



SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA

Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL
Brasília, 3 de maio de 2012

TERCEIRO CICLO DE REVISÕES TARIFÁRIAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

.....

Empresa Elétrica Bragantina S.A. — EEB
CICLO 2012-2015

FINAL

Agência Nacional de Energia Elétrica

Superintendência de Regulação Econômica
SGAN 603 / Módulo "I" – 1º andar
CEP: 70830-030 – Brasília – DF
Tel: + 55 61 2192-8695
Fax: + 55 61 2192-8679

ÍNDICE

I. OBJETIVO.....	2
II. DOS FATOS.....	3
III. ANÁLISE	3
III.1 PARCELA B.....	5
III.1.1 CUSTOS OPERACIONAIS.....	6
III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	11
III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA.....	12
III.1.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS — CAIMI.....	16
III.1.5 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS	18
III.1.6 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO	19
III.2 OUTRAS RECEITAS	20
III.3 PARCELA A.....	20
III.3.1 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA — CE	21
III.3.2 CUSTOS COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU TRANSMISSÃO — CT.....	25
III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS	26
III.4 RECEITA VERIFICADA	29
III.5 FATOR X	29
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	32
III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA.....	36
IV. CONCLUSÃO	37

(Fls. 2 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Nota Técnica n.º 115/2012–SRE/ANEEL

Em 3 de maio de 2012.

Processo n.º 48500.005375/2011-12

Assunto: Revisão tarifária da EEB relativa ao terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas — 3CRTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

I. OBJETIVO

Submeter à Diretoria da ANEEL a proposta de revisão tarifária da EEB relativa ao terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas — 3CRTP, consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública (AP) n.º 7/2012.

2. O módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária — PRORET estabelece as metodologias aplicáveis ao 3CRTP e, portanto, fundamenta os cálculos apresentados na presente Nota Técnica. Uma revisão conceitual das metodologias aplicáveis, que vai além do escopo da presente Nota Técnica, pode ser feita a partir das seguintes referências¹:

- Submódulo 2.1 e Nota Técnica 293/2011-SRE/ANEEL: Procedimentos Gerais;
- Submódulo 2.2 e Nota Técnica 294/2011-SRE/ANEEL: Custos Operacionais;
- Submódulo 2.3 e Nota Técnica 296/2011-SRE/ANEEL: Base de Remuneração Regulatória;
- Submódulo 2.4 e Nota Técnica 297/2011-SRE/ANEEL: Custo de Capital;
- Submódulo 2.5 e Nota Técnica 295/2011-SRE/ANEEL: Fator X;
- Submódulo 2.6 e Nota Técnica 298/2011-SRE/ANEEL: Perdas de Energia;
- Submódulo 2.7 e Nota Técnica 299 e 312/2011-SRE/ANEEL: Outras Receitas;
- Submódulo 2.8 e Nota Técnica 300/2011-SRE/ANEEL: Geração Própria de Energia.

3. A seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da EEB, a seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo da receita verificada, parcela A, parcela B, outras receitas, componentes financeiros e fator X. A seção IV traz as conclusões.

¹ Disponível no endereço eletrônico da ANEEL na internet: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/bren2011457.pdf>

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

(Fls. 3 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

II. DOS FATOS

4. O Contrato de Concessão n.º 12/1999, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EEB, define a data de 10 de maio de 2012 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

5. As metodologias aplicáveis ao 3CRTP são definidas nos módulos 2 e 7 do PRORET que tratam, respectivamente, do cálculo da revisão tarifária e da estrutura tarifária aplicável. Ambos os módulos foram aprovados em novembro de 2011 por meio das Resoluções Normativas n.º 457/2011 e 464/2011.

6. Por meio do Ofício n.º 204/2011-SRE/ANEEL, de 30 de novembro de 2011, foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pela Carta VPRE/893/2011, de 29 de dezembro de 2011.

7. No dia 24 de janeiro de 2012, a proposta preliminar da revisão tarifária da foi encaminhada à EEB e ao Conselho de Consumidores da EEB. No dia 1.º de fevereiro de 2012, a EEB trouxe suas contribuições à proposta preliminar, tendo sido avaliadas e, quando pertinentes, incorporadas à proposta descrita na Nota Técnica n.º 28/2012-SRE/ANEEL.

8. Em 13/2/2012, a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a AP n.º 7/2012 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu até 15 de março, data em que foi realizada sessão presencial da AP em Bragança Paulista.

9. No dia 20/4/2012, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP 7/2012, foi encaminhada à EEB para suas considerações finais, que foram feitas no dia 24/4/2012 e, quando pertinentes, incorporadas à presente proposta.

III. ANÁLISE

10. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores da EEB em razão da revisão tarifária é de **0,74%**. O reposicionamento tarifário calculado foi de **2,34%**. Ao reposicionamento tarifário foram adicionados os componentes financeiros², que correspondem **-0,34%**. O efeito é obtido com a retirada dos componentes financeiros do reajuste anterior.

11. A tabela a seguir sintetiza o efeito médio por subgrupo e classe tarifária:

² Os componentes financeiros considerados em um determinado cálculo tarifário “permanecem” nas tarifas pelo período de um ano, portanto, a cada processo de reajuste ocorre a “saída” de um conjunto de componentes financeiros e a “entrada” de outro conjunto com valores diferentes.

(Fls. 4 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Tabela 1 — Efeito médio por subgrupo tarifário

Efeito médio a ser percebido pelos consumidores	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A2	-18,96%
A3a	-3,63%
A4	-3,60%
B1	5,06%
B2	9,80%
B3	9,01%
B4	9,01%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	-6,90%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	6,74%
Efeito médio geral	0,74%

12. O reposicionamento tarifário proposto para a revisão tarifária da EEB é de **2,34%** calculado conforme equação a seguir:

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

Onde:

RT: reposicionamento tarifário médio (%);

RR: receita requerida;

OR: outras receitas; e

RV: receita verificada.

13. A **receita verificada** é a receita anual de fornecimento, de suprimento, de consumo de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o mercado de referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

14. O **mercado de referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no período de referência³ a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

15. A **receita requerida** é calculada para o período de referência, considerando os ganhos potenciais de produtividade no período de vigência das tarifas estabelecidas na revisão, conforme a fórmula a seguir:

$$RR = VPA + VPB \cdot (1 - Pm) \cdot (1 - m \cdot \Delta X) \quad (2)$$

onde:

RR: receita requerida;

VPA: valor da parcela A;

³ O Período de Referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

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

(Fls. 5 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

VPB: valor da parcela B;

Pm: fator de ajuste de mercado;

m: multiplicador detalhado na seção III.1.4; e

ΔX: diferencial de X, resultante do recálculo do fator X (2CRTP), detalhado na seção III.1.4.

16. O valor da parcela A, considerando o mercado de referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica, compreende os seguintes itens:

- I. Custo de aquisição de energia elétrica comprada — CE: montante de energia elétrica comprada para o atendimento ao mercado de referência valorado pelo preço de repasse dos contratos vigentes na data da revisão tarifária periódica ou pelo valor da geração própria. Ao montante de energia elétrica comprado são acrescidos os limites regulatórios de perdas elétricas no sistema de distribuição definidos no 3CRTP, os quais se dividem em perdas técnicas e não técnicas e, quando cabível, os limites regulatórios de perdas elétricas no transporte de Itaipu e na rede básica.
- II. Custo com conexão e o uso do sistema de distribuição e/ou transmissão — CT: para a conexão, são considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica e, para o uso, são considerados os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas econômicas vigentes na data da revisão tarifária periódica.
- III. Encargos setoriais — ES: são considerados os valores vigentes na data da revisão tarifária periódica.

17. A **parcela B** compreende os custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária.

III.1 PARCELA B

18. A parcela B é composta pela soma dos componentes abaixo:

$$VPB = CAOM + CAA \quad (3)$$

onde:

VPB: valor da parcela B;

CAOM: custo de administração, operação e manutenção; e

CAA: custo anual dos ativos.

19. O custo de administração, operação e manutenção — CAOM, cuja metodologia de cálculo é descrita no submódulo 2.2 do PRORET, é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAOM = CO_3 + RI \quad (4)$$

onde:

CAOM: custos de administração, operação e manutenção;

CO₃: custos operacionais relativos ao 3CRTP; e

(Fls. 6 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

RI: receitas irrecuperáveis.

20. O custo anual dos ativos — CAA, por sua vez, é dado pela soma dos componentes abaixo:

$$CAA = RC + QRR + CAIMI \text{ (5)}$$

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).

III.1.1 CUSTOS OPERACIONAIS

21. A abordagem adotada para o cálculo dos custos operacionais regulatórios na revisão tarifária periódica busca definir o nível eficiente de custos para execução dos processos comerciais relacionados às unidades consumidoras, atividades de operação e manutenção das instalações elétricas, além de direção e administração, de acordo com as condições previstas nos contratos de concessão e na regulamentação, assegurando que os ativos necessários à prestação do serviço manterão sua capacidade de serviço inalterada durante toda sua vida útil.

22. Na definição dos custos operacionais regulatórios são observados os ganhos médios de produtividade alcançados pelas distribuidoras, o nível eficiente de custos, e as características das áreas de concessão atendidas.

23. A definição dos custos operacionais regulatórios é feita em duas etapas. Na primeira, são atualizados os valores de custos operacionais definidos por meio do modelo de empresa de referência — ER no segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas — 2CRTP, considerando-se a variação de preços dos insumos (custos operacionais), o crescimento dos produtos (redes de distribuição, unidades consumidoras e mercado faturado) e deduzindo-se o ganho médio de produtividade, que nada mais é do que a relação média entre a variação dos custos operacionais reais das distribuidoras e o crescimento dos produtos observados em suas áreas de atuação.

24. Na segunda etapa, é procedida uma análise comparativa da eficiência das distribuidoras com o intuito de se definir um intervalo de valores esperados para os custos operacionais, dado o nível de custos das distribuidoras e as características de suas áreas de concessão.

25. As variações observadas entre os valores definidos na primeira e segunda etapa são consideradas no cálculo do componente T do fator X.

III.1.1.1 ETAPA 1 — ATUALIZAÇÃO DOS CUSTOS OPERACIONAIS PELOS GANHOS DE PRODUTIVIDADE

26. Para fins de reposicionamento tarifário, o valor de custos operacionais a ser considerado na data-base do 3CRTP considera o custo definido no 2CRTP, a variação dos índices de inflação, o crescimento do produto e os ganhos médios de produtividade observados no período de análise, conforme equação a seguir.

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

(Fls. 7 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

$$CO_3 = CO_2 \times \frac{\Delta P}{[1+0,782\%]^n} \quad (6)$$

onde:

CO_3 : custo operacional a ser reconhecido pra fins de reposicionamento no 3CRTP;

CO_2 : custo operacional definido no 2CRTP, com os ajustes a seguir descritos, corrigidos até a data de revisão tarifária do 3CRTP;

ΔP : variação total do produto; e

n : número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP⁴.

27. O índice de produtividade a ser utilizado para atualização dos custos operacionais definidos no 2CRTP tem por base os ganhos médios de produtividade observados associados aos custos operacionais no período avaliado para definição da metodologia. O valor a ser considerado é de **0,782% ao ano** e é único para todas as empresas

28. O valor definido por meio do modelo de empresa de referência no 2CRTP para os custos operacionais eficientes deve ser ajustado de modo a compatibilizar o valor a ser atualizado com as demais metodologias propostas para o 3CRTP. Nesse sentido, são procedidos os seguintes ajustes:

- Dedução dos custos relativos à geração própria, que são tratados na parcela A. Portanto, devem ser excluídos da parcela B;
- Dedução das receitas com serviços taxados, que são tratadas na metodologia de outras receitas;
- Exclusão dos custos de capital associados às anuidades relativas a veículos, sistemas de informática e aluguel de móveis e imóveis administrativos, que são tratados como base de anuidade regulatória — BAR na metodologia de definição da base de remuneração regulatória;
- Exclusão dos custos adicionais relativos ao crescimento dos processos e atividades comerciais e de operação e manutenção. Esses custos têm por finalidade contemplar despesas adicionais entre o momento em que é simulada a empresa de referência, que é a data-base dos dados de consumidores e ativos, e a data da revisão tarifária. Como a atualização dos custos do 2CRTP se dá desde a data de referência de consumidores e ativos, se faz necessário excluir tais valores.

29. Uma vez definidos os custos operacionais ajustados do 2CRTP, os custos de pessoal são corrigidos pelo índice de preços ao consumidor amplo — IPCA, enquanto os custos com materiais e serviços pelo índice geral de preços de mercado — IGP-M, entre as datas das revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP.

30. O cálculo da variação total do produto (ΔP) é feito da seguinte forma:

$$\Delta P = \varphi_{bt} \Delta_{M_{bt}} + \varphi_{mt} \Delta_{M_{mt}} + \varphi_{at} \Delta_{M_{at}} + \varphi_{cons} \Delta_{cons} + \varphi_{rede} \Delta_{rede} \quad (7)$$

onde:

ΔP : variação total do produto;

$\Delta_{M_{bt}}$: taxa de crescimento do consumo na baixa tensão;

$\Delta_{M_{mt}}$: taxa de crescimento do consumo na média tensão;

⁴ A data-base do 2CRTP é a data relativa às informações de unidades consumidoras e redes constantes da ER, enquanto a data-base do 3CRTP será o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária.

(Fls. 8 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Δ_{Mat} : taxa de crescimento do consumo na alta tensão;

Δ_{cons} : taxa de crescimento de consumidores;

Δ_{rede} : taxa de crescimento da rede; e

φ_i : peso da variável i , sendo i igual aos consumos de baixa, média e alta tensão, unidades consumidoras e redes de distribuição.

31. A tabela a seguir resume o cálculo do custo operacional a ser considerado para fins de reposicionamento tarifário:

Tabela 2 — Etapa 1 — Custos operacionais regulatórios no reposicionamento do 3CRTP

ETAPA 1 - GANHOS DE PRODUTIVIDADE - OPEX NA REVISÃO TARIFÁRIA				
Descrição	Valores - 2CRTP	Valores - 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/12/2007	30/11/2011		
Data Base Valores OPEX	10/05/2009	10/05/2012		
Número de unidades consumidoras	115.061	133.975	16,44%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	6.021	7.222	19,94%	12,11%
Mercado AT (MWh)	261.091	294.646	12,85%	4,65%
Mercado MT (MWh)	249.552	320.329	28,36%	19,43%
Mercado BT (MWh)	338.121	403.784	19,42%	51,09%
Descrição	Variação (%)			
Variação total do produto (ΔP) - 2CRTP a 3CRTP	20,54%			
Variação anual do produto	4,78%			
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%			
Variação IPCA	17,71%			
Variação IGPM	17,94%			
Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços	
OPEX 2CRTP - Original	30.362.201,81			
OPEX 2CRTP - Ajustado	27.808.825,83	20.005.220,87	7.803.604,97	
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	32.751.038,26	23.547.471,76	9.203.566,50	
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	39.476.977,45	28.383.314,27	11.093.663,17	
OPEX 3CRTP	38.266.722,34	27.513.160,25	10.753.562,10	
Conselho de Consumidores	54.784,33			

32. Adicionalmente, são considerados os custos relacionados ao funcionamento dos conselhos de consumidores. Esses custos não foram contemplados no modelo de empresa de referência do 2CRTP. Conforme definido na Resolução Normativa n.º 451/2011, o valor a ser reconhecido na revisão tarifária da EEB é de R\$ 54.784,33 ao ano.

III.1.1.2 ETAPA 2 — CUSTOS OPERACIONAIS — ANÁLISE COMPARATIVA

33. Além da análise dos ganhos de produtividade, é realizada uma segunda avaliação comparativa da eficiência das distribuidoras. Essa segunda análise tem por fundamento não só consistir os resultados da avaliação da produtividade, mas também introduzir elementos que permitam caracterizar melhor as áreas de atuação de cada concessionária.

34. Para a análise comparativa dos custos operacionais, é utilizada uma abordagem *top-down*, que parte dos custos realizados pela distribuidora nos anos que antecederam a definição da metodologia e se efetua uma análise de eficiência comparativa com outras concessionárias, mediante o uso de indicadores de eficiência.

(Fls. 9 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

35. A estimativa da eficiência das empresas é feita em dois estágios. No primeiro, os parâmetros de eficiência são definidos avaliando-se a relação insumo/produto. Como insumos são considerados os custos operacionais reais das distribuidoras. Os produtos incluem o número de unidades consumidoras, a extensão das redes de distribuição e o consumo faturado de energia (cativo, livre e suprimento), segregado por nível de tensão (AT, MT e BT).

36. O segundo estágio consiste em avaliar as características específicas de cada área de concessão que afetam os custos das distribuidoras a fim de definir um intervalo esperado de custos que considere essas especificidades.

37. Para avaliar as características específicas de cada área de concessão que afetam os custos operacionais são levantadas variáveis denominadas “variáveis ambientais” que consistem, via de regra, em variáveis externas às empresas, que afetam os custos unitários de operação e manutenção, os custos unitários de comercialização de energia elétrica e custos administrativos. As variáveis ambientais consideradas no 3CRTP são: o nível salarial praticado nas diferentes regiões do País; a intensidade de chuvas, que afeta os custos de operação e manutenção das redes; a densidade do mercado atendido, ou seja, se o mercado é concentrado numa pequena área ou se o nível de dispersão das redes é elevado; além do nível de complexidade enfrentado para combater as perdas não técnicas, considerado apenas nas concessionárias de maior porte, em que essa problemática se mostrou mais relevante.

38. O objetivo do segundo estágio é construir intervalos de valores em torno dos percentuais de eficiência definidos no primeiro estágio, de acordo com as características ambientais de cada área de concessão. Dessa forma, para concessionárias que atuem em áreas onde as variáveis ambientais justifiquem um custo médio mais alto, essa realidade é considerada na construção desse intervalo de valores esperados, valendo o contrário para concessionárias em que as variáveis ambientais justifiquem um custo médio mais baixo. As equações a seguir sintetizam o procedimento para construção desses intervalos.

$$CO_{LI(\theta_i)}^3 = CO_i^{2009} \cdot (\theta_i + LI(\theta_i)) \quad (8)$$

$$CO_{LS(\theta_i)}^3 = CO_i^{2009} \cdot (\theta_i + LS(\theta_i)) \quad (9)$$

onde:

$CO_{LI(\theta_i)}^3$: limite inferior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

$CO_{LS(\theta_i)}^3$: limite superior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

CO_i^{2009} : custo operacional contábil de 2009 atualizado até a data de revisão tarifária;

θ_i : parâmetro de eficiência considerado no primeiro estágio;

$LS(\theta_i)$: limite superior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência; e

$LI(\theta_i)$: limite inferior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência.

39. De forma a possibilitar a comparação dos custos definidos na etapa 1 com os custos eficientes de 2009, deverá ser procedida uma atualização, que segue o mesmo procedimento definido pelas equações (6) e (7), mas agora considerando o crescimento dos custos operacionais e dos produtos entre 2009 e a revisão tarifária do 3CRTP. A tabela a seguir resume o cálculo da etapa 2 da definição dos custos operacionais regulatórios.

(Fls. 10 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Tabela 3 — Etapa 2 — Custos operacionais regulatórios para cálculo do fator X

ETAPA 2 - ANÁLISE DE BENCHMARKING - TRAJETÓRIA NO FATOR X				
Descrição	Valores 2009	Valores 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2009	30/11/2011		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	10/05/2012		
Número de unidades consumidoras	121.710	133.975	10,08%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	6.058	7.222	19,21%	12,11%
Mercado AT (MWh)	230.346	294.646	27,91%	4,65%
Mercado MT (MWh)	255.856	320.329	25,20%	19,43%
Mercado BT (MWh)	364.177	403.784	10,88%	51,09%
Descrição	Variação (%)			
Variação total do produto (?P) - 2009 a 3CRTP	15,36%			
Variação anual do produto	6,10%			
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%			
Variação IPCA	16,74%			
Variação IGPM	18,14%			
Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços	
OPEX 2009 - Valores correntes	30.012.606,40	14.330.588,63	15.682.017,77	
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	35.255.924,80	16.728.940,57	18.526.984,23	
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	40.670.839,40	19.298.318,20	21.372.521,20	
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	39.912.964,55	18.938.706,50	20.974.258,06	
Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior	
Eficiência	80,50%	87,60%	100,50%	
OPEX 3CRTP - 2ª Etapa (Intervalo)	32.129.936,47	34.963.756,95	40.112.529,38	

40. Como resultado da etapa 2, são definidos intervalos de resultados esperados para os custos operacionais. As variações observadas entre os valores definidos nas etapas 1 e 2 são então consideradas para fim de cálculo do componente T do fator X.

41. O componente T tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. Assim, ao longo do ciclo tarifário o nível de custos operacionais reconhecidos regulatoriamente vai paulatinamente migrando para o nível definido na análise comparativa.

42. Quando o valor dos custos operacionais definidos na etapa 1 estiver contido no intervalo de custos operacionais eficientes definidos na etapa 2, não haverá aplicação do componente T. Caso contrário, o cálculo será baseado na diferença entre o valor definido na etapa 1 e o limite mais próximo do intervalo definido na etapa 2, conforme equação a seguir. O valor do componente T é limitado a **±2,0%** (mais ou menos dois por cento).

$$T = \left(1 - \sqrt[N]{\frac{CO_n^3}{CO_3}} \right) \cdot \left(\frac{CO_3}{VPB_0} \right) \quad (10)$$

onde:

N: número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

CO₃: custos operacionais definidos no 2CRTP atualizados considerando-se os ganhos de produtividade;

(Fls. 11 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

CO_3 : limite mais próximo de CO_3 do intervalo de custos operacionais eficientes definido por meio do método de benchmarking; e
 VPB_0 : total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

43. No caso da EEB, o componente T do fator X é de 0%.

III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

44. 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.

45. O cálculo 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.

$$V_i = \frac{ES}{(1 - \%ICMS - \%PIS - \%CONFINS)} \times \{\sum_c (\rho_c \times RI_i)\} \quad (11)$$

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.

46. Para a parcela de receitas irrecuperáveis relativa aos demais itens da receita, são definidos percentuais regulatórios por classe de consumo e por grupo de empresas. Os percentuais regulatórios são baseados no desempenho das distribuidoras que compõem cada um dos grupos. O valor de receitas irrecuperáveis dessa parcela da receita é então definido pela seguinte equação:

$$V_{se} = \frac{RR_{Sem\ encargos}}{(1 - \%ICMS - \%PIS - \%CONFINS)} \times \{\sum_c (\rho_c \times RI_c)\} \quad (12)$$

onde:

V_{se} : parcela de receitas irrecuperáveis associada à receita, exceto encargos setoriais;

$RR_{Sem\ encargos}$: Receita requerida líquida sem encargos, ou seja, subtraindo os encargos setoriais;

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 a empresa.

47. 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.

(Fls. 12 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Tabela 4 — Receitas irre recuperáveis

Descrição	Receita base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos setoriais	44.635.460,23	0,09%	42.104,47
Restante da receita	258.048.297,14	0,48%	1.248.807,80
Total	302.683.757,37	0,43%	1.290.912,27

III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA

48. 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:

$$RC = (BRRl - RGR) \cdot r_{WACC_{pré}} + RGR \cdot r_{rgr} \quad (13)$$

onde:

RC: remuneração do capital;

BRRl: base de remuneração regulatória líquida;

RGR: saldo devedor de RGR;

$r_{WACC_{pré}}$: custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e

r_{RGR} : custo de capital da RGR, ponderado por destinação (PLPT e não PLPT).

49. 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.

50. 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:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (14)$$

onde:

QRR: quota de reintegração regulatória;

BRRb: base de remuneração regulatória bruta; e

δ : taxa média de depreciação das instalações.

51. 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. As taxas de depreciação a partir de 2012 foram definidas por meio da Resolução Normativa n.º 474/2012.

III.1.3.1 CUSTO DE CAPITAL

52. 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:

(Fls. 13 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

$$r_{WACC} = \frac{1 + (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T)}{1 + \pi} - 1 \quad (15)$$

onde:

r_{WACC} : custo médio ponderado de capital após impostos, em termos reais;

r_p : custo do capital próprio nominal;

r_d : custo da dívida nominal;

P : capital próprio;

D : capital de terceiros ou dívida;

V : soma do capital próprio e de terceiros;

T : alíquota tributária marginal efetiva; e

π : inflação média dos EUA.

53. 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.

54. Para a determinação da estrutura ótima de capital a ser aplicada no 3CRTP, partiu-se do levantamento de dados empíricos das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, no período entre 2006 e o ano da revisão tarifária do 2CRTP de cada empresa, resultando no percentual de participação de capital de terceiros (D/V) de **55%**.

55. 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:

$$r_p = r_f + \beta \cdot (r_m - r_f) + r_B \quad (16)$$

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.

56. 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:

$$r_d = r_f + r_c + r_B \quad (17)$$

onde:

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_c : prêmio de risco de crédito; e

r_B : prêmio de risco país.

(Fls. 14 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

57. 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	45%
Proporção de capital de terceiros	55%
Taxa livre de risco	4,87%
Prêmio de risco de mercado	5,82%
Beta médio alavancado	0,74
Prêmio de risco do negócio	4,31%
Prêmio de risco país	4,25%
Custo de capital próprio nominal	13,43%
Prêmio de risco de crédito	2,14%
Custo de dívida nominal	11,26%
CUSTO MÉDIO PONDERADO	
WACC nominal depois de impostos*	10,13%
WACC real depois de impostos	7,50%

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

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

$$r_{WACC_{pré}} = \left(\frac{(1 + (P/V) \cdot r_p + (D/V) \cdot r_d \cdot (1 - T))}{1 + \pi} - 1 \right) / (1 - T) \quad (18)$$

59. 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%, serão consideradas as seguintes alíquotas:

- para as concessionárias cooperativas e autarquias municipais, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero), podendo ser considerada alíquota proporcional para a cooperativa conforme a carga tributária efetiva;
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%;
- para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- para os demais casos, consideram-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

(Fls. 15 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

60. Para aplicação tarifária considera-se o WACC conforme tabela abaixo:

Tabela 6 — WACC antes de impostos

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ($r_{WACCpre}$)
WACC real antes dos impostos ^a	Isento	9,55%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	10,19%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	10,66%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	11,36%

- 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.

61. Para o 3CRTP, será deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a ELETROBRAS, do mês referente 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.

62. 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.

63. Os recursos da RGR destinados ao Programa Luz Para Todos — PLPT serão remunerados pelo custo efetivo dos empréstimos em termos reais, de **1,35% 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 **3,62% a.a.** em termos reais.

III.1.3.2 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

64. 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 no 3CRTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração aprovada no 2CRTP 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.
- b) As inclusões entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a base incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do 3CRTP.

(Fls. 16 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

- c) 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 segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária — base incremental (item b).
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 3CRTP.
- e) 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.

65. 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 compõe a base de anuidade regulatória — BAR.

66. A tabela a seguir resume 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	Valores
(1) Ativo imobilizado em serviço (valor novo de reposição)	271.742.062,79
(2) Índice de aproveitamento integral	3.775.481,62
(3) Obrigações especiais bruta	70.121.620,77
(4) Bens totalmente depreciados	35.012.724,10
(5) Base de remuneração bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	162.832.236,30
(6) Depreciação acumulada	127.300.204,49
(7) AIS líquido (valor de mercado em uso)	144.441.858,30
(8) Índice de aproveitamento depreciado	2.983.657,57
(9) Valor da base de remuneração (VBR)	141.458.200,73
(10) Almoxarifado em operação	476.034,56
(11) Ativo diferido	-
(12) Obrigações especiais líquida	60.155.286,41
(13) Terrenos e servidões	2.381.808,42
(14) Base de remuneração líquida total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	84.160.757,30
(15) Saldo RGR PLPT	1.549.216,15
(16) Saldo RGR demais investimentos	545.957,83
(17) Taxa de depreciação	3,88%
(18) Quota de reintegração regulatória = (5) * (17)	6.317.890,77
(19) WACC real antes de impostos	11,36%
(20) Taxa RGR PLPT	1,35%
(21) Taxa RGR demais investimentos	3,62%
(22) Remuneração do capital = (15)*(20)+(16)*(21)+[(14)-(15)-(16)]*(19)	9.363.328,36

III.1.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS — CAIMI

67. 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.

(Fls. 17 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

68. 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:

$$BAR = 4,4956 \cdot (AIS - IA)^{-0,21+1} \cdot (IGPM_1/IGPM_0)^{0,21} \quad (19)$$

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 no 3CRTP;

IA: índice de aproveitamento sobre o AIS aprovado no 3CRTP;

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

IGPM₀: valor do índice IGP-M em 1/1/2011.

69. Uma vez definida a base de anuidade regulatória, para o cálculo da anuidade é necessário segregar em três 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 (BAR _L)	25%
Veículos (BAR _V)	25%
Sistemas (BAR _I)	50%

70. Uma vez segregado, as anuidades são dadas por:

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (20)$$

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.

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

$$CA(L/V/I) = BAR_{L/V/I} \cdot \left(\frac{1}{VU_{L/V/I}} + \frac{r_{WACC\text{pré}}}{2} \right) \quad (21)$$

onde:

CA(L/V/I): custo anual de: L: aluguéis / V: veículos / I: sistemas de informática;

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

VU_{L/V/I}: vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico — MCPSE: L: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de

(Fls. 18 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Cadastro) “Edificação — outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: referente ao TUC “Equipamento Geral de Informática”.

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

Tabela 9 — Custo anual das instalações móveis e imóveis — CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de anuidade regulatória (BAR)	20.741.488,18
(2) Base de anuidade - infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	5.185.372,05
(3) Base de anuidade - veículos (BARV)	5.185.372,05
(4) Base de anuidade - sistemas de informática (BARI)	10.370.744,09
(5) Anuidade - infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	480.384,76
(6) Anuidade - veículos (CAV)	1.035.296,57
(7) Anuidade - sistemas de informática (CAI)	2.545.802,43
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	4.061.483,76

III.1.5 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS

73. Conforme previsto na Resolução Normativa n.º 234, de 31 de outubro de 2006, foi definido no 2CRTP mecanismo destinado a comparar os investimentos previstos no cálculo do fator X com os efetivamente realizados pelas distribuidoras.

74. No 3CRTP, quando da revisão tarifária de cada concessionária, são levantados os investimentos efetivamente realizados pela distribuidora entre o 2CRTP e o 3CRTP, calculados com base nos registros contábeis da distribuidora, deflacionados pelo IGP-M, mês a mês, para a data-base da revisão tarifária anterior.

75. Caso os investimentos efetivamente realizados sejam inferiores àqueles considerados no cálculo do fator X do 2CRTP, esse item é recalculado, com a substituição dos valores de investimento previstos pelos investimentos realizados, mantendo-se inalterados os demais parâmetros.

76. O recálculo do fator X, de acordo com as condições anteriores, resulta em um diferencial de X (ΔX):

$$\Delta X = X_1 - X_0 \quad (22)$$

onde:

X_0 : X definido na revisão anterior (2CRTP); e

X_1 : X recalculado.

77. O ΔX é aplicado como redutor da parcela B calculada na revisão tarifária do 3CRTP, da seguinte forma:

$$VPB' = VPB \cdot (1 - m \cdot \Delta X) \quad (23)$$

onde:

VPB' : valor final da parcela B no 3CRTP;

(Fls. 19 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

*VPB: total da parcela B calculada no 3CRTP; e
m: multiplicador.*

78. O valor do multiplicador (m) é de: 1,13 para concessionárias que têm revisões tarifárias a cada 3 anos; 1,76 para revisões a cada 4 anos; e 2,43 para 5 anos.

79. Na revisão tarifária da EEB o valor de $(1 - m \cdot \Delta X)$ resultou em **0,9955**.

III.1.6 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO

80. Ao valor final da parcela B é aplicado um índice de ajuste de mercado, denominado de fator de ajuste de mercado, de forma a considerar 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.

81. 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 será 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 as revisões tarifárias do 2CRTP e do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$P_m(i) = 1,11\% + 0,313 \times (VarMWh(i) - 4,25\%) - 0,260 \times (VarUC(i) - 3,58\%) \quad (24)$$

onde:

$P_m(i)$: fator de ajuste de mercado da concessionária i ;

$VarMWh(i)$: variação anual média de mercado da concessionária i , entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP; e

$VarUC(i)$: variação anual média do número de unidades consumidoras da concessionária i entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP.

82. A tabela a seguir resume o cálculo da parcela B ajustada da revisão tarifária da EEB.

Tabela 10 — Cálculo da parcela B ajustada

PARCELA B	
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 39.612.418,94
Custos operacionais (CO3)	R\$ 38.321.506,68
Receitas irrecuperáveis - encargos setoriais (Vi)	R\$ 42.104,47
Demais receitas irrecuperáveis (Vse)	R\$ 1.248.807,80
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 19.742.702,89
Remuneração do capital (RC)	R\$ 9.363.328,36
Quota de reintegração regulatória (QRR)	R\$ 6.317.890,77
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 4.061.483,76
Parcela B (VPB)	R\$ 59.355.121,83
Ajuste em função dos investimentos realizados	R\$ (268.244,72)
Diferencial de X (ΔX)	0,26%
Multiplicador (m)	1,76
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	R\$ 59.086.877,11
Índice de produtividade da parcela B	1,11%
Parcela B com ajuste de mercado	R\$ 58.429.887,83

(Fls. 20 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

III.2 OUTRAS RECEITAS

83. As outras receitas podem ser classificadas em duas categorias, conforme sua natureza: em “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica” e “receitas de outras atividades empresariais”.

84. As **receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica** são adicionais ao fornecimento de energia, mas ainda fazem parte da essência da concessão de distribuição de energia elétrica, para as quais as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço regulado. Encontram-se nessa categoria as receitas obtidas com encargos de conexão e serviços cobráveis.

85. As **receitas de outras atividades empresariais** são todas e quaisquer atividades desenvolvidas pela própria concessionária e que não estão diretamente relacionadas à atividade fim da concessão. Subdividem-se em dois subgrupos:

- a) **Atividades complementares:** são aquelas cujas despesas não são claramente identificadas e já estão cobertas pela receita advinda da atividade regulada. Enquadram-se nesse subgrupo os contratos de compartilhamento de infraestrutura e sistemas de comunicação — PLC.
- b) **Atividades atípicas:** são aquelas às quais se impõem critérios de administração e gestão que permitam total distinção de contabilização dos custos e resultados. Destacam-se nessa categoria receitas advindas da prestação de serviços a terceiros (operação e manutenção, consultoria, comunicação e engenharia) e cobrança pela arrecadação de convênios nas faturas de energia.

86. 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 11 — Outras receitas

Descrição	Receita Bruta	ICMS / PIS / COFINS / ISS	Receita Líquida	Despesa	IRPJ/CSLL	Lucro Líquido	Outras Receitas
Serviços cobráveis	436.917	20.928	415.989	-	141.436	274.553	274.553
Encargos de conexão	-	-	-	-	-	-	-
Compartilhamento de infraestrutura	786.485	37.672	748.813	599.050	50.919	98.843	648.472
Sistemas de comunicação (PLC)	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de consultoria	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de O&M	2.147	103	2.044	1.635	139	270	135
Serviços de comunicação	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de engenharia	-	-	-	-	-	-	-
Convênios	185.105	8.866	176.239	35.248	47.937	93.054	46.527
Total	1.410.653	67.569	1.343.084	635.933	240.431	466.720	969.686

III.3 PARCELA A

87. 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.

(Fls. 21 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

III.3.1 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA — CE

III.3.1.1 TIPOS DE CONTRATOS E REGRAS DE PRECIFICAÇÃO

88. A Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, ao dispor sobre a comercialização de energia elétrica, 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.

89. O modelo instituído pela Lei n.º 10.848/2004 estabelece dois ambientes em que as contratações devem ser feitas: ambiente de contratação regulada — ACR e ambiente de contratação livre — ACL, devendo as concessionárias de distribuição de energia elétrica garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada (no ACR).

90. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no ACR, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos art. 14 e 15 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa n.º 206, de 22 de dezembro de 2005.

91. Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- Contratos bilaterais — CB — são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei n.º 10.848/2004. As contratações de energia de geração distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei n.º 10.848/2004 também são classificadas como contratos bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor a 500 GWh/ano. A Resolução Normativa n.º 167, de 10 de outubro de 2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de geração distribuída.
- Contratos de leilões — CL — são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto n.º 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica — CCEE).
- Contratos de Itaipu — IT — referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa n.º 218, de 11 de abril de 2006.
- CCEAR — são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto n.º 5.163/2004.

(Fls. 22 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

92. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na revisão tarifária seguirá, conforme o contrato de concessão, os seguintes critérios:

(i) Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei n.º 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data da revisão tarifária será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;

(ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto n.º 5.163/2004, autorizados pela ANEEL até a data da revisão tarifária, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes, aplicado ao montante de energia elétrica comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior.

III.3.1.2 ENERGIA REQUERIDA

93. 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.

94. 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.

95. 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.

96. As perdas na rede básica são calculadas com base no percentual médio de perdas no segmento de “consumo”, informado pela CCEE, apurada nos 12 (doze) meses anteriores à data da revisão tarifária.

97. 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.

(Fls. 23 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

98. 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.

99. A abordagem adotada pela ANEEL para a definição dos limites de perdas não técnicas é o da comparação do desempenho de distribuidoras que atuem em áreas de concessão semelhantes. Tal 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.

100. 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 tabela a seguir sintetiza o cálculo das perdas não técnicas.

Tabela 12 — Perdas regulatórias

1 - Cálculo do ponto de partida (revisão tarifária)					
Descrição	Perdas não técnicas (% BT)				
1. Meta 2.º ciclo	0,00%				
2. Mínimo histórico	0,00%				
3. Ajuste UC sem medição	0,18%				
4. Ponto de partida [mínimo (1 e 2) - 3]	0,00%				
2 - Cálculo da meta (final do período tarifário)					
Descrição	Modelo A	Modelo B	Modelo C		
Empresa <i>benchmark</i>	COCEL	COCEL	COCEL		
5. PNT/BT <i>benchmark</i>	0,00%	0,00%	0,00%		
6. PNT/BT EEB	3,50%	3,50%	3,50%		
7. Probabilidade de comparação	99,45%	99,30%	99,50%		
8. PNT/BT meta baseada em cada <i>benchmark</i> [7 x 5 + (1 - 7) x 6]	0,02%	0,02%	0,02%		
9. PNT/BT meta média dos <i>benchmarks</i> (medido) [média(8)]	0,02%				
10. PNT/BT diferença entre medido e faturado da EEB	2,27%				
11. PNT/BT meta média dos <i>benchmarks</i> (ajustado faturamento) [9 - 10]	0,00%				
12. PNT/BT ponto de partida (faturado)	0,00%				
PNT/BT meta [mínimo (11 e 12)]	0,00%				
Descrição	Ponto de partida	2012	2013	2014	2015
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Velocidade de redução (a.a.)	0,00%	0,18%	0,00%	0,00%	0,00%
Limite de redução (a.a)	0,00%	NSA	NSA	NSA	NSA
Referencial regulatório PNT/BT	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Referencial regulatório PT/Einj	4,91%	4,91%	4,91%	4,91%	4,91%

101. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no 2CRTPT e o mínimo histórico alcançado pela distribuidora. 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. O

(Fls. 24 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

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.

102. Finalmente, a energia vendida representa toda energia faturada pela concessionária de seu mercado cativo, consumo próprio e energia suprida a outras distribuidoras. A tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.

Tabela 13 — Energia requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na rede básica	16.508
Perdas na distribuição	52.626
Perdas técnicas	52.626
Perdas não técnicas	-
Energia vendida	679.368
Energia requerida	748.502

III.3.1.3 VALORAÇÃO DA COMPRA DE ENERGIA

103. 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.

104. 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 é igual ao somatório de geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do PROINFA. A tabela a seguir resume o custo com compra de energia.

(Fls. 25 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Tabela 14 — Custo com compra de energia

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
4. ENERGIA CONTRATADA	111.255.876,97	141,82	803.118
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	0,06	83,04	0
1º Existente 2006-08	4.747.635,82	97,21	48.837
1º Existente 2007-08	5.796.294,30	108,95	53.200
2º Existente 2008-08	1.030.672,46	116,90	8.817
5º Existente 2007-08	86.204,76	138,73	621
MCSD 1º Existente 2005-08	42.532,38	82,97	513
MCSD 1º Existente 2006-08	88.731,92	96,40	920
MCSD 1º Existente 2007-08	13.763,92	108,87	126
MCSD 2º Existente 2008-08	39.611,02	112,21	353
MCSD 5º Existente 2007-08	270,72	138,62	2
1º Nova A-4 2009-15 T	1.505.134,15	193,60	7.774
1º Nova A-4 2009-30 H	95.115,97	156,12	609
1º Nova A-5 2010-15 T	3.798.258,70	187,16	20.294
1º Nova A-5 2010-30 H	3.289.311,25	157,16	20.930
2º Nova A-3 2009-15 T	1.232.471,57	187,28	6.581
2º Nova A-3 2009-30 H	2.185.305,84	170,56	12.813
4º Nova A-3 2010-15 T	732.708,37	214,00	3.424
6º Nova A-3 2011-15 T	19.001.767,87	195,37	97.260
7º Nova A-5 2013-15 T	8.260.810,06	229,10	36.058
7º Nova A-5 2013-30 H	174.006,58	119,81	1.452
Madeira Jirau	495.979,52	87,96	5.639
CONTRATOS BILATERAIS			
Lajeado	29.815.261,96	148,62	200.616
Rosal	8.782.975,71	165,69	53.008
ITAIPU	20.041.052,04	97,94	204.625
PROINFA	-	-	18.645
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
5. Sobra (+) / Exposição (-)	8.808.992,15	161,29	54.616
6. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA	102.446.884,82	136,87	748.502

III.3.2 CUSTOS COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU TRANSMISSÃO — CT

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

(Fls. 26 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Tabela 15 — Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão — CT

Descrição	Valor (R\$)
Transporte de Itaipu	1.763.239
Rede básica contratos iniciais	-
Rede básica	11.573.794
Rede básica fronteira	8.748.726
Rede básica ONS (A2)	-
Rede básica export. (A2)	-
MUST Itaipu	1.535.158
Conexão	533.394
Uso do sistema de distribuição	15.251.508
Total	39.405.820

106. 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 Operador Nacional do Sistema Elétrico — 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 TUST_{RB}, relativa ao uso de instalações da rede básica, e TUST_{FR}, 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.

107. 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.

108. 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.

109. 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.

III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS

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 eles não representam ganhos de receita para a concessionária, que recolhe os

(Fls. 27 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

valores e os repassa aos gestores dos recursos. Os valores dos encargos setoriais considerados nesta revisão tarifária estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 16 — Encargos setoriais

Descrição	Valor (R\$)
Reserva global de reversão – RGR	2.464.893
Conta de consumo de combustíveis – CCC	7.827.290
Taxa de fisc. de serviços de energia elétrica – TFSEE	581.537
Conta de desenvolvimento energético – CDE	11.080.414
Compensação financeira – CFURH	-
ESS / EER	4.238.542
PROINFA	5.758.514
P&D, efic. energ. e ressarc. ICMS sist. isol.	2.505.748
ONS	18.869
Total de encargos tarifários	34.475.807

111. A **reserva global de reversão — RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução n.º 23/1999, são definidas com base em 2,5% do investimento *pro rata tempore*, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

112. A **conta de consumo de combustíveis fósseis — CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis — PAC, elaborado pela ELETROBRAS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

113. A **conta de desenvolvimento energético — CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. 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 IPCA. As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano 1 a agosto/ano 2, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

114. 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

(Fls. 28 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

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.

115. A **taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica — TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto n.º 2.410/1997. 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.

116. 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 ELETROBRAS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto n.º 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 n.º 127/2004.

117. 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 MVar, 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.

118. 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 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.

119. 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 n.º 316/2008.

120. 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 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.

(Fls. 29 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

III.4 RECEITA VERIFICADA

121. A **receita verificada** é a receita anual de fornecimento, de suprimento, de consumo de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o mercado de referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

122. O **mercado de referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no período de referência⁵ a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

123. Vale ressaltar que a partir da revisão do 3CRTP, diferente do procedimento adotado até então, as tarifas utilizadas consideram os descontos aplicáveis, decorrentes de subsídios concedidos a determinadas classes de consumo. Dessa forma, os subsídios tarifários passam a ser compensados na própria estrutura tarifária, não sendo mais cabível considerar como componente financeiro a previsão de subsídio para os próximos doze meses. A tabela a seguir resume o cálculo da receita verificada.

Tabela 17 — Receita verificada

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	RECEITA (R\$)
FORNECIMENTO	679.368	202.893.569,37
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	3.216	523.804
A3 (69 kV)	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	5.611	1.624.514
A4 (2,3 kV a 25 kV)	266.757	73.398.844
AS	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	403.784	127.346.407
SUPRIMENTO	-	-
CONSUMIDORES LIVRES A1	-	-
CONSUMIDORES LIVRES (demais)	339.391	25.382.402
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	-	-
CONSUMIDOR GERADOR	-	-
CDE Baixa Renda	-	167.189,47
TOTAL	1.018.759	228.443.161

124. As informações de mercado estão contidas no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica da ANEEL — SAMP. Complementarmente, no 3CRTP, está sendo solicitado das distribuidoras o sistema de faturamento aberto por Unidade Consumidora. O cruzamento entre os dados contidos no SAMP e aqueles retirados do sistema de faturamento da distribuidora não resultou em diferença significativa.

III.5 FATOR X

125. 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

⁵ O período de referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da revisão tarifária periódica.

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

(Fls. 30 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

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.

126. 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.

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

$$\text{Fator } X = Pd + Q + T \quad (25)$$

onde:

Pd: ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q: qualidade do serviço; e

T: trajetória de custos operacionais.

128. 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 revisão tarifária do 3CRTP, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

III.5.1 COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO — *Pd*

129. O **componente *Pd*** do fator X contempla os ganhos de produtividade potenciais associados à distribuição de energia elétrica e foi estimado a partir da relação entre o crescimento do mercado faturado e dos custos operacionais e de capital associados à atividade de distribuição de energia elétrica.

130. 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 as revisões tarifárias do 2CRTP e do 3CRTP, conforme equação a seguir:

$$Pd(i) = PTF + 0,313 \times (VarMWh(i) - VarMedMWh) - 0,260 \times (VarUC(i) - VarMedUC) \quad (26)$$

Onde:

PTF: produtividade média do setor de distribuição, de 1,11% a.a.;

VarMWh(i): variação anual média de mercado da concessionária *i*, entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP;

VarMedMWh: variação anual média de mercado de todas as distribuidoras no período considerado nas simulações para o 3CRTP, de 4,25% a.a.;

VarUC(i): variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas da concessionária *i*, entre as revisões tarifárias do 2CRTP e 3CRTP; e

VarMedUC: variação anual média do número de unidades consumidoras faturadas de todas as distribuidoras no período considerado nas simulações para o 3CRTP, de 3,58% a.a..

131. O valor do componente *Pd* a ser considerado nos reajustes subsequentes da EEB é de **1,11%**.

(Fls. 31 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

III.5.2 TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA OS CUSTOS OPERACIONAIS — T

132. O **componente T** do fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do componente T, são descritos na seção III.1.1 da presente nota técnica. O valor do componente T a ser considerado nos reajustes subsequentes da EEB, calculado conforme equação (10), é de **0,00%**.

III.5.3 COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO — Q

133. 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.

134. 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.

135. O valor do componente Q dependerá do desempenho relativo das distribuidoras. Para definição do **indicador de qualidade do serviço** de cada distribuidora, serão comparados, a cada ano civil, os indicadores apurados DEC e FEC, contra os limites definidos pela ANEEL, conforme a seguinte equação:

$$Ind. Qual(i) = \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{DEC_{apurado}(i)}{DEC_{limite}(i)} + \frac{FEC_{apurado}(i)}{FEC_{limite}(i)} \right) \quad (27)$$

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.

136. Para efeito de comparação do desempenho relativo, as distribuidoras serão 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.

137. Uma vez definidos os indicadores de qualidade do serviço de cada concessionária, serão 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 serão aquelas cujo indicador superar o terceiro quartil. Os quartis serão calculados assim que as apurações de DEC e FEC das distribuidoras estiverem disponíveis.

138. O componente Q será especificado em cada reajuste tarifário de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em

(Fls. 32 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado, conforme tabela a seguir.

Tabela 18 — 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%

139. A variação anual dos indicadores DEC e FEC será calculada conforme a equação a seguir, e considerará os indicadores expurgando interrupções decorrentes de causas externas ao sistema de distribuição da concessionária.

$$VarDEC_I/FEC_I(i) = \frac{1}{2} \left[\left(\frac{DEC_{I(t)}(i)}{DEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) + \left(\frac{FEC_{I(t)}(i)}{FEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) \right] \quad (28)$$

onde:

VarDEC/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_{ip} 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_{ip} e FEC_{ind} definidos no PRODIST; e

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

140. O componente Q será aplicado a partir dos reajustes tarifários do ano de 2013.

III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

141. 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.

(Fls. 33 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

142. Os componentes financeiros considerados no presente processo tarifário são os seguintes:

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 n.º 25, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministérios de Minas e Energia e da Fazenda. Os valores da CVA em processamento foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF. Com relação aos valores da CVA de energia comprada — CVA_{EC} informados pela SFF, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, obedecida à ordem de corte prevista na Resolução Normativa n.º 255, de 6 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa n.º 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório. Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVA_{EC} fiscalizada pela SFF foram: (i) a inclusão das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh), de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que a energia do PROINFA (MWh) é parte integrante do balanço energético da Concessionária e compõe o cálculo da tarifa média da compra de energia apurada nos reajustes tarifários; (ii) consideração das tarifas validadas pela Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado — SEM em relação aos contratos bilaterais; (iii) estabelecimento do limite de repasse tarifário na compra de energia de usinas hidráulicas em atraso, conforme previsto na REN n.º 165/2005. A tabela a seguir apresenta os valores da CVA em processamento.

Tabela 19 — Valores apurados das CVA

DESCRIÇÃO CVA	Delta	30.º dia anterior	5.º dia útil anterior	12 meses subsequentes
CVA_{CCC}	(0,00)	(0,00)	(0,00)	(0,00)
CVA_{CDE}	95.591,03	104.504,65	105.089,07	109.947,41
CVA_{RB}	1.157.387,50	1.208.932,17	1.215.692,93	1.271.895,21
CVA_{EC}	(4.150.840,90)	(4.350.458,29)	(4.374.787,56)	(4.577.036,86)
CVA_{IT}	96.918,38	101.414,91	101.982,05	106.696,75
$CVA_{PROINFA}$	0,01	0,01	0,01	0,01
CVA_{ESS}	(542.193,06)	(536.869,76)	(539.872,12)	(564.830,77)
CVA TOTAL	(3.343.137,06)	(3.472.476,33)	(3.491.895,62)	(3.653.328,24)

ii) **Saldo a compensar da CVA do ano anterior.** Conforme previsto no § 4.º do art. 3.º da Portaria Interministerial MF/MME n.º 25/2002, deve ser verificado se o saldo da CVA em processamento considerado no processo tarifário anterior foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica considerado naquela oportunidade e o mercado efetivamente realizado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros do SELIC verificada. Apurou-se um saldo a compensar da CVA do ano anterior de **R\$ 6.234,67** ;

iii) **Neutralidade dos encargos setoriais.** Em conformidade com a redação dada à subcláusula décima oitava da cláusula sétima do contrato de concessão, deve-se proceder 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 taxa do SELIC para maio de 2011 totalizou o valor de **R\$ (1.644.966,98)**;

(Fls. 34 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

iv) **Repassse de sobrecontratação de energia.** O art. 38 do Decreto n.º 5.163/2004 determina que, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus art. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Assim, em conformidade com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas n.º 255/2007, e n.º 305/2008, foi contemplado no atual processo tarifário o valor de **R\$ 1.400.571,37**, a título de sobrecontratação de energia, calculado com base nos dados fornecidos pela CCEE referentes ao ano civil de 2011. Também há previsão a considerar para os próximos doze meses no valor de **R\$ 761.885,96**. Por fim, foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, já atualizada pela variação do IPCA, no valor de **R\$ (788.816,87)**.

v) **Exposição a diferenças de preços entre submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2.º e 3.º, 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 CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida de **R\$ (54.775,18)**, já atualizada pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2011.

vi) **Parcela de ajuste da rede básica fronteira.** Está sendo considerada a parcela de ajuste da rede básica fronteira — PAF, informada pela SRT, no valor de **R\$ 3.396,17**. O valor da PAF deverá ser considerado no cálculo da tarifa média da rede básica, para fins de apuração da CVA de rede básica no próximo reajuste tarifário.

vii) **Ajuste financeiro referente à concatenação dos CUSD.** Devido à diferença entre as datas de reajuste da EEB e da CEMIG, bem como à aplicação de PIS e COFINS às tarifas definidas na resolução homologatória das tarifas da CEMIG, calculou-se um ajuste financeiro para concatenação dos custos de uso dos sistemas de distribuição dessas concessionárias pela EEB, cumprindo a determinação do art. 7.º, V da Portaria Interministerial MF/MME n.º 25/2002. Esse ajuste, atualizado pelo IGP-M, totalizou **R\$ 972.634,13**.

viii) **Subsídio na TUSD a consumidores livres de fontes incentivadas.** Conforme previsto no art. 7.º da REN 77/2004, foram considerados os valores relativos à perda de receita de distribuição decorrentes dos descontos concedidos na tarifa de uso do sistema de distribuição — TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidroelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e aos geradores com potência instalada menor ou igual a 30 MW (PCH e fontes incentivadas), destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada e adquirida pelos consumidores livres. Foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF (para consumidores livres), referentes aos meses de competência de março de 2010 a fevereiro de 2011, resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGP-M, no total de **R\$ 2.376.822,01**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGP-M, de **R\$ (916.582,38)**. A partir da revisão tarifária do 3CRTP, os subsídios tarifários passam a ser compensados na própria estrutura tarifária, não sendo mais cabível considerar como componente financeiro a previsão de subsídio para os próximos doze meses.

(Fls. 35 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

ix) **Subsídio à subclasse baixa renda.** Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa n.º 472/2012, que estabeleceu nova metodologia de apuração e custeio da diferença mensal de receita — DMR das concessionárias e permissionárias de distribuição, decorrente da aplicação da tarifa social de energia elétrica — TSEE aos consumidores integrantes das subclasses residenciais baixa renda, e considerando que, conforme consta do anexo III da referida REN, a EEB pertence ao grupo B, correspondente às distribuidoras classificadas no *ranking* de tarifas B1-Residencial nas posições de 46.^a a 90.^a maior, foram contempladas, neste processo de revisão 2012 da EEB, de acordo com o art. 8.º da REN 472/2012, as alterações na estrutura tarifária de forma a garantir o repasse para as tarifas do percentual de 0,5% da receita econômica. Também foi considerado na revisão da EEB, conforme previsto no art. 11 da REN 472/2012, o ajuste compensatório correspondente à reversão da previsão do subsídio à subclasse baixa renda concedida no ano anterior, no valor negativo atualizado de **R\$ (863.678,96)**, e sua substituição pelos valores, fiscalizados pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade — SRC, de **R\$ 1.079.996,78**, aí já deduzida a subvenção econômica da CDE repassada à Concessionária pela ELETROBRAS. Desse modo, o valor final positivo do ajuste compensatório deverá ser custeado integralmente com recursos da CDE, em duodécimos mensais, a ser repassados pela ELETROBRAS até o dia 10 de cada mês subsequente a este processo tarifário, conforme estabelecido no § 3.º do citado art. 11 da REN 472/2012. A partir da revisão tarifária do 3CRTP os subsídios tarifários passam a ser compensados na própria estrutura tarifária, não sendo mais cabível considerar como componente financeiro a previsão de subsídio para os próximos doze meses. Cabe esclarecer ainda que, conforme estabelecido na REN n.º 472/2012, a DMR da EEB, decorrente da aplicação da TSEE aos consumidores integrantes da subclasse de baixa renda, no período de maio de 2012 a abril de 2013, será custeada com recursos da CDE no que exceder o valor mensal de R\$ 13.932,46, que corresponde ao duodécimo do montante anual equivalente a 0,5% (meio por cento) da receita econômica apurada no atual processo de reajuste tarifário da Distribuidora.

x) **Garantias financeiras para participação em leilões de energia.** São os custos com garantias financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto n.º 5.163/2004, ou seja, não devem ser reconhecidos eventuais custos incorridos com a constituição das garantias financeiras para participação dos leilões, as quais, embora exigidas no edital, não estão previstas nos contratos de compra e venda de energia e são liberadas após o encerramento dos respectivos leilões. Também vale lembrar que, conforme consta do art. 12 do Decreto n.º 5.177/2004, é vedado o repasse tarifário de despesas ou ressarcimento de custos decorrentes da realização dos leilões de energia. Sendo assim, foram reconhecidos no atual cálculo tarifário os pagamentos efetuados, devidamente fiscalizados e validados pela SFF, totalizando o valor já atualizado pelo IGP-M de **R\$ 284.023,36**.

xi) **Passivo do Programa Luz Para Todos.** Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa n.º 294, de 11 de dezembro de 2007, que estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos — PLPT, e após as análises cabíveis das informações fornecidas pela concessionária e pela ELETROBRAS, a SRE apurou o déficit acumulado desde a última revisão tarifária da Distribuidora e considerou um componente financeiro, devidamente atualizado, no valor de **R\$ (117.227,06)**, aí já deduzidos os valores concedidos nos reajustes de 2009, 2010 e 2011 corrigidos pela variação do IGP-M. Cabe ressaltar que nos reajustes tarifários posteriores à revisão tarifária do 3CRTP o déficit decorrente da implementação do PLPT não será mais considerado como componente financeiro, dado que a sistemática de cálculo do fator X já considerou a perda de produtividade relativa à implementação do mesmo.

(Fls. 36 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

xii) 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, foi incluído, nesse cálculo, o valor de **R\$ 547.802,46** pleiteado pela Empresa referente aos custos de implementação do MCPSE, valor esse a ser fiscalizado e auditado para efetiva consideração no resultado final da revisão tarifária.

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 20 — Componentes financeiros

Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ (3.653.328,24)	-1,53%
Neutralidade - Total	R\$ (1.644.966,98)	-0,69%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 6.234,67	0,00%
Subsídio, reversão e previsão consumidor livre de fonte inc. - Res. 77/2004	R\$ 1.460.239,63	0,61%
Repasse da sobrecontratação de energia REN 255/2007	R\$ 1.400.571,37	0,59%
Parcela de ajuste RB fronteira	R\$ 3.396,17	0,00%
Exposição CCEAR diferença entre submercados	R\$ (54.775,18)	-0,02%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 284.023,36	0,12%
Reversão ano anterior da previsão da sobrecontratação de energia	R\$ (788.816,87)	-0,33%
Ajuste financeiro ref. concatenação dos CUSD	R\$ 972.634,13	0,41%
Déficit - Programa Luz Para Todos	R\$ (117.227,06)	-0,05%
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	R\$ 547.802,46	0,23%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 761.885,96	0,32%
Total geral	R\$ (822.326,57)	-0,34%

III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA

144. Aplicando-se as metodologias definidas no módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a revisão tarifária da EEB é sintetizada na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens da receita requerida da Concessionária, as outras receitas, os componentes financeiros e a receita verificada. A tabela apresenta também o quanto cada item de receita contribuir para o reposicionamento tarifário apresentado.

(Fls. 37 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Tabela 21 — Resumo da revisão tarifária

Descrição	Revisão (R\$ mil)	Impacto na Revisão Tarifária	Part Receita (%)
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	176.329	5,62%	75,42%
1.1 Encargos Setoriais	34.476	-2,31%	14,75%
RGR	2.465	-0,12%	1,05%
CCC	7.827	-3,08%	3,35%
CFURH	0	0,00%	0,00%
TFSEE	582	0,03%	0,25%
CDE	11.080	0,52%	4,74%
PROINFA	5.759	0,52%	2,46%
P&D (Eficiência Energética)	2.506	-0,05%	1,07%
O N S	19	0,00%	0,01%
ESS	4.239	-0,12%	1,81%
1.2 Transmissão	39.406	0,96%	16,86%
Rede Básica	11.574	0,58%	4,95%
Rede Básica Fronteira	8.749	-0,27%	3,74%
Itaipu	3.298	0,41%	1,41%
Conexão	533	0,00%	0,23%
CUSD	15.252	0,24%	6,52%
Outros	0	0,00%	0,00%
1.3 Compra energia	102.447	6,97%	43,82%
CCEAR Existente	9.863	-2,28%	4,22%
CCEAR Nova	33.945	8,00%	14,52%
Contratos Bilaterais	38.598	0,33%	16,51%
Itaipu	20.041	0,91%	8,57%
Geração Própria	0	0,00%	0,00%
Outros	0	0,00%	0,00%
2. PARCELA B (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5)	57.460	-3,28%	24,58%
2.1 Custos Operacionais	41.722	0,97%	17,85%
2.2 Remuneração	9.217	-2,97%	3,94%
2.3 Depreciação	6.219	-0,97%	2,66%
2.4 Receitas Irrecuperáveis	1.271	-0,17%	0,54%
2.5 Outras Receitas	-970	-0,15%	-0,41%
3. Reposicionamento Econômico		2,34%	
4. Componentes Financeiros	-822	-0,34%	
5. Reposicionamento com Financeiros		2,00%	
6. Financeiros Retirados do IRT anterior		1,26%	
7. Efeito médio p/ consumidor		0,74%	
8. Receita Verificada	228.443		

IV. CONCLUSÃO

145. Aplicando-se as metodologias definidas no módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, o efeito médio para o consumidor decorrente da revisão tarifária da EEB será de **0,74%**. O efeito por modalidade/classe tarifária pode ser observado na tabela a seguir.

(Fls. 38 da Nota Técnica n.º 115/2012-SRE/ANEEL, de 3/5/2012).

Tabela 22 — Impacto tarifário ao consumidor

Efeito médio a ser percebido pelos consumidores	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A2	-18,96%
A3a	-3,63%
A4	-3,60%
B1	5,06%
B2	9,80%
B3	9,01%
B4	9,01%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	-6,90%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	6,74%
Efeito médio geral	0,74%

DANIEL KLUG NOGUEIRA
Especialista em Regulação — SRE

MÁRCIO ANDREY ROSELLI
Especialista em Regulação — SRE

De acordo.

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica