (81,90%) e IPCA (81,03%) no mesmo período.

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



Fls. 25 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

Gráfico III: Evolução da tarifa Residencial B1 (2007-2017)



91. Por fim, os valores dos serviços cobráveis previstos nos artigos 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414, de 9/9/2010, estabelecidos no momento da revisão tarifária das distribuidoras e cuja receita líquida é destinada à modicidade tarifária, foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário, conforme previsto na Resolução Homologatória nº 1.121, de 15/3/2011.

VII - DO FUNDAMENTO LEGAL

92. 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 26/1999.

VII - DA CONCLUSÃO

93. Com base na legislação vigente, nos Contratos de Concessão nº26/1999 no que consta do Processo nº 48500.002694/2017-61 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação das novas tarifas de aplicação da JOÃO CESA, correspondendo a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 16,65% sendo de 13,71%

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



Fls. 26 Nota Técnica nº 245/2017-SGT/ANEEL, de 16 de agosto de 2017.

em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 17,06% 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 JOÃO CESA;
- iii) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela CCEE à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária;

IX - DA RECOMENDAÇÃO

94. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual da JOÃO CESA.

CRISTIANE BORDINI FRANCO
Analista Administrativo

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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



ASSINADO DIGITALMENTE POR DAVI ANTUNES LIMA, OTAVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO

CRISTIANE BORDINI FRANCO

CÓDIGO DE VERIFICAÇÃO: 6F82F71000407E84 CONSULTE EM <http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>