



**SUPERINTENDÊNCIA DE  
REGULAÇÃO ECONÔMICA**

**Nota Técnica Complementar nº  
485/2013-SRE/ANEEL  
Brasília, 05 de Novembro de 2013**

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

.....  
**Light Serviços de Eletricidade S/A. -  
LIGHT  
CICLO 2011 - 2014**

**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.....	2
III. ANÁLISE.....	3
III.1 PARCELA B.....	5
III.1.1 CUSTOS OPERACIONAIS.....	5
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.....	17
III.1.5 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS.....	19
III.1.6 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO.....	19
III.2 OUTRAS RECEITAS.....	20
III.3 PARCELA A.....	21
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.....	30
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	33
III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA.....	38
IV. CONCLUSÃO.....	39

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

## **Nota Técnica nº 485 /2013–SRE/ANEEL**

Em 05 de novembro de 2013.

Processo n.º 48500.000237/2013-17

**Assunto: Revisão tarifária da Light Serviços de Eletricidade S/A. - LIGHT relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica.**

### **I. OBJETIVO**

Detalhar os cálculos resultantes da decisão da diretoria colegiada na 42ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria, de 05 de novembro de 2013.

### **II. DOS FATOS**

2. O Contrato de Concessão nº 01/1996, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da LIGHT, define a data de 07/11/2013 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

3. 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 457/2011 e 464/2011.

4. Por meio do Ofício nº 062/2013-SRE/ANEEL, de 02/05/2013, foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pelo Ofício FR-001/13 de 17/06/2013, complementadas pelo Ofício FRS-107/13 DE 24/06/2013 e pelo Ofício FR-002/2013 de 28/06/2013.

5. No dia 16/07/2013 a proposta preliminar da revisão tarifária foi encaminhada à LIGHT e ao Conselho de Consumidores da LIGHT. No dia 22/07 foram feitas contribuições à proposta preliminar, tendo sido avaliadas e, quando pertinente, incorporadas à proposta descrita nesta Nota Técnica.

6. Em 06/08/2013 a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a AP 89/2013 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu até 19 de setembro.

(Fls. 3 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

7. No dia 09/10/2013, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP 89/2013, foi encaminhada à LIGHT e ao Conselho de Consumidores para suas considerações finais, que foram feitas no dia 21/10/2013 e 17/10/2013, respectivamente, e, quando pertinente, incorporadas à presente proposta.

8. No dia 01/11/2013, foi emitida a Nota Técnica nº484/2013- SRE/ANEEL , que consolida a proposta da área técnica para a revisão tarifária da Light.

9. No dia 05/11/2013, sob decisão do diretoria colegiada, procedeu-se o cálculo da revisão tarifária da Light de modo a contemplar a flexibilização do ponto de partida das perdas não técnicas regulatórias.

### III. ANÁLISE

10. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores da LIGHT em razão da revisão tarifária é de 3,65%. O reposicionamento tarifário calculado foi de 2,46%. Ao reposicionamento tarifário foram adicionados os componentes financeiros<sup>1</sup>, que correspondem 3,48%. Finalmente, foram subtraídos os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, correspondentes a 2,29% da receita. Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelos consumidores: [2,46% +3,48% -2,29% = 3,65%].

11. A tabela a seguir sintetiza o efeito médio por Subgrupo/Classe tarifária:

**Tabela 1 – Efeito médio por Subgrupo Tarifário**

Subgrupo / Classe	Efeito Médio
AT - Alta Tensão ( > 2,3kV )	-1,01%
BT - Baixa Tensão ( < 2,3kV )	6,20%
<b>Efeito tarifário médio AT+BT</b>	<b>3,65%</b>

12. O reposicionamento tarifário proposto para a revisão tarifária da LIGHT é de 2,46% 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.

<sup>1</sup> 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 nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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 Referência<sup>2</sup> 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;

*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.

---

<sup>2</sup> O Período de Referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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. Na Parcela B estão os principais mecanismos de incentivo à eficiência considerados no processo de revisão tarifária.

### 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;

CO<sub>3</sub>: Custos Operacionais relativos ao 3CRTP; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

20. O Custo Anual dos Ativos (CAA), por sua vez, é dado pela soma dos componentes abaixo:

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

onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

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

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação); e

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

#### 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.

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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.

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

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;

$\Delta P$ : variação total do produto; e

$n$ : número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP<sup>3</sup>.

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

---

<sup>3</sup> 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. 7 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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 dos Custos Anuais dos Ativos;
- 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 ( $\Delta P$ ) 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:

$\Delta P$ : 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;

$\Delta_{M_{at}}$ : taxa de crescimento do consumo na alta tensão;

$\Delta_{Cons}$ : taxa de crescimento de consumidores;

$\Delta_{rede}$ : taxa de crescimento da rede; e

$\varphi_i$ : 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:



(Fls. 8 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

**Tabela 2 – Etapa 1, Custos operacionais regulatórios no reposicionamento do 3CRTP**

Descrição	Valores - 2CRTP	Valores - 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/01/2008	31/05/2013		
Data Base Valores OPEX	07/11/2008	07/11/2013		
Número de unidades consumidoras	3.490.573	3.587.576	2,78%	27,96%
Extensão das redes de distribuição (km)	57.756	65.366	13,18%	12,43%
Mercado AT (MWh)	9.038.669	8.135.104	-10,00%	6,67%
Mercado MT (MWh)	5.971.904	6.485.903	8,61%	14,51%
Mercado BT (MWh)	11.375.361	13.446.176	18,20%	38,43%

  

Descrição	Variação (%)
Varição total do produto ( $\Delta P$ ) - 2CRTP a 3CRTP	9,99%
Varição anual do produto	1,78%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Varição IPCA	30,81%
Varição IGPM	29,82%

  

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2CRTP - Original	583.380.599		
OPEX 2CRTP - Ajustado	535.807.927	346.715.019	189.092.908
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	699.006.967	453.524.221	245.482.746
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	768.861.748	498.846.853	270.014.895
OPEX 3CRTP	737.118.199	478.251.252	258.866.947
Conselho de Consumidores	127.655		

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 nº 451/2011 o valor a ser reconhecido na Revisão Tarifária da LIGHT é de R\$ 127.655.

### III.1.1.2 ETAPA 2 – CUSTOS OPERACIONAIS - ANÁLISE COMPARATIVA

33. Além da análise dos ganhos de produtividade, é procedida 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 nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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 características 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, onde esta 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:

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

$CO_{LS(\theta_n)}^3$ : 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;

$\theta_i$ : 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 nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

**Tabela 3 – Etapa 2, Custos operacionais regulatórios para cálculo do Fator X**

Descrição	Valores 2009	Valores 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2009	31/05/2013		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	07/11/2013		
Número de unidades consumidoras	3.578.593	3.587.576	0,25%	27,96%
Extensão das redes de distribuição (km)	57.831	65.366	13,03%	12,43%
Mercado AT (MWh)	5.124.407	8.135.104	58,75%	6,67%
Mercado MT (MWh)	5.560.543	6.485.903	16,64%	14,51%
Mercado BT (MWh)	12.493.603	13.446.176	7,62%	38,43%

  

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto ( $\Delta P$ ) - 2009 a 3CRTP	10,95%
Variação anual do produto	2,69%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	26,72%
Variação IGPM	31,11%

  

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2009 - Valores correntes	522.537.643	199.099.416	323.438.227
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	676.362.735	252.300.070	424.062.665
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	750.442.633	279.933.709	470.508.924
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	727.901.698	271.525.381	456.376.317

  

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
Eficiência	98,78%	98,78%	118,78%
OPEX Benchmarking	719.021.297	719.021.297	864.601.637

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).

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

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

onde:

$N$ : número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

$CO_3$ : custos operacionais definidos no 2CRTP atualizados considerando-se os ganhos de produtividade;

$CO_n^3$ : 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 LIGHT o Componente T do Fator X é de 0,00%.

### 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;

$\rho_C$ : 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;

$\rho_C$ : 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.

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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.

**Tabela 4 – Receitas Irrecuperáveis**

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	600.458.644	2,51%	15.049.153
Restante da Receita	8.298.867.702	0,84%	69.382.975
<b>Total</b>	<b>8.899.326.346</b>	<b>0,95%</b>	<b>84.432.128</b>

### 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<sub>WACC<sub>pré</sub></sub>*: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e

*r<sub>RGR</sub>*: 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 nº 474/2012.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

52. Para as distribuidoras com revisão tarifária no ano de 2011, deverão ser aplicadas, para o período compreendido entre o mês de sua RTP e dezembro/2011, as taxas de depreciação então vigentes no período e, para o período remanescente de seu ciclo tarifário, as taxas definidas na Resolução nº 474/2012.

### III.1.3.1 CUSTO DE CAPITAL

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

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

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

$\pi$ : inflação média dos EUA.

54. 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.

55. 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%.

56. 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;

$\beta$ : beta do setor regulado;

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

$r_B$ : prêmio de risco país.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

57. 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.

58. 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%
<b>WACC real depois de impostos</b>	<b>7,50%</b>

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

59. 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:

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



(Fls. 15 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

60. 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:

- a) 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;
- b) para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%;
- c) para as concessionárias com remuneração regulatória inferior a R\$ 240.000,00, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 24%;
- d) para os demais casos, considera-se as alíquotas de 25% e 9%, totalizando 34%.

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

**Tabela 6: WACC antes de Impostos**

WACC	Alíquota de IRPJ e CSLL	Taxa ( $r_{wacc-pré}$ )
WACC real antes dos impostos <sup>a</sup>	Isento	<b>9,55%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>b</sup>	15,25%	<b>10,19%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>c</sup>	24%	<b>10,66%</b>
WACC real antes dos impostos <sup>d</sup>	34%	<b>11,36%</b>

- 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.

62. Para o 3CRTP, será deduzido da base de remuneração líquida da empresa o total do saldo devedor de recursos da RGR junto a Eletrobrás, referente ao terceiro mês anterior à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

63. 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.

64. 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.



(Fls. 16 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

### III.1.3.2 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

65. 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 segundo ciclo de revisão tarifária (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;
- 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;

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

67. A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

**Tabela 7 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração**

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	14.670.138.541
(2) Índice de Aproveitamento Integral	178.189.942
(3) Obrigações Especiais Bruta	436.480.235
(4) Bens Totalmente Depreciados	2.081.256.280
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	11.974.212.085
(6) Depreciação Acumulada	7.833.188.519
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	6.836.950.022
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	131.555.797
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	6.705.394.226
(10) Almojarifado em Operação	25.009.796
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	361.572.285
(13) Terrenos e Servidões	342.475.711
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	6.711.307.447
(15) Saldo RGR PLPT	981.751
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	3.954.042
(17) Taxa de Depreciação	3,81%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	456.217.480
(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)	762.000.210

### III.1.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI.

68. 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.

69. 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;

*IGPM<sub>1</sub>*: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

*IGPM<sub>0</sub>*: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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

**Tabela 8: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos**

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis ( $BAR_A$ )	25%
Veículos ( $BAR_V$ )	25%
Sistemas ( $BAR_I$ )	50%

71. 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.

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

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

onde:

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

*BAR<sub>A/V/I</sub>*: Montante da base de anuidade regulatória referente aos investimentos considerados para infraestrutura de: A: imóveis de uso administrativos / V: veículos / I: Sistemas de informática; e

*VU<sub>A/V/I</sub>*: Vida útil. Considera-se o valor definido na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE: A: 85% referente ao TUC (Tipo de Unidade de Cadastro) “Edificação – outras” e 15% referente ao TUC “Equipamento Geral” / V: referente ao TUC “Veículos” / I: 70% referente a TUC “Software” e 30% relativo a “Equipamento Geral de Informática”.

73. 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)	495.959.154
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	123.989.789
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	123.989.789
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	247.979.577
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	11.486.698
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	24.755.447
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	60.873.839
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	97.115.985

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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

74. Conforme previsto na Resolução Normativa ANEEL nº 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.

75. 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.

76. 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.

77. O recálculo do Fator X, de acordo com as condições anteriores, resulta em um diferencial de X ( $\Delta X$ ):

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

onde:

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

$X_1$ : X recalculado.

78. O  $\Delta X$  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;

$VPB$ : total da Parcela B calculada no 3CRTP; e

$m$ : multiplicador.

79. 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.

80. Na revisão tarifária da LIGHT o valor de  $(1 - m \cdot \Delta X)$  resultou em 1,00.

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

81. 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.

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

82. 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.

83. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da LIGHT.

**Tabela 10: Cálculo da Parcela B ajustada**

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 821.677.982
Custos Operacionais (CO3)	R\$ 737.245.855
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 15.049.153
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 69.382.975
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 1.315.333.675
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 762.000.210
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$ 456.217.480
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 97.115.985
Parcela B (VPB)	R\$ 2.137.011.657
Ajuste em função dos investimentos realizados	0,00%
Diferencial de X ( $\Delta X$ )	0,00%
Multiplicador (m)	2,43
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	R\$ 2.137.011.657
Índice de Produtividade da Parcela B	1,22%
Parcela B com ajuste de mercado	R\$ 2.110.930.981

### III.2 OUTRAS RECEITAS

84. 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".

85. 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.

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

86. 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 2 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.

87. 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	4.355.587	402.892	3.952.696	-	1.343.916	2.608.779	2.608.779
Encargos de Conexão	-	-	-	-	-	-	-
Compartilhamento de Infraestrutura	44.684.637	6.122.412	38.562.225	35.747.709	2.622.231	5.090.214	33.394.887
Sistemas de Comunicação (PLC)	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Consultoria	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de O&M	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Comunicação	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Engenharia	37.364.917	5.119.509	32.245.407	29.891.933	2.192.688	4.256.394	2.128.197
Convênios	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>86.405.141</b>	<b>11.644.813</b>	<b>74.760.328</b>	<b>65.639.643</b>	<b>6.158.835</b>	<b>11.955.386</b>	<b>38.131.862</b>

### III.3 PARCELA A

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

#### III.3.1 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CE)

##### III.3.1.1 TIPOS DE CONTRATOS E REGRAS DE PRECIFICAÇÃO

89. A Lei nº 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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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.

90. O modelo instituído pela Lei nº 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).

91. 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 Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto nº 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 nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

92. 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 nº 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 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 nº 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 nº 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 nº 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 nº 5.163/2004.
- Angra I e II - referem-se à energia comercializada por Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. As concessionárias de distribuição que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada por Angra I e Angra II, conforme disposto no Art. 11 da Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009.



(Fls. 23 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

- Cota da Garantia Física das Usinas com Contratos Renovados: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012.

### 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – 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.

98. O referencial regulatório para as Perdas Não Técnicas, conforme Decisão da Diretoria Colegiada da 29ª Reunião Ordinária, foi definido em 40,41%, considerando o mercado de baixa tensão faturado como referência.

99. Assim, a tabela a seguir apresenta o cálculo da energia requerida considerada no processo de revisão tarifária.



(Fls. 24 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

**Tabela 13: Energia Requerida**

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	456.365
Perdas na Distribuição	7.333.513
Perdas Técnicas	1.910.179
Perdas Não Técnicas	5.423.333
Energia Vendida	20.223.761
<b>Energia Requerida</b>	<b>28.013.639</b>

### III.3.1.3 VALORAÇÃO DA COMPRA DE ENERGIA

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

101. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e a energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A tabela a seguir resume o custo com compra de energia

**Tabela 14: Custo com Compra de Energia**

	DRA	DRP
<b>Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)</b>	<b>27.048.462 MWh</b>	<b>28.013.639 MWh</b>
<b>Fornecimento + Suprimento</b>	<b>20.223.761 MWh</b>	<b>20.223.761 MWh</b>
Fornecimento	20.223.761 MWh	20.223.761 MWh
Suprimento	- MWh	- MWh
<b>Perdas Regulatórias</b>	<b>6.824.700 MWh</b>	<b>7.789.878 MWh</b>
Perda Não Técnica	4.270.489 MWh	5.423.333 MWh
Perda Técnica	1.922.843 MWh	1.910.179 MWh
Perda Rede Básica sobre Dist.	148.021 MWh	121.447 MWh
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	483.348 MWh	334.918 MWh
<b>Custo Médio</b>	<b>105,93</b>	<b>122,82</b>
<b>Despesa Energia (Energia Req. X Custo Médio)</b>	<b>R\$ 2.865.271.782,00</b>	<b>R\$ 3.440.502.335,38</b>

102. Para o caso em análise, constatou-se expressivo aumento da energia adquirida pela concessionária, em função da maior participação dos contratos de energia nova no ambiente regulado (CCEAR Nova) e dos preços destes face à elevação das projeções do PLD.

103. Cabe ressaltar que a Resolução do CNPE nº 03, de 06 de março de 2013, trouxe alterações importantes para o cálculo do PLD que pode impactar sobremaneira as estimativas feitas para a Parcela Variável dos CCEARs por Disponibilidade nos anos em que há acionamento de usinas térmicas fora da ordem de mérito.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

104. Quanto ao empilhamento dos contratos, está sendo considerado o proposto na NT nº 481/2013 SRE/ANEEL, de 31/10/2013, que trata sobre o tratamento provisório adotado para a valoração dos custos de compra de energia seja alterado, até que estudos sobre a melhor opção técnica possam ser feitos com o devido tempo de análise sem, contudo, obstar aprimoramentos na condução do processo até que essa opção seja realizada.

105. Como tratamento provisório, no cálculo econômico está sendo considerado as cotas na composição do preço médio ponderado da energia necessária para completar o requisito regulatório após a consideração da energia enquadrada na alínea (i) da Subcláusula Sétima da Cláusula Sexta do Contrato de Concessão.

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

106. 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 serem considerados nesta revisão tarifária são detalhados na tabela a seguir:

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

Descrição	Valor (R\$)
Rede Básica	R\$ 163.399.201,54
Rede Básica Fronteira	R\$ 22.619.136,56
Rede Básica ONS (A2)	R\$ 6.889.495,20
MUST Itaipu	R\$ 39.027.845,97
Transporte de Itaipu	R\$ 17.506.241,56
Conexão	R\$ 9.910.446,34
<b>Total</b>	<b>R\$ 259.352.367,17</b>

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

108. 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.

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

109. 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.

110. 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

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

**Tabela 16: Encargos Setoriais**

Descrição	Valor (R\$)
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.365.636
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	70.911.928
Compensação financeira - CFURH	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	127.734.910
PROINFA	146.582.915
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	62.829.593
ONS	251.261
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>417.676.243</b>

112. A Conta de Desenvolvimento Energético - CDE foi criada originalmente pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, visando o desenvolvimento energético dos estados. Com a publicação da Medida Provisória nº 579, de 11/9/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11/1/2013, e da Medida Provisória nº 605, vigente no período de 23 de janeiro a 3 de junho de 2013, significantes alterações foram incorporadas aos objetivos da CDE, bem como quanto à origem de recursos.

113. A CDE tem como finalidade: promover a universalização do serviço de energia elétrica; garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa dos consumidores Residencial Baixa Renda; prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (na vigência da MP 605/2013); e prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº 605/2013).

114. Quanto à origem de recursos, além de quotas anuais pagas pelos agentes que comercializam energia elétrica com consumidor final, multas aplicadas pela ANEEL e pagamentos anuais a título de Uso de Bem Público - UBP foram adicionadas fontes provenientes do Tesouro Nacional e da possível transferência de recursos da RGR. A destinação de créditos da União está vinculada à aquisição de créditos que a Centrais Elétricas Brasileiras S.A detém junto a Itaipu Binacional, conforme arts. 17 e 18 da Lei nº 12.783/2013.

115. Quanto ao valor das quotas anuais da CDE, o novo arcabouço legal alterou a sua forma de cálculo, deixando de estar atrelado à inflação e ao crescimento de mercado, para ser apurado com base na diferença entre a necessidade de recursos e a arrecadação proporcionada pelas demais fontes. Com relação ao rateio das quotas entre os agentes que comercializem energia com consumidor final, tal legislação elege o critério de proporcionalidade com relação às quotas anuais estipuladas em 2012 e prevê que as concessionárias de distribuição do sistema isolado deverão recolher recursos à CDE a partir do processo tarifário subsequente à interligação.

116. Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modicidade tarifária, foi publicado o Decreto nº 7.945, de 7/3/2013, que introduziu novas alterações nos instrumentos de repasse de recursos da CDE.

117. Com esse último dispositivo, a CDE também passou a prover recursos para: neutralizar a exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo, decorrente da alocação das cotas de garantia física de energia e potência, de que trata o §5º, art. 1º, da Lei 12.783/2013 (Risco Hidrológico); a exposição das distribuidoras no mercado de curto prazo em função da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, em conjunto com a não realização do Leilão A-1 para entrega em 2013 (Exposição Involuntária); o custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE (Encargo de Serviço do Sistema por Segurança Energética - ESS/SE); e o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, de que trata a Portaria Interministerial nº MME/MF nº 25, de 24 de janeiro de 2002, relativo ao encargo de serviço do sistema e à energia comprada para revenda (CVA Energia e ESS).

118. Os três primeiros repasses são definidos em base mensal, por meio de Despachos da Superintendência de Regulação Econômica - SRE, considerando o resultado do processo de contabilização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, no período de janeiro a dezembro de 2013; e o último tem apuração anual, nos processos de reajuste e revisão tarifária das concessionárias de distribuição, realizados no período de março de 2013 a fevereiro de 2014.

119. Importa ressaltar que as medidas instituídas pelo Decreto n. 7.945/2013 implicam diferimento de custos aos consumidores e antecipação de recursos aos distribuidores. Conforme Exposição de Motivos nº 009 do Ministério de Minas e energia - MME, os mecanismos instituídos pelo Decreto n. 7.945/2013 permitem que o Tesouro Nacional antecipe recursos à CDE, com o diferimento do recolhimento das quotas desse encargo pelo consumidor, em até cinco anos, de forma individualizada por distribuidora e com atualização monetário pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA.

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

120. Os procedimentos de cálculo e a operacionalização dos repasses de recursos da CDE instituídos pelo Decreto n. 7.945/2013 foram regulamentados por meio da Resolução Normativa nº 549, de 7/05/2013, após análise das contribuições recebidas na Audiência Pública n. 020/2013, instaurada no período de 28 de março a 10 de abril de 2013, no âmbito do Processo nº 48500.001754/2013-03.

121. Descontos Tarifários. Nos termos do Decreto n. 7.891, de 23/01/2013, a CDE deve custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: gerador e consumidor de fonte incentiva; atividade de irrigação e aquicultura em horário especial; agente de distribuição com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; serviço público de água, esgoto e saneamento; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural; e subclasse de serviço público de irrigação.

122. Em atendimento à regulamentação, os descontos foram retirados da estrutura tarifária das 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica por ocasião da Revisão Tarifária Extraordinária - RTE, realizada em 24/01/2013, conforme deliberação da Diretoria da ANEEL na 1ª Reunião Pública Extraordinária de 2013 (Processo nº 48500.006625/2012-12).

123. Compete à ANEEL homologar o montante mensal de recursos da CDE a ser repassado pela Eletrobrás a cada distribuidora, visando custear os descontos retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores a serem repassados durante o ano de 2013, deve-se utilizar o mercado considerado no último processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem desconto resultante da RTE. Para aplicação a partir de 2014, a ANEEL deverá definir metodologia para o repasse dos mesmos recursos considerando as diferenças entre os valores previstos e os realizados.

124. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula:  $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$ , em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL nº 67/2001.

125. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

127. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto nº 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.

128. O valor da previsão do Encargo de Serviço de Sistema – ESS por Segurança Energética leva em consideração o atual nível de armazenamento dos reservatórios do Sistema Interligado Nacional e a expectativa do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS de necessidade de manutenção da geração termelétrica fora da ordem de mérito. Ademais, são consideradas previsões das parcelas do ESS referentes à restrição de operação e aos serviços ancilares.

129. O **Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

130. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei nº. 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 nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

131. 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.

### III.4 RECEITA VERIFICADA

132. 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.



(Fls. 30 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

133. 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 Referência<sup>4</sup> 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.

134. 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\$)
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>20.223.761</b>	<b>5.521.087.631,17</b>
A1	-	-
A2	1.206.428	211.107.951
A3	-	-
A3a	327.353	75.706.932
A4	5.018.439	1.298.759.983
As	250.771	74.953.640
BT	13.420.770	3.860.559.125
<b>SUPRIMENTO</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>LIVRES A1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>DEMAIS LIVRES</b>	<b>5.306.246</b>	<b>318.531.620</b>
<b>DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>2.537.175</b>	<b>137.526.341</b>
<b>GERADOR</b>	<b>-</b>	<b>64.819.902</b>
<b>TOTAL</b>	<b>28.067.182</b>	<b>6.041.965.495</b>

135. As informações de mercado estão contidas no Sistema de Acompanhamento de Dados de Mercado 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

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

<sup>4</sup> O Período de Referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

137. 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.

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

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

onde:

**Pd** = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

**Q** = Qualidade do serviço; e

**T** = Trajetória de custos operacionais.

139. 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

140. 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.

141. 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:

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

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..

142. O valor do componente Pd a ser considerado nos reajustes subsequentes da LIGHT é de 1,22%.



(Fls. 32 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

### III.5.2 TRAJETÓRIA DE EFICIÊNCIA PARA OS CUSTOS OPERACIONAIS – T

143. 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 LIGHT, calculado conforme equação 10, é de 0,00%.

### III.5.3 COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO – Q

144. 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.

145. 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.

146. 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:

$$Ind. Qual(i) = \frac{1}{2} \cdot \left( \frac{DEC_{apurado}(i)}{DEC_{limite}(i)} + \frac{FEC_{apurado}(i)}{FEC_{limite}(i)} \right) \quad (28)$$

Onde:

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

*DEC<sub>apurado</sub>*: Apuração de DEC do último ano civil disponível;

*FEC<sub>apurado</sub>*: Apuração de FEC do último ano civil disponível;

*DEC<sub>limite</sub>*: Limite de DEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado; e

*FEC<sub>limite</sub>*: Limite de FEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.

147. 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.

148. 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.

149. 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. 33 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

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 <sub>i</sub> /FEC <sub>i</sub>	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%

150. 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.

$$VarDEC_I/FEC_I(i) = \frac{1}{2} \left[ \left( \frac{DEC_{I(t)}(i)}{DEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) + \left( \frac{FEC_{I(t)}(i)}{FEC_{I(t-1)}(i)} - 1 \right) \right] \quad (29)$$

Onde:

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

*DEC<sub>I(t)</sub>*: DEC apurado do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos DEC<sub>i</sub> e DEC<sub>ind</sub> definidos no PRODIST;

*DEC<sub>I(t-1)</sub>*: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior;

*FEC<sub>I(t)</sub>*: FEC do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos FEC<sub>i</sub> e FEC<sub>ind</sub> definidos no PRODIST; e

*FEC<sub>I(t-1)</sub>*: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior.

151. O Componente Q será aplicado a partir dos reajustes tarifários do ano de 2013.

### III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

152. 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. 34 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

153. 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 nº 025, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

154. Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

155. Com relação aos valores da CVAenergia 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 a ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 105% do mercado regulatório.

156. Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVAenergia 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 nº 165, de 19/09/2005. A tabela a seguir apresenta os valores da CVA em processamento.

**Tabela 19: Valores apurados das CVA's**

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30° DIA ANTERIOR	5° DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENTES
CVA CCC	14.205.624	15.064.744	15.161.176	15.873.001
CVA CONTA DES.ENE	(7.339.239)	(7.636.662)	(7.685.545)	(8.046.385)
CVA REDE BÁSICA	(10.729.229)	(11.570.848)	(11.644.915)	(12.191.650)
CVA COMPRA ENERGI	94.290.341	97.994.915	98.592.668	102.967.882
CVA COMP. FINANCE	-	-	-	-
CVA TRANSPORTE IT	(1.222.607)	(1.271.945)	(1.280.087)	(1.340.188)
CVA PROINFA	14.747.883	15.183.343	15.280.534	15.997.963
CVA ENCARGOS SER	23.307.778	24.919.161	25.078.673	26.256.130
Total	127.260.551	132.682.709	133.502.504	139.516.752

157. A partir da publicação do Decreto nº 7.945/2013, o § 4º do artigo 4º-A do Decreto nº 7.891/2013 passa a vigorar com a seguinte redação:

"§ 4º A Aneel homologará, nos processos tarifários realizados nos doze meses subsequentes à data de 8 de março de 2013, os montantes anuais de recursos da CDE a serem repassados pela

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

Eletrobrás para cobrir, total ou parcialmente, o resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e das despesas de que trata o inciso II do caput".

158. A Resolução Normativa n. 549, de 07/05/2013, estabeleceu que o repasse de recursos da CDE para cobertura de CVA será devido quando: (i) o efeito tarifário médio do processo tarifário for superior a 3% na revisão tarifária e 8% no reajuste tarifário anual; ou (ii) o saldo da CVA energia e CVA ess for superior a 2% da receita econômica apurada no processo tarifário.

159. Considerando que, no caso da LIGHT, o limite previsto da receita na REN n. 549/2013 foi atingido, os saldos das CVA ESS e Energia Comprada foram ajustados até atingir 2% da receita econômica, sendo que o restante, atualizados até o 5º dia útil anterior, totalizando R\$ 303.415.558,87, respectivamente, serão integralmente cobertos com recursos da CDE e não foram repassados às tarifas dos consumidores. Esse valor será repassado pela Eletrobrás à concessionária, em parcela única, em até 10 (dez) dias úteis contados da publicação da Resolução Homologatória do resultado deste processo tarifário.

*ii) Saldo a Compensar da CVA-ano anterior.* Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, foi 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 SELIC verificada. Apurou-se um Saldo a Compensar da CVA do Ano Anterior de **R\$ 8.583.010,64** ;

*iii) Neutralidade dos Encargos Setoriais.* Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para abril de 2011 totalizou o valor de R\$ (18.627.769,90);

*iv) Repasse de Sobrecontratação de Energia.* O art. 38 do Decreto nº 5.163/04 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e cinco por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. O referido percentual se deve a alteração promovida pelo Decreto nº 7.945/2013 que o ampliou de 103% para 105%. No atual processo tarifário se está apurando o valor do componente financeiro de sobrecontratação referente ao ano civil 2012, portanto, anterior a data da alteração, de forma que foi mantido o percentual original de 103% para fins deste cálculo. Assim, em conformidade com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas nº. 255, de 06/03/2007, e nº 305, de 18/03/2008, foi contemplado no atual processo tarifário o valor de **R\$ 29.598.429,21** , a título de sobrecontratação de energia, calculado com base nos dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE referentes ao ano civil de 2010, não havendo, em virtude do resultado negativo do cálculo, previsão a considerar para os próximos doze meses. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, já atualizada pela variação do IPCA, no valor de **R\$ (26.021.373,07)** .

*v) Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.* Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêm

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida de **R\$ 5.773.415,84**, já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2010.

vi) **Parcela de Ajuste de Conexão/DIT.** Refere-se ao impacto financeiro decorrente da revisão das transmissoras e de outros ajustes, associado às instalações de conexão de uso exclusivo, também informada pela SRT, no valor total de **R\$ 10.647,01**. Esse valor já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M.

vii) **Garantias financeiras para participação em leilões de energia.** Considerado o posicionamento da Procuradoria Geral na ANEEL, constante do Parecer nº 295/2010-PGE/ANEEL, de 22/04/2010, o repasse tarifário dessa espécie restringe-se aos 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 nº 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 nº 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 Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), totalizando o valor já atualizado pelo IGPM de **R\$ 690.945,22**.

viii) **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\$ 39.002.918,39**.

ix) **Financeiro negativo de RGR:** A Lei 12.783/2013 definiu que a partir de 1º de janeiro de 2013 as distribuidoras deixam de recolher RGR. Como RGR não tem apuração de CVA, foi retirada a cobertura dada para janeiro de 2013 como financeiro no valor de **R\$ (5.092.444,00)**.

x) **Subvenção CDE – Descontos Tarifários.** Nos termos do inciso VII, art. 13, da Lei no 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural; e serviço público de irrigação.

160. Conforme art. 3º do Decreto nº 7.891/2013, o montante mensal de recursos da CDE a ser repassado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobras a cada distribuidora visando custear os

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

referidos descontos tarifários deve ser homologado pela ANEEL. Para definição dos valores mensais a serem repassados durante o ano de 2013, utiliza-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem desconto resultantes do mesmo processo. A partir de 2014, a ANEEL deverá regulamentar metodologia para o repasse desses recursos, considerando as diferenças entre os valores previstos e os realizados.

161. O Decreto nº 8.020, de 29 de maio de 2013, inseriu o art. 4º-B no Decreto nº 7.891/2013 autorizando “o repasse antecipado de sete meses dos recursos de que tratam os incisos VII e VIII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, relativo ao exercício de 2013”.

162. Sendo assim, o valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à LIGHT em relação ao período de dezembro/2013 a outubro/2014, até o 10º dia útil do mês subsequente, é de R\$ 6.333.651,74, conforme apresentado na tabela abaixo:

	Valor Anual	Valor Mensal
SUBSIDIO RURAL	R\$ 6.189.794,49	515.816,21
SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA	R\$ 40.079.190,56	3.339.932,55
SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA	R\$ 1.467.346,09	122.278,84
SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR	R\$ 6.040,24	503,35
SUBSIDIO DISTRIBUIÇÃO	R\$ -	-
SUBSIDIO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	R\$ 28.708.458,58	2.392.371,55
<b>TOTAL</b>	<b>R\$ 76.450.829,96</b>	<b>R\$ 6.370.902,50</b>

### Resumo dos Componentes Financeiros

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

**Tabela 21: Componentes Financeiros**

Descrição	Valor (R\$)
CVA em processamento	139.516.752
CVA Saldo a compensar	8.583.011
Neutralidade encargos setoriais	-18.627.770
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	3.219.927
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	108.519
Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005	-4.741.745
Sobrecontratação de energia REN nº 255/2007 (Apurado + Previsão - Reversão)	3.577.056
Exposição CCEAR entre Submercados	5.773.416
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	690.945
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	10.647
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	39.002.918
Ajuste Financeiro RGR Janeiro 2013	-5.092.444
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	28.399.585
Reversão da previsão devolução de receita CSN	109.949.159
Devolução de receita CSN	-94.982.110
<b>Total</b>	<b>215.387.866</b>



(Fls. 38 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

### III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA

164. 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 LIGHT 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.

Descrição	Receita RTE (R\$)	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Var Projetado (%)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita RTE (%)	Part. Receita Revisão (%)
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>147.252</b>	<b>152.261</b>	<b>143.358</b>	<b>-5,8%</b>	<b>-0,15%</b>	<b>2,5%</b>	<b>2,3%</b>
Taxa de Fisc. de Serv. de E.E. – TFSEE	14.522	15.016	9.366	-37,63%	-0,09%	0,2%	0,2%
Conta de Desenv. Energético – CDE	70.912	73.324	70.912	-3,29%	-0,04%	1,2%	1,1%
P&D (Eficiência Energética)	61.576	63.671	62.830	-1,3%	-0,01%	1,1%	1,0%
ONS	242	250	251	0,5%	0,00%	0,0%	0,0%
<b>Transmissão</b>	<b>230.998</b>	<b>238.855</b>	<b>259.352</b>	<b>8,6%</b>	<b>0,34%</b>	<b>4,0%</b>	<b>4,2%</b>
Rede Básica	142.996	147.860	163.399	10,5%	0,26%	2,4%	2,6%
Rede Básica Fronteira	16.649	17.215	22.619	31,4%	0,09%	0,3%	0,4%
Itaipu	53.943	55.778	56.534	1,4%	0,01%	0,9%	0,9%
Conexão	10.245	10.593	9.910	-6,4%	-0,01%	0,2%	0,2%
Outros	7.165	7.408	6.889	-7,0%	-0,01%	0,1%	0,1%
<b>Compra energia</b>	<b>3.073.339</b>	<b>3.177.879</b>	<b>3.714.820</b>	<b>16,9%</b>	<b>8,89%</b>	<b>52,6%</b>	<b>60,0%</b>
CCEAR Existente	313.345	324.003	353.595	9,1%	0,49%	5,4%	5,7%
CCEAR Nova	504.179	521.328	956.610	83,5%	7,20%	8,6%	15,5%
Cota Angra I/Angra II	120.429	124.525	117.987	-5,3%	-0,11%	2,1%	1,9%
Cotas Lei nº 12.783/2013	242.218	250.457	236.140	-5,7%	-0,24%	4,1%	3,8%
Contratos Bilaterais	1.034.959	1.070.163	1.119.935	4,7%	0,82%	17,7%	18,1%
Itaipu	583.345	603.187	656.235	8,8%	0,88%	10,0%	10,6%
PROINFA	129.356	133.756	146.583	9,59%	0,21%	2,2%	2,4%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	145.509	150.458	127.735	-15,10%	-0,38%	2,5%	2,1%
<b>PARCELA A</b>	<b>2.391.619</b>	<b>3.568.996</b>	<b>3.872.475</b>	<b>8,5%</b>	<b>9,08%</b>	<b>59,1%</b>	<b>65,2%</b>
Custos Operacionais	768.596	794.740	728.248	-8,37%	-1,10%	13,2%	11,8%
Anuidades	73.802	76.312	95.931	25,7%	0,32%	1,3%	1,5%
Remuneração	1.003.504	1.037.638	752.701	-27,5%	-4,72%	17,2%	12,2%
Depreciação	489.123	505.761	450.650	-10,9%	-0,91%	8,4%	7,3%
Receitas Irrecuperáveis	95.173	98.410	83.402	-15,3%	-0,25%	1,6%	1,3%
Outras Receitas	- 38.579	-39.892	-38.132	-4,4%	0,03%	-0,7%	-0,6%
Ajuste Investimentos 2CRTP	-	0	0		0,00%	0,0%	0,0%
<b>PARCELA B</b>	<b>2.391.619</b>	<b>2.472.970</b>	<b>2.072.799</b>	<b>-16,2%</b>	<b>-6,62%</b>	<b>40,9%</b>	<b>33,5%</b>
<b>PARCELA B (sem geração própria)</b>	<b>2.391.619</b>						
<b>PARCELA B (com geração própria)</b>	<b>2.391.619</b>						
<b>Reposicionamento Econômico</b>	<b>5.843.208</b>	<b>6.041.965</b>	<b>6.190.330</b>	<b>2,46%</b>	<b>2,46%</b>		
Componentes Financeiros			172.021		3,48%		
<b>Reposicionamento com Financeiros</b>					<b>5,93%</b>		
Financeiros Retirados do IRT anterior					-2,28%		
<b>9. Efeito médio p/ consumidor (7+8)</b>					<b>3,7%</b>		
<b>8. Receita Verificada</b>	<b>5.843.208</b>	<b>6.041.965</b>	<b>-</b>				

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 485/2013-SRE/ANEEL, de 05/11/2013).

#### IV. CONCLUSÃO

165. 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 LIGHT será de 1,26%. O efeito por modalidade/classe tarifária pode ser observado na tabela a seguir.

**Tabela 24: Impacto tarifário ao consumidor**

Subgrupo / Classe	Efeito Médio
AT - Alta Tensão ( > 2,3kV )	-1,01%
BT - Baixa Tensão ( < 2,3kV )	6,20%
<b>Efeito tarifário médio AT+BT</b>	<b>3,65%</b>

**HÁLISSON RODRIGUES FERREIRA COSTA**  
Especialista em Regulação - SRE

**NÁDIA MAKI**  
Especialista em Regulação - SRE

**HERMANO DUMONT VERONESE**  
Especialista em Regulação - SRE

**De acordo**

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica