



SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA

**Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL
Brasília, 16 de outubro de 2015**

QUARTA REVISÃO TARIFÁRIA PERIÓDICA

.....
**Bandeirante Eletricidade e Serviços S/A.
BANDEIRANTE**

FINAL

Agência Nacional de Energia Elétrica
Superintendência de Gestão Tarifária
SGAN 603 / Módulo "I" - 1º andar
CEP: 70830-030 - Brasília - DF
Tel: + 55 61 2192-8695
Fax: + 55 61 2192-8679

ÍNDICE

I. OBJETIVO.....	Erro! Indicador não definido.
II. DOS FATOS	2
III. ANÁLISE	3
III.1. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO	6
III.2. RECEITA VERIFICADA.....	6
III.3. PARCELA B.....	7
III.3.1. Custos Operacionais (CO).....	7
III.3.2. Receitas Irrecuperáveis (RI)	9
III.3.3. Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR).....	10
III.3.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).....	14
III.3.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade ..	16
III.3.6. OUTRAS RECEITAS (OR)	18
III.4. PARCELA A.....	20
III.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE).....	20
III.4.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)	26
III.4.3. Encargos Setoriais (ES).....	28
III.5 FATOR X	30
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	33
Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT	38
Subvenção CDE – Descontos Tarifários.....	39
III.7. RESULTADO DA REVISÃO	40
IV. CONCLUSÃO	41

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Nota Técnica nº 273 /2015–SGT/ANEEL

Em 16 de outubro de 2015.

Processo n.º 48500.006203/2014-17

Assunto: Quarta Revisão Tarifária Periódica da -
Bandeirante Energia S/A - Bandeirante..

I. DO OBJETIVO

1. Submeter à Audiência Pública a proposta de redefinição da Parcela B e dos patamares regulatórios de perdas técnicas e não técnicas para a Companhia de Eletricidade de Roraima – CERR.

II. DOS FATOS

2. O Ministério de Minas e Energia prorrogou pelo prazo de 20 anos, contados a partir de 8 de julho de 1995, a concessão para distribuição de energia elétrica da qual é titular a CERR e condicionou a eficácia da prorrogação do prazo da concessão à assinatura do respectivo contrato com a ANEEL. Até o momento a CERR não assinou o contrato de concessão.

3. Em reuniões realizadas com a empresa, iniciadas em 2007, esta tem manifestado intenção de formalizar contrato de concessão, tendo iniciado estudos com as diversas áreas relacionadas da ANEEL conforme consta no processo 48100.001151/1997-99.

4. Mesmo pendente de formalização do contrato de concessão, as tarifas da CERR vêm sendo reajustadas anualmente, com amparo nos pareceres jurídicos nº 163/2006 e nº 354/2006-PF/ANEEL da Procuradoria Federal na ANEEL, mediante aplicação de Índice de Reajuste Tarifário – IRT, conforme previsto na cláusula sétima dos contratos de concessão de distribuição de energia.

5. Segundo os pareceres, a realização dos reajustes se faz necessário para a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, sem o qual estaria ameaçada a continuidade do serviço. Enquanto que a realização de revisões depende do adequado disciplinamento das regras no contrato de concessão.

6. O último processo tarifário da CER foi realizado em 01 de novembro de 2014, quando a receita da concessionária foi reajustada em 18,46%, representando um efeito médio percebido pelos consumidores de 54,06% em relação às tarifas vigentes em 2013.

7. Pelo fato da CERR não possuir regras contratuais definidas em contrato, as tarifas nunca foram reposicionadas mediante realização de revisão tarifária periódica. Em razão disso, o equilíbrio econômico-

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

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

financeiro da concessão nunca foi redefinido, bem como nunca foram compartilhados os ganhos de produtividade mediante aplicação do Fator X nos reajustes tarifários.

8. Em 26 de novembro de 2012, por meio da Carta CERR/PR nº 995/2012, a CERR encaminhou a ANEEL seu Plano de Contingência que relaciona as ações a serem implementadas visando à recuperação da distribuidora. Ressalta-se que o referido plano é parte integrante do Protocolo de Intenções assinado entre a o Governo do Estado do Amapá, Centrais Elétricas do Brasil S.A – ELETROBRAS e a CERR.

9. Em 19 de setembro de 2014, o Diretor-relator no processo de reajuste tarifário da CERR em 2014, José Jurhosa Júnior, recebeu representantes da CERR em reunião onde foi solicitada a possibilidade de se realizar uma revisão tarifária, com vistas, sobretudo, a se recompor os custos da Parcela B, nos mesmos moldes em que ocorreu com a CEA em 2013, empresa que também não possuía contrato de concessão.

10. Na 40ª Reunião Pública Ordinária da ANEEL, realizada no dia 29 de outubro de 2014, a diretoria da ANEEL decidiu homologar o Reajuste Tarifário Anual de 2014 da CERR, além de determinar à SRE elaboração de estudos, com o objetivo de restabelecer o equilíbrio econômico financeiro das tarifas desta distribuidora.

11. Por meio do Ofício nº 76/2015-SGT/ANEEL, de 09 de junho de 2015, foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar os estudos relativos à redefinição da Parcela B e os patamares regulatórios de perdas técnicas e não técnicas, que foram encaminhadas pela CERR em 15 de julho de 2015.

III. ANÁLISE

12. Na Revisão Tarifária Periódica – RTP as tarifas são reposicionadas levando-se em consideração os novos padrões de produtividade exigidos para a concessionária ao longo do ciclo e as alterações na estrutura de custos.

13. No momento da RTP também são definidas as regras de aplicação do Fator X nos reajustes tarifários. O Fator X tem como objetivo repassar aos consumidores os ganhos de produtividade obtidos pela concessionária e os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos que foram estabelecidos pela ANEEL nos processos tarifários.

14. O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a **Receita Requerida** e a **Receita Verificada**, ambas calculadas tendo como referência o mercado dos 12 (doze) meses imediatamente anteriores ao mês de aniversário da revisão tarifária.

15. A **Receita Requerida** reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços dos serviços de distribuição de energia elétrica. O cálculo da receita requerida também compreende a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão e aos encargos setoriais.

16. A **Receita Verificada** corresponde a receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes praticadas pela concessionária até o momento da revisão tarifária. O resultado da razão entre essas duas receitas corresponde o quanto que as tarifas devem variar em média.

17. O cálculo do percentual médio do reposicionamento tarifário segue a seguinte fórmula:

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

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (1)$$

onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

RV: Receita Verificada.

2. A Receita Requerida é dividida em duas parcelas: a primeira, denominada de **Parcela A**, envolve custos relacionados à aquisição de energia elétrica para atendimento aos clientes, uso dos sistemas de transmissão e encargos setoriais. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses itens de custos, e em razão disso estes valores são repassados para os clientes da empresa.

3. A segunda parcela, denominada de **Parcela B**, compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia. São custos inerentes da atividade de distribuição, que estão sujeitos ao controle e influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios.

4. Desse modo, a receita requerida da concessionária pode ser expressa da seguinte forma:

$$RR = VPA + VPB \quad (2)$$

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

5. No que se refere aos custos de Parcela B, são dois os custos que compõem a receita da concessionária: os custos operacionais e os de capital. Os custos operacionais são os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos com gestão de pessoas, infraestrutura física e materiais e serviços.

6. Os custos de capital incluem os montantes investidos pela concessionária ainda não depreciados, chamado de base de remuneração. Esta base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. No cálculo dos custos de capital também é incluída a quota de reintegração regulatória, que representa a recomposição dos investimentos realizados para a prestação do serviço de distribuição ao longo da vida útil dos bens e direitos.

7. Outro item que é adicionado ao custo de capital são os tributos a ele associados, de forma a assegurar que a remuneração efetivamente auferida pela empresa regulada seja suficiente para o pagamento do Imposto de Renda sobre Pessoa Jurídica - IPRJ e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

8. No cálculo dos valores regulatórios de Parcela B também se faz necessário a atualização dos valores por um fator de ajuste de mercado, de modo a considerar que ao longo da vigência das tarifas estabelecidas na revisão o mercado da concessionária será outro, distinto do utilizado como referência para o cálculo da revisão.

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

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

9. Da mesma forma são descontados do cálculo da Parcela B os resultados da aplicação dos mecanismos de incentivos à melhoria da qualidade pela ANEEL com incidência na revisão tarifária. Por fim, são descontadas as Outras Receitas auferidas pela concessionária, que são revertidas em parte para a modicidade tarifária.

10. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela B no processo de revisão tarifária. É basicamente sob este componente que os processos de revisão e reajuste se distinguem, quanto ao nível de preços.

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - P_m - MIQ) - OR \quad (3)$$

onde:

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos;

P_m : Fator de Ajuste de Mercado; e

MIQ: Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade;

OR: Outras Receitas

11. Por sua vez, o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO + RI \quad (4)$$

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO: Custos Operacionais e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

12. Enquanto que o Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \quad (5)$$

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida de capital e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

13. A fórmula abaixo expressa o cálculo da Parcela A:

$$VPA = CE + CT + ES \quad (6)$$

onde:

VPA: Valor de Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia elétrica e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição; e

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

14. Os procedimentos de cálculo da Parcela A nos processos de revisão tarifária é semelhante ao adotados nos processos de reajustes. A regra de cálculo de cada um dos componentes de Parcela A estão descritos nos Submódulos 3.2, 3.3 e 3.4 do PRORET.

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

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

III.1. REPOSICIONAMENTO TARIFÁRIO

15. O reposicionamento tarifário calculado para a Bandeirante, para aplicação a partir de 23 de outubro de 2015, resultou no percentual total médio de **5,95%**, ao se ter como comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescidos no processo de Revisão Tarifária Extraordinária - RTE mediante componente financeiro.

Tabela 1. Reposicionamento Tarifário Médio

Descrição	Valores (R\$)
VPA+VPB	4.269.479.729,03
Receita Verificada	4.029.762.659,05
Reposicionamento Tarifário Médio	5,95%

16. Quando a base de comparação da Parcela A não é ajustada para se considerar os custos acrescidos na RTE, o reposicionamento tarifário é de 33,19%. Isso ocorre porque na RTE a cobertura tarifária de Parcela A que foi acrescida às tarifas se deu mediante componente financeiro.

17. Como consequência, é necessário acrescentar na base de comparação os custos acrescidos na RTE mediante componente financeiro para se calcular o reposicionamento tarifário médio que reflete a atualização dos custos de Parcela A e B.

III.2. RECEITA VERIFICADA

18. No cálculo da Receita de Verificada foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP para o período de outubro de 2014 a setembro de 2015 e as tarifas de base econômica homologadas no processo de RTE, resultando em faturamento anual de **R\$ 3.205.651.818,43**. A este cálculo foi acrescido o valor de **R\$ 824.110.840,63**, referente aos valores de Parcela A que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro.

19. O quadro a seguir apresenta o valor da Receita de Verificada (RA) por subgrupo tarifário e nível de tensão, sem o acréscimo dos financeiros considerados na RTE.

Tabela 2. Receita Verificada

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	9.354.870	2.911.894.682,59
A2 (88 a 138 kV)	425.138	99.376.384,12
A3a (30 kV a 44 kV)	90.570	25.757.143,40
A4 (2,3 kV a 25 kV)	3.416.099	950.519.411,80
BT (menor que 2,3 kV)	5.423.063	1.836.241.743,27
Suprimento	45.202	10.690.844,75
Livres A1	138.529	3.457.569,34
Demais Livres	5.167.443	264.298.469,85
Distribuição	465.648	12.879.791,90
Geração	-	2.430.460,00
Total	15.171.692	3.205.651.818,43

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

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

III.3. PARCELA B

III.3.1. Custos Operacionais (CO)

20. A metodologia de definição dos custos operacionais, descrita no Sumódulo 2.2 do PRORET, estabelece o método de comparação por *benchmarking* para a definição do nível eficiente dos custos operacionais que serão reconhecidos nas tarifas.

21. A identificação do nível eficiente é obtida pela comparação entre as distribuidoras levando-se em consideração as características de cada concessionária. A partir dessa análise é estabelecido um intervalo de custos operacionais regulatórios que serve de parâmetro para os valores que serão estabelecidos ao longo do ciclo tarifário.

22. No momento da revisão, o intervalo de custos operacionais é atualizado para a data da revisão observando a variação da extensão de redes, números de consumidores, mercado, perdas não técnicas ajustadas e número de horas de fornecimento interrompido.

23. Numa análise posterior, compara-se o intervalo de custos eficientes atualizado com a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa da concessionária. Caso o valor de custos operacionais presente na tarifa esteja fora do intervalo definido pelo método de benchmarking, parte da diferença é incorporada no momento da revisão e a parcela remanescente é considerada para fins de cálculo do Componente T do Fator X.

24. Regra geral, se o valor contido na tarifa de custos operacionais for maior que o limite superior do intervalo estabelecido, o valor de custos operacionais reconhecido na revisão e o Fator T são calculados de forma a estabelecer uma trajetória de redução da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite superior. Caso o valor contido na tarifa seja menor que o limite inferior do intervalo, o valor de custos operacionais reconhecidos na revisão e o Fator T são calculados de forma a criar uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo até alcançar o limite inferior. Por fim, se os valores estiverem contidos no intervalo de custos eficientes, o custo reconhecido na revisão corresponderá o custo já contido nas tarifas e o Fator T será igual a zero.

25. Um passo seguinte é verificar se a trajetória estabelecida conforme análise anterior é compatível com a restrição de variação de 5% a.a.. Nos casos em que a trajetória excede a variação anual de 5%, a trajetória é ajustada para não exceder o limite anual, conforme fórmula a seguir:

$$\Delta CO = \min\left(\left|\sqrt[N]{\frac{CO_{ef}}{CO_{At}}} - 1\right|; 5\%\right) \quad (7)$$

$$CO_{meta} = CO_{At}(1 \pm \Delta CO)^N$$

onde:

ΔCO : é a trajetória dos custos operacionais regulatórios;

5%: é a variação máxima admissível;

CO_{meta} : é a meta de custos operacionais ajustada ao limite máximo de variação anual;

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

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

26. Uma última etapa consiste da avaliação do prêmio de eficiência. Nos casos em que a aplicação da metodologia conforme descrita nos passos anteriores resultar em uma meta de custo operacional superior a 120% do custo real da empresa, o excedente desse valor será compartilhado em 50% com o consumidor.

27. Nestes casos, o valor final da meta de custos operacionais é recalculado de modo a levar em consideração o compartilhamento do prêmio de eficiência, conforme fórmula a seguir:

$$CO'_{meta} = \frac{1,2 \cdot Opex_{médio} + CO_{meta}}{2} \quad (8)$$

onde:

CO'_{meta} : é a meta de custos operacionais regulatórios com compartilhamento;

$Opex_{médio}$: média dos custos operacionais reais.

28. A tabela a seguir resume o cálculo de definição dos Custos Operacionais regulatórios para a Bandeirante no valor de R\$ 411.219.936,47.

Tabela 3. Custos operacionais regulatórios no reposicionamento

Limites de CO Eficientes

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
1. Eficiência	77,47%	82,45%	85,13%
2. OPEX Benchmarking (Atualizado) - R\$	416.767.902	443.583.501	457.972.645

Comparação com intervalo de CO eficientes

Descrição	Valor
3. OPEX nas tarifas - R\$	409.370.614,68
4. Meta estudo de eficiência - R\$	416.767.902
5. Variação Anual (%)	0,45%
6. Meta do estudo de eficiência aplicado o limite de 5% a.a.	416.767.902

Avaliação do prêmio de eficiência

Descrição	Reais
7. OPEX Real - R\$	390.422.118
8. Meta OPEX	416.767.902
9. Relação OPEX Real / Meta OPEX	106,75%
10. Meta OPEX aplicada a regra de compartilhamento	416.767.902
11. Número de anos no ciclo	4
12. OPEX na revisão [= 3. + (10. - 3.) / 11.]	411.219.936

29. No caso da Bandeirante a cobertura de custos operacionais presentes na tarifa (R\$ 409.370.615) é menor do que o intervalo inferior definido pelo método de benchmarking (R\$ 416.090.943). Como resultado é estabelecido uma trajetória de aumento da Parcela B ao longo do ciclo, para que ao final deste os custos operacionais regulatórios alcance o limite inferior do intervalo.

30. Uma vez que a aplicação direta da metodologia resultou em uma trajetória de 0,42% a.a., não foi necessário ajustar a meta regulatória para que a trajetória não excedesse o limite anual de 5%.

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

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

31. Por último se avaliou o prêmio de eficiência, como o custo operacional regulatório calculado é inferior a 120% do custo real da empresa, não houve compartilhamento do excedente com o consumidor.

III.3.2. Receitas Irrecuperáveis (RI)

32. O valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária é composto por duas parcelas: (1) uma associada aos encargos setoriais e (2) outra relativa aos demais itens da receita da distribuidora.

33. O valor da parcela relativa aos encargos setoriais é feito a partir do nível de receitas irrecuperáveis da própria concessionária. O objetivo é calcular os custos com encargos setoriais da forma mais precisa possível considerando, inclusive, o montante que é faturado e não recebido pelas concessionárias. Os níveis de receitas irrecuperáveis de cada concessionária são reconhecidos desde que não superem os limites estabelecidos no Submódulo 2.2 do PRORET. A equação a seguir sintetiza o cálculo das receitas irrecuperáveis associadas aos encargos setoriais.

$$V_i = \frac{ES}{(1-ICMS-PIS-COFINS)} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_i)\} \quad (9)$$

onde:

V_i : Parcela de receitas irrecuperáveis associada aos encargos setoriais;

ES : Valor dos encargos setoriais a ser considerado na revisão tarifária;

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

RI_i : Mediana dos percentuais de receitas irrecuperáveis, relativa à classe C , verificados nos três anos anteriores ao da revisão tarifária.

34. Para a parcela de receitas irrecuperáveis relativa aos demais itens da receita, são definidos percentuais regulatórios específicos para cada empresa, por classe de consumo. Os percentuais regulatórios são baseados no desempenho das distribuidoras, que são comparadas conforme sua posição no ranking de complexidade socioeconômica das áreas de concessão. O valor de receitas irrecuperáveis dessa parcela da receita, acrescido dos valores previstos de faturamento de bandeiras tarifárias, é então definido pela seguinte equação:

$$V_{RI} = \frac{RR + \text{Receita de Bandeiras} - \text{Encargos Setoriais}}{(1-ICMS-PIS-COFINS)} \times \{\sum_C(\rho_c \times RI_c)\} \quad (10)$$

onde:

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

RR : receita requerida

Receita de Bandeiras: receita prevista de bandeiras tarifárias;

Encargos Setoriais: valores de encargos setoriais definidos na revisão tarifária;

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.

35. A tabela a seguir resume o cálculo do valor de receitas irrecuperáveis a ser considerado no processo de revisão tarifária, segregado em suas duas parcelas, uma relacionada aos encargos setoriais e outra relativa ao restante da receita.

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

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Tabela 4. Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	1.774.637.567	0,56%	9.899.155
Restante da Receita	3.940.245.622	0,44%	17.495.689
Total	5.714.883.188	0,48%	27.394.844

III.3.3. Remuneração do Capital (RC) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR)

36. A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e do custo de capital, conforme formulação a seguir:

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} + RC_{OE} \quad (11)$$

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor da Reserva Global de Reversão, RGR;

r_{WACC_{pré}}: Custo Médio Ponderado de Capital Real Antes dos Impostos;

r_{RGR}: Custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLpT e não PLpT); e

RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais.

37. A Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais - *RC_{OE}* - é calculado conforme equação abaixo.

$$RC_{OE} = \frac{r_p - r_f}{1 - t} \times 0,5 \times P \times \frac{CAOM}{CAOM + CAA - RC_{OE}} \times OES_b \quad (12)$$

onde:

RC_{OE}: Remuneração sobre os Investimentos Realizados com recursos de Obrigações Especiais;

r_p: Custo de Capital Próprio (nominal);

r_f: Remuneração do Ativo Livre de Risco (nominal);

t: Impostos e Contribuições sobre a Renda;

P: Participação do Capital Próprio no Capital Total;

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CAA: Custo Anual dos Ativos; e

OES_b: Obrigações Especiais Bruta.

38. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por sua vez, corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos afetos à prestação do serviço ao longo da sua vida útil.

39. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) depende fundamentalmente da Base de Remuneração Regulatória e da taxa média de depreciação das instalações, conforme formulação a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (13)$$

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

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

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; *e*
δ: Taxa média de depreciação das instalações.

40. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 367, de 02 de junho de 2009.

III.3.3.1. Custo de Capital

41. Para o cálculo da taxa de retorno utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital (*Weighted Average Cost of Capital - WACC*), incluindo o efeito dos impostos sobre a renda, sendo expresso pela seguinte fórmula:

$$r_{WACC} = (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \quad (14)$$

onde:

rwacc: custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

rP: custo do capital próprio real depois de impostos;

rD: custo da dívida real depois de impostos;

P: capital próprio;

D: capital de terceiros ou dívida;

V: soma do capital próprio e de terceiros;

42. A estrutura de capital diz respeito às fontes de recursos utilizadas por um investidor em um investimento específico, existindo duas fontes: capital próprio e de terceiro.

43. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, nos anos de 2011, 2012 e 2013, resultando no percentual de participação de capital de terceiros (D/V) de **48,76%**.

44. Para determinar o custo de capital próprio, adota-se o método de risco/retorno CAPM (*Capital Asset Pricing Model*). O modelo CAPM construído para o cálculo da remuneração de ativos de distribuição de energia elétrica no Brasil tem como resultado fundamental a seguinte equação:

$$r_P = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (15)$$

onde:

r_P: custo de capital próprio;

r_f: taxa de retorno do ativo livre de risco;

β: beta do setor regulado;

r_m-r_f: prêmio de risco do mercado de referência; e

r_B: prêmio de risco país.

45. Para o custo de capital de terceiros adota-se uma abordagem similar à do capital próprio, ou seja, trata-se de adicionar à taxa livre de risco os prêmios de risco adicionais exigidos para se emprestar recursos a uma concessionária de distribuição no Brasil. O custo do capital de terceiros é calculado então pelo método CAPM da dívida, conforme a seguinte expressão:

$$r_d = r_f + r_C + r_B \quad (16)$$

onde:

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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;
 r_c : prêmio de risco de crédito; e
 r_B : prêmio de risco país.

46. A tabela a seguir ilustra o cálculo do custo médio ponderado de capital para uma concessionária que tenha alíquota de 34% a título de Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido (CSLL).

Tabela 5. Resultado do Custo Médio Ponderado de Capital – WACC

Custo de Capital	
Proporção de Capital Próprio (P)	51,24%
Proporção de Capital de Terceiros (D)	48,76%
Taxa livre de risco (r_f)	5,64%
Taxa de retorno do Mercado (r_m)	13,20%
Prêmio de risco de Mercado ($r_m - r_f$)	7,56%
Beta médio alavancado (β)	0,70
Prêmio de risco do negócio [$\beta \cdot (r_m - r_f)$]	5,31%
Prêmio de risco país (r_B)	2,62%
Prêmio de risco de crédito (r_c)	3,37%
Inflação americana considerada	2,41%
Custo de capital próprio real	10,90%
Custo de dívida real	5,14%
Custo Médio Ponderado	
WACC real antes de impostos*	12,26%
WACC real depois de impostos	8,09%

* Para empresas com alíquota de IRPJ/CSLL de 34%

47. Para aplicação tarifária considera-se o WACC real depois do benefício tributário dos impostos do percentual de impostos a serem pagos. Assim, a equação anterior será aplicada às tarifas dos consumidores como se segue abaixo:

$$r_{WACC\text{ pré}} = \frac{(P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d}{1 - T} \quad (17)$$

48. Tendo em vista que as alíquotas de IRPJ e CSLL estão sujeitas a tratamento legal diferenciado, de acordo com as especificidades da distribuidora, podendo resultar em alíquotas finais inferiores ao valor de 34%, seriam consideradas as seguintes alíquotas:

- para concessionárias isentas, imunes ou não sujeitas à tributação da renda, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero);
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%, proporcionalmente à receita faturada na área de concessão sujeita ao benefício fiscal;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

49. Para aplicação tarifária considerar-se-ia o WACC conforme tabela abaixo:

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

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Tabela 6. WACC antes de Impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{wacc-pré}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	9,97%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	10,77%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	11,45%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	12,26%

- a) concessionárias isentas de impostos sobre a renda;
b) concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM;
c) concessionárias com lucro regulatório inferior a R\$240.000; e
d) todas as demais.

50. Também será deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

51. O saldo dos investimentos realizados a partir de financiamento com recursos da RGR será remunerado pelo custo dos empréstimos em termos reais, tendo em vista que o reajuste tarifário contempla atualização monetária da parcela B, assim como os investimentos realizados durante o ciclo tarifário são corrigidos pela inflação quando de sua incorporação à base de remuneração regulatória.

52. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz para Todos (PLpT) serão remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de **0,73% a.a.**, e os recursos da RGR não destinados ao PLpT serão remunerados ao custo da menor captação de recursos de terceiros disponíveis às distribuidoras de energia elétrica, de **2,88% a.a.** em termos reais.

III.3.3.2. Base de Remuneração Regulatória

53. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- A base de remuneração aprovada no terceiro ciclo de revisão tarifária (3CRTPT) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- As inclusões entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária;
- Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do terceiro ciclo e da atual revisão tarifária – base incremental (item b);
- Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da atual revisão tarifária;
- A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

54. Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

55. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

Tabela 7. Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.619.622.595
(2) Índice de Aproveitamento Integral	11.008.356
(3) Obrigações Especiais Bruta	668.403.852
(4) Bens Totalmente Depreciados	623.726.076
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.316.484.311
(6) Depreciação Acumulada	2.537.247.609
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	2.082.374.986
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	9.431.386
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	2.072.943.601
(10) Almojarifado em Operação	1.490.421
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	536.631.111
(13) Terrenos e Servidões	129.641.360
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.667.444.271
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	4,05%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	134.317.615
(19) Remuneração de Obrigações Especiais	11.026.271
(20) Remuneração do Capital	215.454.938

56. O valor da Base de Remuneração Regulatória foi informado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF por meio do Memorando nº 624/2015-SFF/ANEEL, de 07 de outubro de 2015.

III.3.4. Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI).

57. O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

58. Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS. A BAR será determinada pela formulação a seguir:

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

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

$$BAR = 4,4956 \cdot (AIS - IA)^{-0,21+1} \cdot (IGPM_1/IGPM_0)^{0,21} \quad (18)$$

onde:

BAR: Montante da base de remuneração regulatória referente aos investimentos em ativos não elétricos (instalações móveis e imóveis);

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado na quarta revisão;

IA: Índice de aproveitamento sobre o *AIS* aprovado na quarta revisão;

IGPM₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

IGPM₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

59. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em 3 grupos de ativos, conforme tabela a seguir:

Tabela 8. Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis (<i>BAR_A</i>)	25%
Veículos (<i>BAR_V</i>)	25%
Sistemas (<i>BAR_I</i>)	50%

60. Uma vez segregado, as Anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (19)$$

onde:

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades);

CAL: Custo Anual de Aluguéis;

CAV: Custo Anual de Veículos; e

CAI: Custo Anual de Sistemas de Informática.

61. As Anuidades serão calculadas em regime, com depreciação linear na vida útil e com remuneração sobre 50% do investimento.

$$CA(L/V/I) = BAR_{A/V/I} \cdot \left[\frac{1}{VU_{A/V/I}} + \frac{r_{WACC\text{pré}}}{2} \right] \quad (20)$$

onde:

CA(L/V/I): Custo Anual de: A: Aluguéis / V: Veículos / I: Sistemas de Informática;

BAR_{A/V/I}: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

VU_{A/V/I}: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

62. A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI

Tabela 9: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

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

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	205.214.136
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	51.303.534
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	51.303.534
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	102.607.068
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	4.983.743
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	10.473.983
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	25.649.637
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	41.107.363

III.3.5. Ajuste da Parcela B em função do Índice de Ajuste de Mercado e do Mecanismo de Incentivo à Melhoria da Qualidade

63. Ao Custo de Administração, Operação e Manutenção - CAOM e ao Custo Anual dos Ativos - CAA é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

64. O índice de ajuste de mercado, denominado de Fator de Ajuste de Mercado, considera os ganhos potenciais de produtividade entre o ano anterior à revisão tarifária, período de referência, e o período em que as tarifas definidas na revisão estarão vigentes, que são os doze meses posteriores à revisão.

65. O valor do Fator de Ajuste de Mercado (P_m) a ser aplicado na revisão tarifária periódica de cada concessionária no ajuste do Valor da Parcela B é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual revisão tarifária e a do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$P_m(i) := PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (21)$$

onde:

PTF : Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária i , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

$\Delta UC(i)$: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária i , entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento; e

$\overline{\Delta UC}$: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

66. O Fator de Ajuste de Mercado calculado para aplicação na atual revisão tarifária é de **1,14%**.

67. Para o cálculo do Mecanismo de Incentivo à Qualidade, é considerada a mesma metodologia de cálculo do Componente Q do Fator X.

68. Durante o período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, os pesos dos indicadores de qualidade comercial serão incrementados de forma gradativa. Portanto, até março de 2016, será aplicado a metodologia do 3CRTP, conforme descrito a seguir:

69. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado são considerados os indicadores Duração Equivalente de Interrupção (DEC) e Frequência Equivalente de Interrupção (FEC). O mecanismo busca incentivar a melhoria contínua dos indicadores, além de observar o desempenho relativo entre as distribuidoras.

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

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

70. O valor do ajuste da Parcela B em função do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade depende do desempenho relativo das distribuidoras. Para definição do **Indicador de Qualidade do Serviço** de cada distribuidora são comparados, a cada ano civil, os indicadores apurados DEC e FEC, contra os limites definidos pela ANEEL, conforme a seguinte equação:

$$Ind. Qual(i) = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{DEC_{apurado}(i)}{DEC_{limite}(i)} + \frac{FEC_{apurado}(i)}{FEC_{limite}(i)} \right) \quad (22)$$

onde:

Ind. Qual: Indicador de qualidade do serviço para fins tarifários;

DEC_{apurado}: Apuração de DEC do último ano civil disponível;

FEC_{apurado}: Apuração de FEC do último ano civil disponível;

DEC_{limite}: Limite de DEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado; e

FEC_{limite}: Limite de FEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.

71. Para efeito de comparação do desempenho relativo, as distribuidoras são segregadas em dois grupos de acordo com seu porte. As distribuidoras com mercado faturado superior a 1 TWh/ano no ano da apuração dos indicadores serão denominadas de grande porte, sendo as demais denominadas de pequeno porte.

72. Uma vez definidos os indicadores de qualidade do serviço de cada concessionária, são consideradas as de melhor desempenho aquelas cujo indicador for inferior ao primeiro quartil dos indicadores individuais das concessionárias de seu grupo. No sentido oposto, as concessionárias com pior desempenho são aquelas cujo indicador superar o terceiro quartil. Os quartis são calculados assim que as apurações de DEC e FEC das distribuidoras estiverem disponíveis.

73. O Fator de Ajuste de Qualidade é especificado de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado, conforme tabela a seguir.

Tabela 10. Componente Q do Fator X

Var DEC _i /FEC _i	Regra Geral	Melhores Desempenhos	Piores Desempenhos
Maior que 20%	1.00%	0.50%	1.00%
17% a 20%	0.95%	0.47%	0.95%
14% a 17%	0.79%	0.40%	0.79%
11% a 14%	0.64%	0.32%	0.64%
8% a 11%	0.49%	0.24%	0.49%
5% a 8%	0.33%	0.17%	0.33%
-5% a 5%	0.00%	0.00%	0.00%
-8% a -5%	-0.33%	-0.33%	-0.17%
-11% a -8%	-0.49%	-0.49%	-0.24%
-14% a -11%	-0.64%	-0.64%	-0.32%
-17% a -14%	-0.79%	-0.79%	-0.40%
-20% a -17%	-0.95%	-0.95%	-0.47%
Menor que -20%	-1.00%	-1.00%	-0.50%

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

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

74. A variação anual dos indicadores DEC e FEC é calculada conforme a equação a seguir e considera os indicadores expurgando interrupções decorrentes de causas externas ao sistema de distribuição da concessionária.

$$VarDEC_I/FEC_I(i) = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{DEC_{I(t)}(i)}{DEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) + \left(\frac{FEC_{I(t)}(i)}{FEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) \right] \quad (23)$$

onde:

VarDEC_I/FEC_I(i): Variação anual média de DEC e FEC da concessionária *i*, expurgadas as causas externas ao sistema de distribuição;

DEC_{I(t)}: DEC apurado do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos DEC_{cip} e DEC_{ind} definidos no PRODIST;

DEC_{I(t-1)}: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior;

FEC_{I(t)}: FEC do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos FEC_{cip} e FEC_{ind} definidos no PRODIST; e

FEC_{I(t-1)}: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior.

75. O Fator de Ajuste de Qualidade calculado para aplicação na atual revisão tarifária é de -0,33%.

76. As tabelas a seguir resumem o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da concessionária.

Tabela 11. Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	438.614.781
Custos Operacionais (CO)	411.219.936
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	9.899.155
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	17.495.689
Custo Anual dos Ativos (CAA)	390.879.916
Remuneração do Capital (RC)	215.454.938
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	134.317.615
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	41.107.363
Parcela B (VPB)	829.494.697
Índice de Produtividade da Parcela B	1,14%
Mecanismo de Incentivo à Qualidade	-0,33%
Parcela B com ajustes	822.779.110

III.3.6. Outras Receitas (OR)

77. As outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis, e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias. As atividades acessórias subdividem-se em 2 subgrupos:

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

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

a) **Atividades acessórias próprias:** são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita à fiscalização, tais como: arrecadação de convênios ou valores por meio da fatura de energia elétrica; arrecadação de faturas de terceiros por meio de estrutura própria de arrecadação; veiculação de propaganda ou publicidade em fatura de energia elétrica ou páginas eletrônicas; aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos; compartilhamento de infraestrutura; serviços de avaliação técnica e de aferição de medidores em laboratório próprio; e operacionalização de serviço de créditos tributários.

b) **Atividades acessórias complementares:** são aquelas que se caracterizam como atividade não regulada, cuja prestação está relacionada à fruição do serviço público de distribuição de energia elétrica e que pode ser prestada tanto pela distribuidora quanto por terceiros, observando-se a legislação de defesa do consumidor e a legislação da defesa da concorrência. São elas: elaboração de projeto, construção, expansão, operação, manutenção ou reforma de: (1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras; (2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão; (3) subestações de energia; (4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras; (5) banco de capacitores; (6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão; (7) sistemas de medição de energia elétrica; (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; e (9) sistemas de iluminação pública; além de: efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei; serviços de comunicação de dados; e serviços de consultoria relacionados às atividades acessórias previstas.

78. O compartilhamento das receitas decorrentes das atividades acessórias próprias será de 60% da receita bruta, ou seja, um percentual de 40% será atribuído à concessionária, com fins de estimular a eficiência na prestação do serviço, enquanto a outra parcela será destinada aos consumidores do serviço de distribuição de energia elétrica.

79. Já o compartilhamento das receitas inerentes das atividades acessórias complementares também será de 60% da receita bruta da concessionária, com exceção dos itens: a) (8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída; (9) sistemas de iluminação pública, b) efficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei e c) serviços de comunicação de dados, os quais o percentual de compartilhamento será de 30% da receita bruta.

80. Desse modo, para cada natureza de receita há um percentual que deve ser revertido à modicidade tarifária, nos termos do Submódulo 2.7 do PRORET. A tabela a seguir sintetiza o cálculo de “Outras Receitas”.

Tabela 12. Outras Receitas

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

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Descrição das atividades	Compartilhamento	Receita Regulatória
Serviços Cobráveis	60%	4.023.964,48
Arrecadação de convênios ou valores pela fatura	60%	1.255.460,29
Arrecadação de faturas de terceiros por estrutura própria	60%	0,00
Veiculação de publicidade	60%	0,00
Aluguel ou cessão onerosa de imóveis e espaços físicos	60%	563.760,12
Compartilhamento de infraestrutura	60%	23.861.145,17
Serviços de avaliação técnica e aferição de medidores.	60%	0,00
Operacionalização de serviço de créditos tributários	60%	0,00
Elaboração de projeto, construção, operação, manutenção ou reforma de:		
(1) redes de distribuição de energia elétrica destinadas à regularização fundiária de interesse específico e ao atendimento dos empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;	60%	0,00
(2) redes de energia elétrica destinadas ao acesso dos sistemas de distribuição ou transmissão;	60%	0,00
(3) subestações de energia;	60%	0,00
(4) instalações elétricas internas de unidades consumidoras;	60%	0,00
(5) banco de capacitores;	60%	0,00
(6) padrões de entrada de unidades consumidoras atendidas em baixa tensão;	60%	0,00
(7) sistemas de medição de energia elétrica;	60%	0,00
(8) geradores, incluindo-se unidades de microgeração e minigeração distribuída;	30%	0,00
(9) sistemas de iluminação pública.	60%	2.112.846,31
Eficientização do consumo de energia elétrica e instalação de cogeração qualificada, desde que não enquadráveis nos projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) ou de Eficiência Energética estabelecidos em lei	30%	0,00
Serviços de comunicação de dados	30%	0,00
Serviços de consultoria	60%	0,00

III.4. PARCELA A

81. O Valor da Parcela A é calculado considerando-se o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica. Compreende os custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT) e os custos com Encargos Setoriais (ES).

III.4.1. Custos com Aquisição de Energia Elétrica (CE)

III.4.1.1. Tipos de contratos e regras de precificação

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

83. Também a Lei n.º 10.848, de 15/03/2004 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”.

84. 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

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

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

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;

➤ *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;

➤ *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.4.1.2. Energia Requerida

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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

85. Além da energia necessária ao atendimento de seus consumidores há que se considerar que nem toda a energia elétrica gerada é entregue ao consumidor final. Perdas de energia são inerentes à natureza do processo de transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica. Cabe à ANEEL definir a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas que leve em consideração o desempenho da concessionária nos segmentos de perdas que tenha maior gestão.

86. As perdas podem ser segmentadas entre Perdas na Rede Básica, que são externas ao sistema de distribuição da concessionária e tem origem iminentemente técnica, e as Perdas na Distribuição que podem ser de natureza técnica ou não técnica.

87. As perdas técnicas se referem à parcela das perdas na distribuição inerente ao processo de transporte, transformação de tensão e medição da energia na rede da concessionária. As perdas não técnicas, por sua vez, representam todas as demais perdas associadas à distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, etc. São medidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas.

88. As perdas técnicas são calculadas levando-se em consideração as características do sistema de distribuição da concessionária, como pontos de injeção e consumo de energia elétrica, bitola dos condutores, tipo de transformadores, etc. São calculadas as perdas nas redes de distribuição em alta, média e baixa tensão, subestações, transformadores de distribuição, além dos ramais de ligação e medidores. O Módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST detalha a metodologia empregada para o cálculo das perdas técnicas. O nível de perdas técnicas calculado, como percentual da energia injetada, é mantido constante em todos os processos tarifários até a revisão subsequente.

89. O valor de perdas técnicas, calculado segundo o Módulo 7 do PRODIST, foi informado pela Superintendência de Regulação da Distribuição – SRD, por meio do Memorando nº 426/2015 – SRD/ANEEL, no percentual de 4,55% sobre a energia injetada (incluso o mercado A1).

90. O referencial regulatório para as perdas não técnicas é redefinido a cada revisão tarifária e pode se dar na forma de uma trajetória decrescente, reconhecendo-se um nível menor de perdas não técnicas a cada reajuste tarifário, ou na forma de uma meta fixa, em que o nível de perdas não técnicas reconhecido nas tarifas, sempre referenciado em termos de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão, se mantém constante ao longo do ciclo tarifário.

91. A abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuam em áreas de concessão com certo grau de semelhança. Essa comparação se dá essencialmente a partir da construção de um ranking de complexidade no combate às perdas não técnicas que busca mensurar de forma objetiva o nível de dificuldade enfrentado por cada distribuidora para reduzir, essencialmente, as fraudes e furtos de energia em sua área de atuação.

92. A partir da formulação do ranking é possível afirmar que distribuidoras que atuam em áreas mais complexas, e que ainda assim tenham alcançado níveis mais baixos de perdas não técnicas, sejam referências de eficiência e possam, portanto, ser utilizadas para se definir trajetórias de redução de perdas não técnicas para as demais. Cabe ressaltar que além da análise de eficiência comparativa das distribuidoras, a avaliação também considera o desempenho passado da própria distribuidora, que pode servir de referencial regulatório quando os níveis de perdas não técnicas tiverem crescido.

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

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

93. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no ciclo anterior e a média histórica dos últimos 4 anos civis alcançada pela distribuidora, considerando eventuais ajustes e exceções previstas no Submódulo 2.6 do PRORET, se for o caso. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuem em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. Caso a concessionária em processo de revisão possua patamares reais de perdas não técnicas superiores aos considerados adequados pela ANEEL, o nível médio de perdas não técnicas das empresas benchmarks passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

94. A tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnicas para a concessionária.

Tabela 13. Perdas Regulatórias

Cálculo do Ponto de Partida (Revisão Tarifária)

Descrição	Perdas Não-Técnica (% BT)
1. Meta 3º Ciclo (medido)	12,28%
2. Mínimo Histórico (medido)	19,08%
3. Diferença entre medido e faturado	1,85%
4. Ponto de Partida (faturado) [mínimo (1;2) - 3]	10,43%

Cálculo da Meta (Final do período tarifário)

Descrição	Modelo A	Modelo B	Modelo C
Empresa Benchmark	ESE	ESE	ESE
a. Perda Benchmark (PNT/BT)	6,90%	6,90%	6,90%
b. Perda Bandeirante (PNT/BT)	17,76%	17,76%	17,76%
c. Probabilidade de Comparação	93,88%	93,44%	90,56%
d. Meta baseada em cada Benchmark (a) x (c) + [1-(c)] x (b)	7,56%	7,61%	7,92%
e. Meta média dos Benchmarks		7,70%	
f. Ponto de Partida (PNT/BT)		12,28%	
g. Meta [mínimo (e);(f)]		7,70%	
h. PNT/BT Meta (faturado)		5,85%	

Trajetória

Descrição	Ponto Partida	2015	2016	2017	2018
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	12,28%	11,13%	9,99%	8,84%	7,70%
Velocidade de Redução (a.a)		-1,14%	-1,14%	-1,14%	-1,14%
Limite de Redução (a.a)		-0,60%	-0,52%	-0,46%	-0,40%
Referencial Regulatório PNT/BT	10,43%	9,83%	9,31%	8,85%	8,45%
Referencial Regulatório PT/Einj	4,59%	4,59%	4,59%	4,59%	4,59%

95. No caso da Bandeirante, propõe-se que seja adotada como ponto de partida a meta definida no ciclo anterior, de 12,71% sobre o mercado de baixa tensão. Quanto à meta para o final do ciclo, propõe-se o percentual de 8,35% de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão – já observado a velocidade de redução – tendo em vista que para a Bandeirante foi identificada um referencial de perdas por benchmarking (Energisa Sergipe) inferior ao ponto de partida da trajetória.

96. A tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

Tabela 14. Energia Requerida

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

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	9.400.071	9.400.071
Fornecimento	9.354.870	9.354.870
Suprimento	45.202	45.202
Consumidores Livres	5.771.621	5.771.621
Consumidores RB	138.529	138.529
Perdas Totais	1.600.464	1.497.522
Perdas RB	220.674	215.051
Perdas na Distribuição	1.379.790	1.282.471
Perda Não Técnica	565.625	533.240
Perda Técnica	814.165	749.231
Energia Requerida	11.000.536	10.897.593

97. A Energia Vendida representa toda energia faturada pela concessionária de seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida a outras distribuidoras. As perdas na Rede Básica são apuradas em cada processo tarifário com base nas medições dos últimos 12 meses das perdas apuradas na Rede Básica e nas Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhada, contabilizadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

III.4.1.3. Valoração da compra de energia

98. O cálculo dos custos de aquisição de energia 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.

99. Também 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.

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

101. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e a 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.

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

a) Para valorar a energia referente aos CCEARs, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 meses subsequentes;

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

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

b) Para os contratos de energia existente e de energia nova, modalidade quantidade, foi utilizado o respectivo preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA até o mês do aniversário contratual;

c) Especificamente para os leilões de energia na modalidade disponibilidade, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável calculada a partir das informações de previsão de valores do CMO fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG. O mecanismo das bandeiras tarifárias, iniciado em janeiro de 2015 e cujo objetivo é a sinalização mensal ao consumidor do custo de geração de energia elétrica, permite que as concessionárias obtenham uma antecipação da receita necessária para cobrir os custos adicionais com geração térmica em condições hidrológicas desfavoráveis. Para o cálculo do preço de repasse dos CCEARs por disponibilidade, foi levado em conta o fato de que para patamares de CMO acima de 200,00 R\$/MWh, as concessionárias obterão receita adicional com o acionamento das bandeiras tarifárias. Portanto, os valores de CMO e PLD mensal utilizados para obter a previsão do custo de geração da parcela variável dos CCEARs por disponibilidade foi limitado a 200 R\$/MWh.

d) Todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº. 10.848/2004 observaram os dispositivos dos artigos 34 a 46 do Decreto n. 5.163/2004, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 7.521/2011, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

e) 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 - SRM por meio do Memorando nº 139/2015-SRM/ANEEL, de 02/06/2015, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

f) Para o cálculo da despesa com a aquisição de energia proveniente de Angra e Cotas das Concessões Renovadas adotou-se o preço de repasse vigente, em R\$/MWh, estabelecido pela ANEEL.

g) Excepcionalmente, para os montantes de energia provenientes das Usinas Hidrelétricas em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, objeto do Leilão nº 12/2015-ANEEL a ser realizado no dia 6 de novembro de 2015, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com a redação dada pela Medida Provisória nº 688/2015, visto que a partir de janeiro de 2016, em decorrência do referido Leilão, estarão vigentes novos contratos e preços, adotou-se o preço de repasse vigente, de R\$ 35,82 por MWh, somente para o volume de energia a ser entregue até dezembro/2015. Em relação aos montantes de energia previstos para entrega a partir de janeiro de 2016, apenas para fins de cobertura tarifária econômica, considerou-se o Preço-Teto resultante das receitas estabelecidas no Edital referente a cada usina.

103. A tabela a seguir resume o custo com compra de energia.

Tabela 15. Custo com Compra de Energia

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	5.733.619	5.083.964	196,88	1.000.926.806,30
4º LEE 2009-08	8.147	7.223	165,08	1.192.468,27
12º LEE 2014 36M/ Nova regra	18.874	16.736	159,60	2.671.043,03
13º LEE 2014-05 DISP	12.689	11.251	277,66	3.124.009,25
13º LEE 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE	32.461	28.783	292,94	8.431.630,59
14º LEE A-1 A-1 2015-03 DISP	76.170	67.539	212,29	14.338.111,87
14º LEE A-1 A-1 2015-03 QTD/ Nova regra	99.303	88.051	201,00	17.698.266,26
Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)

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

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

1º LEN A-3 2008-15 T	27.047	23.983	220,60	5.290.566,49
1º LEN - -PIE A-3 2008-15 T	-485	-430	220,60	(94.850,77)
1º LEN redução COCAL A-3 2008-15 T	-372	-330	220,60	(72.824,28)
1º LEN A-3 2008-30 H	3.825	3.392	184,34	625.291,67
2º LEN A-3 2009-15 T	80.183	71.098	239,77	17.047.204,42
2º LEN A-3 2009-30 H	156.113	138.425	215,20	29.788.561,97
4º LEN A-3 2010-15 T	977.484	866.729	239,13	207.259.722,15
6º LEN A-3 2011-15 T	20.344	18.039	219,30	3.956.030,18
12º LEN A-3 2014-20 OF/ Nova regra	235.499	208.816	124,20	25.934.643,03
12º LEN - MCSD (- MIII) A-3 2014-20 T	-64.347	-57.056	198,97	(11.352.320,90)
12º LEN (retirado MIII) A-3 2014-20 T	209.489	185.753	198,97	36.958.826,74
12º LEN - MCSD (MIII) A-3 2014-20 T	-6.391	-5.667	198,97	(1.127.592,95)
12º LEN (Maranhão III) A-3 2014-20 T	57.526	51.008	198,97	10.148.966,81
12º LEN A-3 2014-30 H/ Nova regra	105.298	93.367	124,09	11.585.848,09
1º LEN A-4 2009-15 T	143.441	127.188	221,25	28.140.283,47
1º LEN - -PIE A-4 2009-15 T	-2.444	-2.167	221,25	(479.391,47)
1º LEN redução COCAL A-4 2009-15 T	-1.522	-1.350	221,25	(298.660,98)
1º LEN A-4 2009-30 H	11.241	9.967	196,98	1.963.284,39
01º LEN 2008-H30 - Retirada Porto Goés	-54	-48	198,29	(9.473,06)
01º LEN 2009-H30 - Retirada Porto Goés	-244	-217	198,29	(42.963,97)
1º LEN A-5 2010-15 T	308.075	273.168	219,47	59.952.737,58
1º LEN A-5 2010-30 H	317.725	281.725	198,29	55.862.512,62
01º LEN A-5 2010-30 H - Retirada Porto Goés	-2.859	-2.535	198,29	(502.699,70)
3º LEN A-5 2011-15 T	189.642	168.154	230,39	38.741.352,78
3º LEN A-5 2011-30 H	201.694	178.841	203,57	36.407.070,92
5º LEN A-5 2012-15 T	486.017	430.949	250,09	107.775.876,07
5º LEN A-5 2012-30 H	224.775	199.307	208,92	41.639.446,26
7º LEN A-5 2013-15 T	299.682	265.727	277,19	73.655.558,57
7º LEN A-5 2013-30 H (alt. pelo decreto 170/2013)	1.955	1.734	151,16	262.093,53
10º LEN A-5 2015-30 H	87.638	77.708	139,74	10.858.957,04
11º LEN A-5 2015-30 H	254.174	225.374	92,04	20.743.671,23
1º LFA A-3 2010-15 OF	143.863	127.562	231,07	29.475.326,18
1º LFA A-3 2010-30 H	61.848	54.840	221,61	12.153.303,43
3º LFA BIO-2016/ Nova regra	21.445	19.015	205,61	3.909.761,64
Madeira Santo Antônio	13.659	12.111	126,18	1.528.203,91
Madeira Santo Antônio	87.404	77.501	126,18	9.778.949,46
Estruturante Santo Antônio	273.051	242.112	126,18	30.549.360,96
Estruturante Santo Antônio - MCSD	7.858	6.967	126,18	879.126,84
Estruturante Jirau	287.526	254.948	110,98	28.294.259,56
Estruturante Jirau - MCSD	22.570	20.013	110,98	2.221.005,36
Estruturante Jirau - MCSD	11.680	10.356	110,98	1.149.365,79
Estruturante Belo Monte	4.644	4.118	110,01	453.024,80
Estruturante Belo Monte	230.277	204.186	110,01	22.461.861,14
Bilaterais	453.786	414.756	217,55	90.229.055,48
ENERPEIXE	321.768	293.875	219,29	64.444.491,38
ENERPEIXE (CEMAT)	119.662	109.596	217,88	23.878.933,54
INVESTCO	12.356	11.285	168,87	1.905.630,56
Energia Base	6.072.493	5.411.260	153,60	831.180.615,59
Cota Angra I/Angra II	419.837	372.266	162,09	60.340.668,53
Cotas Lei n° 12783/2013	3.089.455	2.739.401	35,82	98.125.326,55
Itaipu (tirando as perdas)	2.326.510	2.062.902	326,10	672.714.620,50
PROINFA	236.691	236.691	-	-
Total	12.259.897	10.909.980	176,20	1.922.336.477,37

III.4.2. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão (CT)

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

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

104. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição:

105. 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.

106. 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.

107. 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.

108. 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.

109. Os valores dos custos relacionados à transmissão de energia a serem considerados nesta revisão tarifária são detalhados na tabela a seguir:

Tabela 15: Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	143.712.848
Rede Básica Fronteira	30.338.765
Rede Básica ONS (A2)	348.052
MUST Itaipu	22.449.648
Transporte de Itaipu	10.639.367
Conexão	7.433.602
Total	214.922.282,05

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

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

III.4.3. Encargos Setoriais (ES)

110. Os Encargos Setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. A ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais e os mesmos não representam ganhos de receita para a concessionária que recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos.

111. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e alterada pela Lei 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). A partir da Lei 12.783/2013, a sistemática fica alterada e as cotas passam a ser definidas em função dos recursos necessários para atingir suas finalidades e das demais receitas relacionadas à CDE.

112. A cobertura tarifária referente ao encargo CDE considerada nesta revisão tarifária incorpora os seguintes valores:

a) quota anual da CDE – USO de **771.684.971,18**, 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 CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) de **238.500.967,48**, 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 1º de abril de 2014, e nos termos na Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 2014. A CONTA-ACR tem 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 Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica. O valor da quota anual CDE – ENERGIA (CONTA-ACR) deverá ser recolhido mensalmente à CCEE, diretamente na CONTA-ACR, no período de competência de fevereiro de 2015 a janeiro de 2016, até o dia 12 do mês subsequente.

c) quota anual CDE – ENERGIA (DEC 7.895) de **99.637.514,56**, 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 devolução dos recursos recebidos pelas concessionárias de distribuição, no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, para a cobertura de parcela dos custos com a exposição involuntária no mercado de curto prazo, o risco hidrológico das usinas contratadas em regime de Cotas, e o despacho

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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

de termoeletricas por razão de segurança energética, em atendimento aos Decretos 7.895/2013 e Decreto 8.203/2014.

113. **A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL n.º 67/2001.

114. **A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei n.º 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

115. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL n.º 127/2004.

116. **O Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVA, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

117. **O Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto n.º 6.353, de 16 de janeiro de 2008, 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 Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

118. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL n.º 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL n.º 316/2008.

119. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Este tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas

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

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

elétricos interligados e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

120. Os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 16: Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.340.621
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1.109.823.453
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	104.442.380
PROINFA	90.807.158
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	35.410.146
ONS	129.960
Total	1.343.953.719

III.5 FATOR X

121. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário. É empregado no cálculo tarifário nos reajustes anuais quando o valor da Parcela B é corrigido pelo IGP-M menos o Fator X. Dessa forma, quanto maior o Fator X menor é o reajuste tarifário anual.

122. A abordagem adotada pela ANEEL para o cálculo do Fator X na revisão tarifária periódica busca defini-lo a partir dos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, do número de unidades consumidoras e da qualidade do serviço, além de promover uma transição dos custos operacionais eficientes.

123. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme a formulação a seguir:

$$\mathbf{Fator\ X = Pd + Q + T} \quad (24)$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

124. Os componentes *Pd* e *T* são definidos “*ex-ante*”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente *Q* será especificado “*ex-post*”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à atual revisão tarifária, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

III.5.1 Componente de Ganhos de Produtividade da Atividade de Distribuição – *Pd*

125. O **Componente *Pd*** do Fator X consiste nos ganhos de produtividade das distribuidoras de energia elétrica no período histórico analisado, e foi estimado a partir da variação observada, no curto prazo, do mercado e das unidades consumidoras.

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

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

126. O componente Pd a ser aplicado nos reajustes tarifários de cada concessionária é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre a atual revisão tarifária e a do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$Pd(i) := PTF + 0,14 \times (\Delta MWh(i) - \overline{\Delta MWh}) - 0,04 \times (\Delta UC(i) - \overline{\Delta UC}) \quad (25)$$

onde:

PTF: Produtividade média do segmento de distribuição, de 1,53% a.a.;

$\Delta MWh(i)$: Variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento;

$\overline{\Delta MWh}$: Variação anual média de mercado das distribuidoras, de 4,65% a.a.;

$\Delta UC(i)$: Variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre a revisão tarifária anterior e a revisão tarifária em processamento; e

$\overline{\Delta UC}$: Variação anual média do número de unidades consumidoras, de 3,39% a.a..

127. O valor do componente Pd do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequentes da Bandeirante é de **1,14%**.

III.5.2. Trajetória de Eficiência para os Custos Operacionais – T

128. O **Componente T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente T, são descritos na seção III.3.1 da presente Nota Técnica. O valor do componente T do Fator X a ser considerado nos reajustes subsequentes da concessionária é de **-0,23%**.

III.5.3. Componente de Qualidade do Serviço – Q

129. O **Componente Q** do Fator X tem por finalidade incentivar a melhoria da qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras ao longo do ciclo tarifário, alterando as tarifas de acordo com o comportamento de indicadores de qualidade.

130. Na aferição do nível de qualidade do serviço prestado, 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.

131. As parcelas de qualidade técnica e comercial possuem pesos distintos, conforme equação abaixo:

$$Q = 0,70 \cdot Q_{\text{Técnico}} + 0,30 \cdot Q_{\text{Comercial}} \quad (26)$$

132. A parcela técnica do componente Q é calculada por meio dos indicadores DEC e FEC, enquanto a parcela comercial é aferida por outros cinco indicadores, todos apresentados na tabela 16 a seguir¹

Tabela 17. Indicadores técnicos e comerciais a serem considerados no Mecanismo de Incentivos

¹ Considera-se, por simplicidade de apresentação, que o IASC é um componente de qualidade comercial, mesmo sabendo-se que a satisfação mensurada por esse índice compreende todas as dimensões de qualidade.

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

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Sigla Indicador	Indicador	Definição	Padrões Estabelecidos para Atendimento	Distribuidoras Avaliadas	Regulamentação
Comerciais					
FER	Frequência Equivalente de Reclamação	Frequência equivalente de reclamações a cada mil unidades consumidoras	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	REN nº 574/2012
IASC	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor	Resultado de pesquisa de avaliação do grau de satisfação do consumidor residencial com os serviços prestados	Valor mínimo de 70	Todas	
INS	Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas atendidas pelas chamadas recebidas menos abandonadas	Valor maior ou igual a 85%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
IAb	Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas abandonadas sobre recebidas menos abandonadas	Valor menor ou igual a 4%	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
ICO	Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico	Relação das chamadas ocupadas sobre oferecidas	Valor menor ou igual a: 4% até 2014; 2% a partir de 2015	Aquelas com mais de 60 mil unidades	Art. 188 da REN nº 414/2010
Técnicos					
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Tempo que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Número de vezes que uma UC ficou sem energia elétrica para certo período	Valor máximo definido para cada Distribuidora	Todas	Módulo 8 do PRODIST

133. Os sete indicadores que compõem as parcelas de qualidade técnica e comercial possuem seus próprios pesos, que serão aplicados gradualmente até março de 2019. Após período de transição, a equação do componente de qualidade será a seguinte:

$$Q = 0,50. Q_{DEC} + 0,20. Q_{FEC} + 0,10. Q_{FER} + 0,10. Q_{IASC} + 0,04. Q_{INS} + 0,03. Q_{IAb} + 0,03. Q_{ICO} \quad (26)$$

134. As distribuidoras com menos de 60 mil Unidades Consumidoras são avaliadas por quatro indicadores. Como elas não possuem a obrigação de implantar Central de Teleatendimento – CTA, essas concessionárias são dispensadas da observância dos limites para os indicadores INS, IAb e ICO. A equação, após período de transição, passa a ser:

$$Q = 0,50. Q_{DEC} + 0,20. Q_{FEC} + 0,15. Q_{FER} + 0,15. Q_{IASC} \quad (27)$$

135. Durante o período de transição, de abril de 2016 a março de 2019, os pesos dos indicadores de qualidade comercial serão incrementados de forma gradativa. Conjuntamente, a amplitude dos valores de cada indicador será elevada de +1% para +2%. O efeito conjunto desses dois processos de transição resulta nos valores finais apresentados nas tabelas 17 e 18, a serem aplicados aos indicadores técnicos e comerciais nos períodos considerados.

Tabela 18. Valores finais dos pesos para concessionárias com mais de 60 mil unidades consumidoras

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

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Indicador	Metodologia 3º CRTP	Nova Metodologia			
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30,0%	27%	20%
INS			0,75%	1,8%	4%
ICO			0,375%	0,9%	3%
IAb			0,375%	0,9%	3%
FER			3,0%	7,2%	10%
IASC			3,0%	7,2%	10%
Total	100%	60%	75%	90%	100%

Tabela 19. Valores finais dos pesos para concessionárias com menos de 60 mil unidades consumidoras

Indicador	Metodologia 3º CRTP	Nova Metodologia			
	abr/15 a mar/16	abr/16 a mar/17	abr/17 a mar/18	abr/18 a mar/19	abr/19 a mar/20
DEC	50%	30%	37,5%	45%	50%
FEC	50%	30%	30,0%	27%	20%
FER			3,75%	9%	15%
IASC			3,75%	9%	15%
Total	100%	60%	75%	90%	100%

136. Os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade depende da classe que pertence cada concessionária. Com o objetivo de aplicar grau de incentivo na medida da qualidade prestada, as concessionárias foram divididas entre as que atendem ao padrão e aquelas que não atendem ao padrão estabelecido. Por sua vez, cada um desses dois grupos foi dividido em duas classes de distribuidoras: a composta por 25% das melhores (ou piores) e a dos demais 75%. Há, portanto, quatro classes de concessionárias de acordo com seu desempenho: 25% melhores do grupo que atende ao padrão (azul); 75% restantes do grupo que atende ao padrão (verde); 25% piores do grupo que não atende ao padrão (vermelha); e 75% restantes do grupo que não atende ao padrão (roxa).

137. A divisão das classes é precedida pela separação das concessionárias em dois grupos pelo critério de porte. Assim, concessionárias de maior porte terão seus desempenhos comparados entre si. Igualmente para as concessionárias de menor porte. O critério para divisão dos dois grupos é estabelecido no âmbito da avaliação anual do ranking de continuidade dos serviços, que deve incorporar também a divulgação dos indicadores comerciais.

138. O Anexo II do Submódulo 2.5 do PRORET mostra os modelos a serem aplicados para obtenção de cada parcela da qualidade. O Componente Q será aplicado a partir dos reajustes tarifários do ano de 2016.

III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

139. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados na legislação diversos componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não integram a tarifa econômica, pois se referem a valores a serem pagos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

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

(Fls. 34 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda, que resultou em **R\$ 934.528.287,71**. Tabela abaixo indica os valores calculados para cada item da CVA.

Tabela 19. Valores apurados das CVA's

Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subseqüentes (R\$)
CVA CDE	431.645.970,83	450.606.532,84	483.743.986,55
CVA CDE Energia	49.818.757,50	51.913.495,81	55.731.196,93
CVA Rede Básica	24.286.893,75	27.074.802,83	29.065.874,78
CVA Compra Energia	383.618.950,29	414.626.286,80	445.117.806,69
CVA Transporte Itaipu	2.517.839,92	2.679.409,96	2.876.452,88
CVA Proinfra	- 2.473.054,46	- 2.632.500,06	- 2.826.093,23
CVA ESS/ERR	- 65.715.657,32	- 73.756.880,55	- 79.180.936,87
Total	823.699.700,51	870.511.147,63	934.528.287,71

ii) **Saldo a Compensar da CVA do ano anterior**. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, verifica-se se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2014 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. Apurou-se um valor de **R\$ 21.756.571,97**.

iii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais**. Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para julho de 2015, totalizou o valor de **R\$ 10.314.600,01**.

iv) **Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)**. Está sendo considerado no atual cálculo tarifário os pagamentos efetuados para constituir garantias financeiras na contratação dos CCEAR, totalizando o valor de **R\$ 714.863,96**.

v) **Repasso de Sobrecontratação/exposição involuntária de Energia**. Conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, será calculado, com base nos dados fornecidos pela CCEE referentes ao ano de 2014 os valores da sobrecontratação/exposição involuntária. O valor totalizado foi de **- R\$ 27.675.270,85**.

vi) **Exposição a Diferenças de Preços entre Submercados**. Conforme dispõe o artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004, as regras de comercialização preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia. A SGT apurou, com base nos relatórios da CCEE, o valor da exposição líquida, atualizado pelo IPCA, referente ao período de janeiro a dezembro de 2014. O valor totalizado foi de **R\$ 10.743.782,56**.

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

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

vii) **Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR).** Está sendo considerado no atual cálculo tarifário os pagamentos efetuados para constituir garantias financeiras na contratação dos CCEAR, totalizando o valor de **R\$ 714.863,96**, conforme valores fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

viii) **Diferencial Eletronuclear.** É a diferença² entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009. Neste reajuste, está sendo considerado o valor relativo às parcelas mensais de abril de 2015 a março de 2016, com ajuste de abril de 2014 a março de 2015, que totaliza **R\$ 1.315.677,24**.

ix) **Reversão do financeiro RTE 2015.** A Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015 homologou os resultados da revisão tarifária extraordinária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, motivada pelo descasamento entre custos e receitas no setor de distribuição de energia elétrica, em decorrência da elevação dos gastos com aquisição de energia e da definição das novas quotas de CDE. Audiência Pública nº 7/2015 foi instaurada com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de metodologia simplificada a ser aplicada na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de cada distribuidora.

Conforme Nota Técnica nº 35/2015, que apresentou análise dos pedidos de RTE e definição da metodologia final de cálculo, no âmbito da Audiência Pública nº 7/2015, as variações de receita requerida decorrentes das alterações de custo foram apropriadas como componentes financeiros específicos e transitórios na tarifa de energia ou na tarifa de uso. A adoção desses adicionais na forma de componentes financeiros possibilitaria a identificação da receita faturada com esses itens, bem como simplificaria o cálculo da RTE.

Em vista disso, as tarifas econômicas a serem consideradas nos reajustes tarifários subsequentes à RTE serão as mesmas do reajuste (ou revisão) tarifário anterior. A RTE, portanto, não afeta os cálculos de CVA, Sobrecontratação, Neutralidade de Encargos Setoriais e Parcela B, os quais seguem a metodologia usual.

Como a apuração da $CVA_{\text{Compra de Energia}}$ e CVA_{CDE} continua levando em conta a cobertura econômica estabelecida no último processo tarifário ordinário, se faz necessária a reversão da receita faturada com os componentes financeiros definidos na RTE, para os períodos de competência cujos pagamentos estejam nas respectivas CVAs.

Dessa forma, para o presente processo tarifário, está sendo revertido o valor negativo de **R\$ 388.935.836,98** referente à receita faturada dos componentes financeiros de CDE, para a competência março/15 a agosto/15, e o valor negativo de -0,54%, referente à receita faturada dos componentes financeiros de Energia, referente à março/15 a julho/15, ambos atualizados pela SELIC.

A reversão do valor restante, abrangendo a receita faturada no período entre 01 de junho de 2015 a 26 de agosto de 2015, para o componente financeiro de compra de energia, e entre 01 de julho de 2015 a 26 de agosto de 2015, para o componente financeiro de CDE, será efetuada no próximo processo tarifário da concessionária, em 2016, juntamente com a apuração das CVAs desses períodos.

x) **Conselho de Consumidores.** Conforme dispõe o art. 18, §4º e §6º da Resolução Normativa 451/2011, os valores disponibilizados aos Conselhos de Consumidores devem ser levados em consideração na definição da Parcela B da receita da distribuidora e eventual saldo remanescente deverá ser

² A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1º Leilão e seu valor será repassado mensalmente pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela Resolução Homologatória 1.585/2013.

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

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

revertido à modicidade tarifária subsequente. Portanto, está sendo considerado o valor total de **R\$ 273.766,34**, atualizado por IGP-M.

xi) Ajuste Liminar Abrace. Os associados da Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Industriais de Energia Elétrica – ABRACE tiveram decisão liminar favorável no Processo Judicial nº 26648-39.2015.4.01.3400 para suspender o pagamento da parte controversa do encargo tarifário CDE, bem como alterar a forma de rateio dos valores remanescentes da quota, de forma proporcional ao uso dos sistemas de distribuição e transmissão.

A Diretoria da ANEEL proferiu decisão em cumprimento à liminar por meio do Despacho nº 3.312/2015 e da Resolução Homologatória nº 1.967/2015, ambos de 24 de setembro de 2015, data da 12ª Reunião Pública Extraordinária, realizada após a análise das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 57/2015. As tarifas homologadas pela REH nº 1.967/2015 tiveram vigência a partir de 3 de julho de 2015. No mesmo ato foi publicada a relação de consumidores alcançados pela liminar para cada distribuidora e também das unidades consumidoras que percebem o pagamento da TUST.

Os consumidores deveriam comprovar à respectiva distribuidora acessada que é parte afetada na Ação Ordinária do Processo Judicial por meio de documentos que vinculem a unidade consumidora à ABRACE. Assim, nos processos tarifários deliberados após a REH nº 1.967/2015, faz-se necessário a realização de procedimento extraordinário de cálculo para dar cumprimento à decisão, conforme descrito a seguir:

a) O item III.2.1 da Nota Técnica nº 255/2015-SGT/ANEEL, disponibilizada junto à REH nº 1.967/2015 detalha a metodologia de cálculo da componente tarifária TUSD-CDE para os associados da ABRACE;

b) Serão publicadas tarifas específicas para os Associados da ABRACE, para os dois ambientes de contratação (LIVRE e CATIVO) e para as modalidades tarifárias aplicáveis a cada subgrupo tarifário de acordo com o mercado fornecido pela distribuidora;

c) A distribuidora encaminhou dados complementares no SAMP[2] detalhando o mercado de consumo (MWh) para o período de referência do processo tarifário, associando-o aos consumidores ABRACE. As orientações foram fornecidas à distribuidora pelo Ofício-Circular nº 27/2015-SGT/ANEEL, de 07 de outubro de 2015;

d) De acordo com a decisão proferida pela Diretoria, como não foi alterada a obrigação de recolhimento da quota da CDE definida pela REH nº 1.809/2015, a distribuidora fará jus a um reconhecimento financeiro da diferença entre a tarifa de equilíbrio apurada no último processo tarifário e a nova tarifa aprovada pela REH nº 1.967/2015, considerando o mercado faturado nos termos do art. 4º da REH nº 1.967/2015. No presente caso o valor apurado em relação ao período de 03/07/2015 a 22/10/2015 foi de **R\$ 15.703.298,81**.

e) Este financeiro deverá ser alocado apenas para os demais consumidores da distribuidora e não deverá incidir sobre os associados da ABRACE;

f) Por outro lado, uma vez que serão publicadas novas tarifas diferenciadas para os associados da ABRACE, com base no mercado encaminhado pela distribuidora, a diferença de receita entre a tarifa calculada conforme estabelece o PRORET e a tarifa diferenciada da ABRACE, será apurada como um componente financeiro e alocada para os demais consumidores. Desta forma, garante-se a cobertura tarifária devida para a distribuidora conforme sua obrigação de recolhimento da quota CDE; não se alteram as tarifas econômicas e; aloca-se, nos termos da decisão proferida, a diferença para os demais consumidores da distribuidora. Trata-se, portanto, de um componente financeiro de soma zero que terá mero efeito alocativo no

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

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

procedimento de abertura das tarifas, diferenciando os consumidores ABRACE dos demais consumidores. Este cálculo será operacionalizado por meio da planilha PCAT.xls;

g) Na apuração da subvenção da CDE para cobertura dos subsídios tarifários concedidos nos termos do Decreto 7.891/2013, será destacado na tabela que discrimina a apuração por tipo de subsídio, a correção necessária dos valores devido à diferença das tarifas aplicadas aos consumidores ABRACE. Trata-se apenas de um critério adotado para apuração dos valores, evitando-se alterar a estrutura de apuração dos subsídios por tipo (rural, irrigante, etc).

xii) **Recurso IRT 2014.** Está sendo considerado no atual processo tarifário componente financeiro no total de **R\$ 274.222,70**, atualizado para outubro de 2015, referente ao provimento do recurso interposto pela Bandeirante contra o reajuste de 2014, que alterou o cálculo da estimativa de encargo de uso de Rede Básica considerando as alterações de MUST conforme Nota Técnica nº 307/2014-SRT/ANEEL.

xiii) **Custo de implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico — MCPSE.** A Resolução Normativa n.º 367, de 2 de junho de 2009, aprovou o MCPSE, a ser utilizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, cujos bens e instalações, nos termos da legislação vigente, são passíveis de reversão à União. O art. 3.º dessa resolução determina que os custos de implementação do Manual devem ser considerados regulatoriamente no âmbito da revisão tarifária periódica. Assim, está sendo considerado componente financeiro no valor de **R\$ 10.132.155,59**, não contemplado na revisão tarifária de 2011 da Bandeirante, por estes gastos adicionais serem executados após a deliberação do referido processo. Ressalta-se que o valor a ser repassado foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira. - SFF.

xiv) **Penalidade de Subcontratação/Sobrecontratação no Suprimento.** Está sendo considerado no atual processo tarifário componente financeiro no total de **- R\$ 8.067,82**, atualizado para outubro de 2015, referente ao faturamento de energia, das permissionárias supridas pela Bandeirante, fora da faixa de tolerância (90% a 110% dos montantes contratados), cujo montante deve ser reduzido da receita requerida da distribuidora, conforme determina o item 6 do Submódulo 11.1 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

Resumo dos Componentes Financeiros

140. A tabela seguinte consolida os valores considerados como componentes financeiros.

Tabela 21. Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	457.468.153,37	14,27%
CVA em Processamento - Energia comprada	445.117.806,69	13,89%
CVA em Processamento - Transmissão	31.942.327,65	1,00%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	21.756.571,97	0,68%
Neutralidade dos Encargos	10.314.600,01	0,32%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007	(27.675.270,85)	-0,86%
Exposição Diferença Preços entre Submercados	10.743.782,56	0,34%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	714.863,96	0,02%

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

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
Financeiro de Reversão RTE - Energia	(17.326.634,15)	-0,54%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	(339.712.160,28)	-10,60%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	(49.223.676,70)	-1,54%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	274.222,70	0,01%
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	10.132.155,59	0,32%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	1.315.677,24	0,04%
Conselho de Consumidores	(273.766,34)	-0,01%
Penalidade de Subrecontração/Ultrapassem no Suprimento	(8.067,82)	0,00%
Ajuste Liminar Abrace	16.671.591,74	0,52%
Total	572.232.177,35	17,85%

141. Os componentes financeiros mais expressivos considerados foram: CVA Energia Sobrecontração e Exposição de energia e o Financeiro de Reversão da RTE (Energia, CDE_USO e CDE_Energia).

142. O componente financeiro mais expressivo foi a CVA energia, com impacto de 13,89%. Esse efeito já leva em consideração os repasses recebidos pela concessionária relativos às Bandeiras Tarifárias e à Conta – ACR.

143. A principal modalidade contratual que impactou o saldo da CVA energia foi a de ITAIPU, com impacto de 6,49%, devido à alta do dólar ocorrida no período, aliada a nova tarifa de repasse de ITAIPU, estabelecida pela Resolução Homologatória nº 1.836, de 9/12/2014, e cobrada a partir de janeiro/2015. Destaca-se ainda o efeito dos CCEAR por disponibilidade com efeito de 4,56%. Por sua vez, a receita repassada da Conta Bandeiras e da Conta-ACR contribuiu para que o efeito da CVA energia não sofresse um aumento adicional de 6,66%.

144. Em relação ao componente de CVA Encargos, com efeito de 14,27%, é preciso levar em consideração que esse cálculo não leva em conta o aumento de cobertura tarifária das cotas de CDE Uso no momento da RTE (março/2015). Para se considerar tal efeito, o componente CVA Encargos deve ser analisado simultaneamente com os componentes Financeiros de Reversão da RTE (CDE Uso e CDE Energia), o que resulta em uma participação agregada de 2,13%.

Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT

145. 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.

146. 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.

147. 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.

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

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

148. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e os repasses da Conta Bandeiras para o período de competência de janeiro a junho de 2015 foram considerados na apuração da CVA Energia e CVA ESS da concessionária.

149. Na tabela abaixo são apresentados os valores que foram repassados à Bandeirante e, conseqüentemente, descontados dos valores apurados da CVA Energia e ESS.

Tabela 22. Valores de repasse da conta CCBRT (R\$)

Competência	CVA Energia	CVA ESS
jan-15	5.188.741,42	0,00
fev-15	8.191.281,85	0,00
mar-15	14.331.780,42	0,00
abr-15	32.967.624,52	0,00
mai-15	20.577.357,45	0,00
jun-15	34.713.058,59	0,00
Total	115.969.844,25	0,00

Subvenção CDE – Descontos Tarifários

150. 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.

151. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras – 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 utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

152. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela Eletrobras a distribuidora no período de competência de outubro/2015 a setembro/2016, 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 outubro/2014 a setembro/2015.

Tabela 23. Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobras

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	67.121,54	1.909.305,19	1.976.426,72
Subsídio Geração Fonte Incentivada	10.840,47	27.404,36	38.244,84
Subsídio Distribuição	-	690.005,84	462.349,68
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	-	1.660.246,61	1.533.801,30
Subsídio Rural	-	944.426,47	908.683,19
Subsídio Irrigante/Aquicultor	-	4.554,72	1.581,14
Total	-	5.235.943,19	4.921.086,86

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

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

III.7. RESULTADO DA REVISÃO

153. A Revisão Tarifária da Bandeirante conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 16,14% sendo de 17,09%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 15,37%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

154. O efeito médio nas tarifas de **16,14%** decorre: (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em **5,95%**, ao se ter como base de comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescentados na RTE mediante componente financeiro; (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de **17,86%**; e (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data do reajuste em processamento, que contribuíram para a um efeito de **-7,66%** no atual processo tarifário da Bandeirante.

155. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 16,14%, representa a conjugação dos três movimentos tarifários acima explicitados [$16,14\% = + (5,95\%) + (17,85\%) + (-7,66\%)$].

156. A Tabela 23 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio, com a variação entre o cálculo da RTE de 2015 e a revisão de 2015; a participação percentual dos itens de custos da Parcela A e da Parcela B na composição da revisão ajustada pelos custos acrescentados na RTE; a distribuição da receita para cobrir os custos da Parcela A e da Parcela B; a contribuição de cada componente financeiro, para formar o índice de reajuste final, e a da retirada dos componentes tarifários considerados no último processo.

Tabela 24. Resumo da Revisão

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Varição	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	3.208.578.181	3.478.517.795	8,4%	6,70%	81,47%
Encargos Setoriais	942.318.489	1.253.146.560	33,0%	7,71%	29,35%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	4.626.046	3.340.621	-27,8%	-0,03%	0,08%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	732.797.372	771.684.971	5,3%	0,97%	18,07%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	97.100.546	99.637.515	2,6%	0,06%	2,33%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-	238.500.967	0,0%	5,92%	5,59%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	66.547.834	104.442.380	56,9%	0,94%	2,45%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	41.129.199	35.410.146	-13,9%	-0,14%	0,83%
ONS	117.492	129.960	10,6%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	256.559.579	214.922.282	-16,2%	-1,03%	5,03%
Rede Básica	196.926.973	143.712.848	-27,0%	-1,32%	3,37%
Rede Básica Fronteira	24.081.548	30.338.765	26,0%	0,16%	0,71%
Rede Básica ONS (A2)	246.035	348.052	41,5%	0,00%	0,01%
MUST Itaipu	20.030.225	22.449.648	12,1%	0,06%	0,53%
Transporte de Itaipu	8.516.963	10.639.367	24,9%	0,05%	0,25%
Conexão	6.757.835	7.433.602	10,0%	0,02%	0,17%
Custos de Aquisição de Energia	2.009.700.113	2.010.448.953	0,04%	0,02%	47,09%
PARCELA B	821.184.479	790.961.934	-3,7%	-0,75%	18,53%
Custos Operacionais	409.370.615	407.890.701	-0,4%	-0,04%	9,55%
Anuidades	45.627.364	40.774.558	-10,6%	-0,12%	0,96%
Remuneração	228.337.100	213.710.616	-6,4%	-0,36%	5,01%
Depreciação	153.490.135	133.230.179	-13,2%	-0,50%	3,12%
Receitas Irrecuperáveis	29.301.879	27.173.056	-7,3%	-0,05%	0,64%
Outras Receitas	(29.284.596)	(31.817.176)	8,6%	-0,06%	-0,75%
Ajuste Investimentos 2CRTP	(15.658.018)	-	-	0,39%	0,00%
RT considerando a variação tarifária da RTE	4.029.762.659	4.269.479.729		5,95%	

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

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 273/2015-SGT/ANEEL, de 16/10/2015).

Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		17,85%
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	457.468.153	14,27%
CVA em Processamento - Energia comprada	445.117.807	13,89%
CVA em Processamento - Transmissão	31.942.328	1,00%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	21.756.572	0,68%
Neutralidade dos Encargos	10.314.600	0,32%
Repasso da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007	(27.675.271)	-0,86%
Exposição Diferença Preços entre Submercados	10.743.783	0,34%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	714.864	0,02%
Financeiro de Reversão RTE - Energia	(17.326.634)	-0,54%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	(339.712.160)	-10,60%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	(49.223.677)	-1,54%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	274.223	0,01%
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	10.132.156	0,32%
Diferencial Eletronuclear - Lei n° 12.111/2009	1.315.677	0,04%
Conselho de Consumidores	(273.766)	-0,01%
Penalidade de Subrecontratação/Ultrapassem no Suprimento	(8.068)	0,00%
Ajuste Liminar Abrace	16.671.592	0,52%
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-7,66%
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		16,14%

IV. CONCLUSÃO

157. O reposicionamento tarifário da Bandeirante é de **5,95%**, considerando o efeito da RTE, sendo o efeito médio percebido pelo consumidor de 16,14%. O efeito consolidado por nível de tensão pode ser observado na tabela a seguir.

Tabela 25. Efeito médio ao consumidor

Grupo de Consumo	Variação Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	17,09%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	15,37%
Efeito Médio AT+BT	16,14%

MARCELO HLEBETZ DE SOUZA
Especialista em Regulação – SGT

THIAGO ROBERTO MAGALHÃES VELOSO
Especialista em Regulação - SGT

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.