



SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA

**Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL
Brasília, 16 de agosto de 2012**

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

.....

CEB Distribuição S/A
CICLO 2012 - 2015

FINAL

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

ÍNDICE

I. OBJETIVO.....	2
II. DOS FATOS	3
III. ANÁLISE.....	3
III.1 PARCELA B.....	5
III.1.1 CUSTOS OPERACIONAIS	6
III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS	11
III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA	12
III.1.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI.....	17
III.1.5 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS.....	18
III.1.6 AJUSTE DA PARCELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO.....	19
III.2 OUTRAS RECEITAS	20
III.3 PARCELA A	21
III.3.1 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CE).....	21
III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS.....	27
III.4 RECEITA VERIFICADA	30
III.5 FATOR X	31
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS	34
III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA	37
IV. CONCLUSÃO.....	39

(Fls. 2 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

Nota Técnica nº291/2012–SRE/ANEEL

Em 16 de agosto de 2012.

Processo nº 48500.000928/2012-21

Assunto: Revisão tarifária da CEB-DIS relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

I. OBJETIVO

Submeter à Diretoria da ANEEL a proposta de revisão tarifária da CEB-DIS relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP, consolidada após análise das contribuições trazidas no âmbito da Audiência Pública (AP) 42/2012.

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

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

3. A Seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da CEB-DIS, a Seção III descreve o cálculo da revisão tarifária periódica, compreendendo o cálculo da Receita Verificada, Parcela A, Parcela B, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. A seção IV traz as conclusões.

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

(Fls. 3 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

II. DOS FATOS

4. O Contrato de Concessão nº 66/1999, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da CEB-DIS, define a data de 26/08/2012 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

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

6. Por meio do Ofício nº 36/2011-SRE/ANEEL, de 16 de fevereiro de 2012, foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pela Carta nº 152/2012-CEB de 12 de abril de 2012.

7. Em 1º de maio de 2012, a proposta preliminar da revisão tarifária foi encaminhada à CEB e ao seu Conselho de Consumidores. Em 8 de maio de 2012 e em 18 de junho de 2012, respectivamente, a CEB e o seu Conselho de Consumidores trouxeram suas contribuições à proposta, que foram avaliadas pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE e, quando pertinentes, incorporadas à Nota Técnica nº 291/2012, de 16 de maio de 2012 que detalhou a proposta de revisão tarifária da Concessionária a ser submetida à Audiência Pública.

8. Em 5 de junho de 2012 a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a AP 42/2012 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu de 07 de junho a 06 de julho de 2012, com reunião presencial na cidade de Brasília, no estado do Distrito Federal, em 5 de julho de 2012.

9. Em 7 de agosto de 2012, a proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP 42/2012, foi encaminhada à CEB-DIS e ao Conselho de Consumidores para suas considerações finais e, quando pertinentes, incorporadas nesta Nota Técnica.

III. ANÁLISE

10. O efeito médio a ser percebido pelos consumidores da CEB-DIS em razão da revisão tarifária é de **1,54%**. O reposicionamento tarifário calculado foi de **1,81%**. Ao reposicionamento tarifário foram adicionados os componentes financeiros², que correspondem **0,97%**. Finalmente, foram subtraídos os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, correspondentes a **-1,24%** da receita. Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelos consumidores: [**1,81% + 0,97% -1,24%= 1,54%**].

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

Tabela 1 – Efeito médio por Subgrupo Tarifário

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

(Fls. 4 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

Subgrupo/Classe	Efeito Médio (%)
A2 (88 a 138 kV)	-9,86%
A3a (30 kV a 44 kV)	10,72%
A4 (2,3 kV a 25 kV)	0,74%
AS - Sistema Subterrâneo	11,30%
B1 (Baixa Tensão – Residencial e Baixa Renda)	-0,66%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	4,35%
B3 (Baixa Tensão – Demais Classes)	3,32%
B4 (Baixa Tensão – Iluminação Pública)	4,35%

12. O reposicionamento tarifário proposto para a revisão tarifária da CEB-DIS é de **1,54%** calculado conforme equação a seguir:

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

Onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

13. A **Receita Verificada** é a Receita Anual de Fornecimento, de Suprimento, de Consumo de Energia Elétrica e de Uso dos Sistemas de Distribuição, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência, excluídos, portanto, o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS e os componentes financeiros exógenos ao cálculo tarifário.

14. O **Mercado de Referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência³ a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

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

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

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

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

(Fls. 5 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

Pm: Fator de Ajuste de Mercado;

m: multiplicador detalhado na seção III.1.4; e

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

16. O Valor da Parcela A, considerando o Mercado de Referência e as condições vigentes na data da revisão tarifária periódica, compreende os seguintes itens:

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

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

CO₃: Custos Operacionais relativos ao 3CRTP; e

(Fls. 6 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

RI: Receitas Irrecuperáveis.

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

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

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.

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.

(Fls. 7 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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

onde:

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

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

ΔP : variação total do produto; e

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

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

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

- Dedução dos custos relativos à geração própria, que são tratados na Parcela A. Portanto, devem ser excluídos da Parcela B;
- Dedução das receitas com serviços taxados, que são tratadas na metodologia de Outras Receitas;
- Exclusão dos custos de capital associados às anuidades relativas a veículos, sistemas de informática e aluguel de móveis e imóveis administrativos, que são tratados como Base de Anuidade Regulatória – BAR na metodologia de definição 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 (ΔP) é feito da seguinte forma:

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

onde:

ΔP : variação total do produto;

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

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

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

(Fls. 8 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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

Δ_{Cons} : taxa de crescimento de consumidores;

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

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

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

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

Descrição	Valores - 2CRTP	Valores - 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/05/2008	29/02/2012		
Data Base Valores OPEX	26/08/2008	26/08/2012		
Número de unidades consumidoras	780.212	882.718	13,14%	27,96%
Extensão das redes de distribuição (km)	16.385	20.804	26,98%	12,43%
Mercado AT (MWh)	458.261	842.331	83,81%	2,19%
Mercado MT (MWh)	979.287	1.830.505	86,92%	14,26%
Mercado BT (MWh)	3.352.499	3.630.085	8,28%	43,16%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2CRTP a 3CRTP	24,83%
Variação anual do produto	5,96%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	22,62%
Variação IGPM	21,46%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2CRTP - Original	164.808.220		
OPEX 2CRTP - Ajustado	151.455.608	105.525.546	45.930.063
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	185.185.559	129.398.105	55.787.453
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	231.172.319	161.531.279	69.641.040
OPEX 3CRTP	224.376.923	156.783.007	67.593.916

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 CEB-DIS é de R\$ 86.360 ao ano.

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

(Fls. 9 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

efetua uma análise de eficiência comparativa com outras concessionárias, mediante o uso de indicadores de eficiência.

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;

θ_i : parâmetro de eficiência considerado no primeiro estágio;

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

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

39. De forma a possibilitar a comparação dos custos definidos na Etapa 1 com os custos eficientes de 2009, deverá ser procedida uma atualização, que segue o mesmo procedimento definido pelas equações (6) e (7), mas agora considerando o crescimento dos custos operacionais e dos produtos entre

(Fls. 10 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

2009 e a revisão tarifária do 3CRTP. A tabela a seguir resume o cálculo da Etapa 2 da definição dos Custos Operacionais regulatórios.

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	29/02/2012		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	26/08/2012		
Número de unidades consumidoras	810.477	882.718	8,91%	27,96%
Extensão das redes de distribuição (km)	16.603	20.804	25,30%	12,43%
Mercado AT (MWh)	495.635	842.331	69,95%	2,19%
Mercado MT (MWh)	1.055.162	1.830.505	73,48%	14,26%
Mercado BT (MWh)	3.642.577	3.630.085	-0,34%	43,16%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2009 a 3CRTP	17,50%
Variação anual do produto	6,24%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	17,62%
Variação IGPM	21,75%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2009 - Valores correntes	206.525.438	101.373.000	105.152.438
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	247.261.005	119.239.388	128.021.617
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	290.536.046	140.108.386	150.427.660
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	284.569.286	137.230.969	147.338.316

Descrição	Limite Inferior	Centro	Limite Superior
Eficiência	68,02%	73,22%	88,02%
OPEX 3CRTP - 2ª Etapa (Intervalo)	193.564.028	208.361.631	250.477.885

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 nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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 CEB-DIS o Componente T do Fator X é de 0.

III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

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

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

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

onde:

V_i : Parcela de receitas irrecuperáveis associada aos encargos setoriais;

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

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

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

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

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

onde:

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

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

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

RI_c : Percentual de receitas irrecuperáveis regulatória, relativa à classe C, do grupo ao qual pertence a empresa.

(Fls. 12 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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	287.529.655	0,49%	1.420.005
Restante da Receita	1.711.930.996	0,45%	7.702.810
Total	1.999.460.651	0,46%	9.122.815

III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA

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

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

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória líquida;

RGR: Saldo devedor de RGR;

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

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

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

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

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

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ: Taxa média de depreciação das instalações.

51. Para o cálculo da taxa média de depreciação das instalações, devem-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI do anexo ao Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. As taxas de depreciação a partir de 2012 foram definidas por meio da Resolução nº 474/2012.

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.

(Fls. 13 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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

π : 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;

β : beta do setor regulado;

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

r_B : prêmio de risco país.

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:

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

(Fls. 14 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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%
WACC real depois de impostos	7,50%

* 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:

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

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%, o Submódulo 2.4 do PRORET considerada as seguintes alíquotas:

- para as concessionárias cooperativas e autarquias municipais, as alíquota de IRPJ e CSLL somam 0,00% (zero), podendo ser considerada alíquota proporcional para a cooperativa conforme a carga tributária efetiva;
- para as concessionárias enquadradas na área de atuação SUDENE/SUDAM, as alíquotas de IRPJ e CSLL somam 15,25%;

(Fls. 15 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

- 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 ^a	Isento	9,55%
WACC real antes dos impostos ^b	15,25%	10,19%
WACC real antes dos impostos ^c	24%	10,66%
WACC real antes dos impostos ^d	34%	11,36%

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

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, do mês referente à data base do laudo de avaliação da Base de Remuneração da concessionária. Assim, os ativos imobilizados provenientes de recursos da RGR serão remunerados à taxa específica, e os demais ativos da empresa ao custo de capital regulatório (WACC).

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.

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;

(Fls. 16 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

- 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 compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

67. Nos termos do Submódulo 2.3 - Base de Remuneração Regulatória – dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET5, aprovado pela Resolução Normativa no 457, de 8 de novembro de 2011,

"[...] a avaliação dos ativos deve ser realizada por empresa credenciada pela ANEEL, contratada pela concessionária, a qual produzirá um laudo técnico que estará sujeito à validação mediante fiscalização da Agência.[...]"

68. Com vistas à validação da Base Incremental de Remuneração Regulatória da CEB, a SFE realizou, entre 28 de maio e 1º de junho de 2012, fiscalização cujos resultados estão detalhados na Nota Técnica nº 95, de 3 de julho de 2012. Segundo essa Nota Técnica, foram identificadas pela SFE divergências entre os dados constantes do laudo técnico elaborado pela empresa avaliadora Deloitte e apresentado pela Concessionária.

69. Em relação às subestações, essas divergências “[...] se referem a equipamentos não encontrados, equipamentos com características distintas do Laudo, itens com data de fabricação antiga, e equipamentos encontrados que não estavam presentes no Laudo e no Banco de Obras”.

70. Quanto à Base de Remuneração Regulatória da Concessionária, a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, pelo Memorando no 1251/2012-SFF/ANEEL, de 15 de agosto de 2012, informou que os valores adotados nesta revisão não são definitivos em razão das discussões a respeito da validação física dos ativos, realizada pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE.

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

⁵ Item 8.1 – Aspectos Gerais

(Fls. 17 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

Tabela 7 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	2.514.636.164
(2) Índice de Aproveitamento Integral	1.639.328
(3) Obrigações Especiais Bruta	256.190.241
(4) Bens Totalmente Depreciados	847.411.322
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	1.339.651.253
(6) Depreciação Acumulada	1.599.521.839
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	915.114.326
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	539.908
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	914.574.418
(10) Almojarifado em Operação	5.598.829
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	220.508.653
(13) Terrenos e Servidões	69.744.021
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	699.664.595
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	-
(17) Taxa de Depreciação	3,67%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	49.165.201
(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)	79.481.898

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

72. 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.

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

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

onde:

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

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 3CRTP;

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

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

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

74. 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:

(Fls. 18 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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%

75. 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.

76. 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;

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

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

77. 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)	122.334.990
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	30.583.748
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	30.583.748
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	61.167.495
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	2.833.349
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	6.106.264
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	15.015.351
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	23.954.963

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

(Fls. 19 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

78. 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.

79. 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.

80. 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.

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

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

onde:

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

X_1 : X recalculado.

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

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

onde:

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

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

m : multiplicador.

83. 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.

84. Na revisão tarifária da CEB-DIS o valor de $(1 - m \cdot \Delta X)$ resultou em 97,24%.

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

85. 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 nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

86. 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.

87. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da CEB-DIS.

Tabela 10: Cálculo da Parcela B ajustada

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 233.586.098
Custos Operacionais (CO3)	R\$ 224.463.283
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 1.420.005
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 7.702.810
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 152.602.062
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 79.481.898
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$ 49.165.201
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 23.954.963
Parcela B (VPB)	R\$ 386.188.160
Ajuste em função dos investimentos realizados	(10.674.365)
Diferencial de X (?X)	1,57%
Multiplicador (m)	1,76
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	R\$ 375.513.794
Índice de Produtividade da Parcela B	1,59%
Parcela B com ajuste de mercado	R\$ 369.525.950

III.2 OUTRAS RECEITAS

88. 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".

89. 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.

90. 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:

(Fls. 21 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

- 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.

91. 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	3.508.565	169.668	3.338.897	-	1.135.225	2.203.672	2.203.672
Encargos de Conexão	-	-	-	-	-	-	-
Compartilhamento de Infraestrutura	19.540.654	1.335.767	18.204.888	14.563.910	1.237.932	2.403.045	15.765.433
Sistemas de Comunicação (PLC)	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Consultoria	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de O&M	28.262	1.932	26.330	21.064	1.790	3.476	1.738
Serviços de Comunicação	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Engenharia	3.958.735	270.613	3.688.123	2.950.498	250.792	486.832	243.416
Convênios	-	-	-	-	-	-	-
Total	27.036.217	1.777.979	25.258.237	17.535.472	2.625.740	5.097.025	18.214.259

III.3 PARCELA A

92. 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

93. 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 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.

94. 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 –

(Fls. 22 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

ACL, devendo as concessionárias de distribuição de energia elétrica garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada (no ACR).

95. 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.

96. 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 tarifa das geradoras de usinas provenientes da desverticalização das atividades de geração e distribuição é normatizada pela REN 167/2005. De acordo com essa resolução, a tarifa é definida através da atualização de determinados itens de custos, dentre os quais os tributos PIS e COFINS. Foi constatado que a alíquota de PIS/COFINS devida por estes geradores é de 3,65% - regime cumulativo -, e não de 9,25% - regime não cumulativo. Com efeito, é necessário atentar para as tarifas calculadas a partir do reajuste anual de 2007 da concessionária, que deverão ser objeto de processo administrativo específico para seu recálculo.

- 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.

97. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na revisão tarifária seguirá, conforme o Contrato de Concessão, os seguintes critérios:

- (i) Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº. 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data da revisão tarifária será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência,

(Fls. 23 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;

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

III.3.1.2 ENERGIA REQUERIDA

98. 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.

99. 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.

100. 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.

101. 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.

102. 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.

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

(Fls. 24 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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

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

Tabela 12: Perdas Regulatórias

1 - Cálculo do Ponto de Partida (Revisão Tarifária)					
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)				
1. Meta 2º Ciclo	5,77%				
2. Mínimo Histórico	8,67%				
3. Ajuste UC sem Medição	0,12%				
4. Ponto de Partida [mínimo (1 e 2) - 3]	5,65%				
2 - Cálculo da Meta (Final do período tarifário)					
Descrição	Modelo A	Modelo B	Modelo C		
Empresa Benchmark	CELTINS	CELTINS	CELTINS		
5. PNT/BT Benchmark	2,70%	2,70%	2,70%		
6. PNT/BT CEB	9,56%	9,56%	9,56%		
7. Probabilidade de Comparação	99,14%	98,44%	51,29%		
8. PNT/BT Meta baseada em cada Benchmark [7. x 5. + (1.-	2,76%	2,80%	6,04%		
9. PNT/BT Meta média dos Benchmarks (medido) [média(8)]			3,87%		
10. PNT/BT Diferença entre medido e faturado da CEB			0,89%		
11. PNT/BT Meta média dos Benchmarks (ajustado faturamento)			2,98%		
12. PNT/BT Ponto de Partida (faturado)			5,65%		
PNT/BT Meta			2,98%		
Descrição	Ponto Partida	2012	2013	2014	2015
Trajetória PNT/BT (ponto partida até meta)	5,65%	4,98%	4,31%	3,64%	2,98%
Velocidade de Redução (a.a)	0,00%	-0,67%	-0,67%	-0,67%	-0,67%
Limite de Redução (a.a)	0,00%	-0,60%	-0,60%	0,00%	0,00%
Referencial Regulatório PNT/BT	5,65%	5,05%	4,45%	4,45%	4,45%
Referencial Regulatório PT/Einj	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%	7,14%

106. O ponto de partida para o referencial regulatório de perdas não técnicas é definido, regra geral, pelo menor valor entre a meta definida no 2CRTP e o mínimo histórico alcançado pela distribuidora. A meta para o final do ciclo, por sua vez, considera o desempenho de distribuidoras que atuam em áreas tão ou mais complexas sob o ponto de vista do combate às perdas não técnicas, e que tenham desempenho melhores. O nível médio de perdas não técnicas das empresas *benchmarks* passa a ser referencial para a definição da meta, que deve observar a velocidade potencial de redução.

(Fls. 25 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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

Tabela 13: Energia Requerida

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	141.092
Perdas na Distribuição	682.167
Perdas Técnicas	498.805
Perdas Não Técnicas	183.362
Energia Vendida	5.588.605
Energia Requerida	6.411.865

III.3.1.3 VALORAÇÃO DA COMPRA DE ENERGIA

108. 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.

109. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e a energia requerida, ambos relativos ao período de referência. A energia contratada disponível é igual ao somatório de geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa. A tabela a seguir resume o custo com compra de energia.

Tabela 14: Custo com Compra de Energia

(Fls. 26 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
4. ENERGIA CONTRATADA	963.223.076,14	130,49	7.533.477
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
11º Existente 2013-03	29.254.033,44	93,37	313.302
1º Existente 2005-08	74.054.233,41	83,67	885.101
1º Existente 2006-08	60.870.276,99	97,95	621.417
1º Existente 2007-08	13.878.421,30	109,78	126.418
2º Existente 2008-08	16.824.654,99	117,79	142.840
5º Existente 2007-08	2.263.684,49	139,79	16.194
MCS D 1º Existente 2005-08	4.722.536,21	82,84	57.010
MCS D 1º Existente 2006-08	368.379,50	96,53	3.816
MCS D 1º Existente 2007-08	76.292,77	108,23	705
MCS D 2º Existente 2008-08	40.172,77	117,79	341
MCS D 5º Existente 2007-08	2.665,99	138,00	19
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	66.275,51	178,13	372
1º Alternativa A-3 2010-30 H	21.635,75	176,98	122
1º Nova A-4 2009-15 T	22.810.181,61	139,10	163.989
1º Nova A-4 2009-30 H	2.021.586,30	157,31	12.851
2º Nova A-3 2009-15 T	21.345.351,48	146,28	145.924
2º Nova A-3 2009-30 H	48.825.597,20	171,85	284.110
4º Nova A-3 2010-15 T	25.265.996,84	148,45	170.195
5º Nova A-5 2012-15 T	67.539.195,93	133,36	506.438
5º Nova A-5 2012-30 H	37.832.202,94	166,85	226.740
6º Nova A-3 2011-15 T	15.198.819,03	142,06	106.986
7º Nova A-5 2013-15 T	76.775.940,98	199,00	385.809
7º Nova A-5 2013-30 H	1.876.001,79	120,72	15.540
Madeira Jirau	5.347.136,34	88,63	60.331
Madeira Santo Antônio	7.278.176,08	100,23	72.617
Madeira Santo Antônio	92.651,48	100,23	924
CONTRATOS BILATERAIS			
CEB Lajeado	118.423.769,36	133,85	884.758
Corumbá III / C III	80.619.130,11	180,81	445.884
Corumbá IV	122.221.413,50	183,58	665.760
Investco	1.319.473,94	147,59	8.940
ITAIPU	105.987.188,11	100,37	1.056.016,83
PROINFA	-	-	152.005
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
5. Sobra (+) / Exposição (-)	138.809.299,20	123,76	1.121.611
6. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA	824.413.776,94	128,58	6.411.865
8. CUSTO TOTAL COMPRA DE ENERGIA EM DRA (3.1 * 3)	-	-	6.411.865

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

110. 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)

(Fls. 27 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

Descrição	Valor (R\$)
Transporte de Itaipu	9.827.981
Rede Básica Contratos Iniciais	-
Rede Básica	78.591.706
Rede Básica Fronteira	18.709.284
Rede Básica ONS (A2)	478.548
Rede Básica Export. (A2)	-
MUST Itaipu	8.065.005
Conexão	2.594.843
Uso do sistema de distribuição	-
Total	118.267.367

111. 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.

112. 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.

113. 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.

114. 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

115. 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

(Fls. 28 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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\$)
Reserva Global de Reversão – RGR	10.125.175
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	46.397.491
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	3.281.363
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	65.441.820
Compensação financeira - CFURH	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	42.654.640
PROINFA	33.630.130
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	15.731.405
ONS	72.270
Total de Encargos Tarifários	217.334.294

116. A Reserva **Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução nº 023/1999, são definidas com base em 2,5% do investimento “pro rata tempore”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

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

118. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto nº 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

(Fls. 29 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

119. 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.

120. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto nº 2.410/1997. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

121. 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.

122. 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.

123. 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.

124. 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. A Lei 12.111, de dezembro de 2009, estabeleceu a arrecadação, até 31/12/2012, o percentual adicional de 0,3% sobre a receita operacional líquida, a título de compensação dos estados e municípios que tiverem perda de receita de arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis

(Fls. 30 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

fósseis utilizados para geração de energia elétrica, nos 24 meses após a interligação dos respectivos sistemas isolados ao Sistema Interligado Nacional.

125. 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

126. 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.

127. 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 Referência⁶ 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.

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

Tabela 17 – Receita Verificada

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	RECEITA (R\$)
FORNECIMENTO	5.588.605	1.442.365.905,90
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	136.309	21.264.411
A3 (69 kV)	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	39.154	7.485.076
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.224.458	286.370.518
AS	558.599	143.192.235
BT (menor que 2,3 kV)	3.630.085	984.053.667
SUPRIMENTO	-	-
CONSUMIDORES LIVRES A1	-	-
CONSUMIDORES LIVRES (demais)	467.007	26.234.957
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	247.309	10.245.400
CONSUMIDOR GERADOR	-	5.554.320
CDE Baixa Renda	-	-
TOTAL	6.302.921	1.484.400.583

⁶ O Período de Referência corresponde ao período de 12 (doze) meses imediatamente anterior ao mês da Revisão Tarifária Periódica.

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

(Fls. 31 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

129. 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

130. 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.

131. 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.

132. 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.

133. 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

134. 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.

135. 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.;

(Fls. 32 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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..

136. O valor do componente Pd a ser considerado nos reajustes subsequentes da CEB-DIS é de 1,59%.

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

137. 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 CEB-DIS, calculado conforme equação 10, é de 0,00%.

III.5.3 COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO – Q

138. 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.

139. 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.

140. 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_{apurado}: Apuração de DEC do último ano civil disponível;

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

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

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

(Fls. 33 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

141. 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.

142. 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.

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

Tabela 18 – Componente Q do Fator X

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

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

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

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

(Fls. 34 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

FEC_{I(t)}: FEC do último ano civil disponível, expurgado causas externas ao sistema de distribuição da concessionária. Somatório dos FECip e FECind definidos no PRODIST; e
FEC_{I(t-1)}: Mesma definição acima, mas apurado no ano anterior.

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

III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS

146. 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.

147. 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.

148. 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.

149. 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 103% do mercado regulatório.

150. 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 ou homologadas em respectivos atos administrativos 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

(Fls. 35 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

DESCRIÇÃO CVA	Delta	30° dia anterior	5° dia útil anterior	12 meses subsequentes
CVA CCC	(191.491)	(210.695)	(210.766)	(220.662)
CVA CDE	5.958.221	6.268.335	6.270.456	6.564.857
CVA Rede Básica	1.843.355	1.992.538	1.993.213	2.086.795
CVA Compra Energia	6.245.745	5.587.961	5.587.961	5.855.199
CVA CFURH	-	-	-	-
CVA Transporte Itaipu	93.808	103.261	103.296	108.146
CVA Proinfa	4.910.099	5.106.395	5.108.123	5.347.952
CVA ESS/EER	2.356.658	2.657.801	2.658.700	2.783.528
Total	21.216.394	21.505.596	21.510.983	22.525.814

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\$ 485.162,07** ;

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 julho de 2012 totalizou o valor de **R\$ (10.335.693,91)**;

iv) **Repasso 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 três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. A Audiência Pública 81/2011 foi aberta a partir da iniciativa de algumas distribuidoras em fazer acordos bilaterais de suspensão dos CCEARs de energia nova por períodos específicos. Conforme autos do processo, a CEB-DIS manifestou interesse em reduzir os níveis de contratação entre outubro e dezembro de 2011, bem como no período de 2012 a partir de janeiro em diversos contratos. Com efeito, a liminar 692202220114013400 provocou efeitos financeiros até a decisão em trânsito julgado como se a proposta da Audiência Pública estivesse aprovada e todos os acordos entre compradores e geradores já celebrados, a partir de dezembro de 2011. Desta maneira, a CCEE procedeu através do Mecanismo Auxiliar de Contabilização a simulação dos efeitos financeiros dos acordos celebrados, afastando os montantes de energia associados aos contratos nos referidos meses. Seguindo a atual situação imposta pela referida liminar, a sobrecontratação de energia foi realizada incorporando na contabilização da CCEE os efeitos já faturados através do Mecanismo Auxiliar de Contabilização. Assim, observando adicionalmente 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\$ 4.644.479,64** , 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 2011, sendo concedida uma previsão adicional de **R\$ 4.908.188,79** a considerar para os próximos doze meses. Não houve previsão concedida no cálculo tarifário anterior.

(Fls. 36 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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 preveem 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\$ (640.753,62)**, já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2011.

vi) **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aqüicultura.** Tendo em vista o disposto no Art. 6º da Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006, que trata dos descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e aqüicultura, foram considerados os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados, referentes aos meses de competência de agosto de 2011 a julho de 2012, no total de **R\$ 748.409,89**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (622.926,28)**. A partir da revisão tarifária do 3CRTP os subsídios tarifários passam a ser compensados na própria estrutura tarifária, não sendo mais cabível considerar como componente financeiro a previsão de subsídio para os próximos doze meses.

vii) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD (Fontes Incentivadas).** Conforme previsto no Art. 7º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, foram apurados os valores relativos à perda de receita de distribuição decorrentes dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e aos geradores com potência instalada menor ou igual a 30 MW (PCH e Fontes Incentivadas), destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada e adquirida pelos consumidores livres. Foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF (para consumidores livres e geradores), referentes aos meses de competência de julho de 2011 a junho de 2012, resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGPM, no total de **R\$ 255.814,28**. Foi excluída a previsão considerada no último reajuste, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (95.934,74)**. A partir da revisão tarifária do 3CRTP os subsídios tarifários passam a ser compensado na própria estrutura tarifária, não sendo mais cabível considerar como componente financeiro a previsão de subsídio para os próximos doze meses.

151. **Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda.** Com relação ao período 2010-2011 (não validado e nem considerado no último reajuste tarifário) e ao período 2011-2012, com base nas informações fornecidas pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC sobre mercado e faturamento de consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, foi apurado o valor anual atualizado do subsídio “Baixa Renda”, de **R\$ 22.823.790,57**, não coberto pela subvenção econômica de que trata a Resolução Normativa nº 89/2004, repassada à concessionária pela ELETROBRÁS. Referido valor já considera eventuais diferenças de receita decorrentes do cumprimento ao disposto na Lei nº 12.212/2010, que versa sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica, e no art. 13 da Lei nº 12.111/2009, que veda o repasse de percentual referente ao Encargo Setorial da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial de Baixa Renda. Ainda em relação aos descontos concedidos aos consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda, foi apurada a reversão das previsões incluídas tanto no cálculo tarifário anterior quanto no cálculo tarifário de 2010 (que não havia sido revertido ainda), devidamente atualizada pela variação do IGPM, no total negativo de **R\$ (30.213.328,49)**.

(Fls. 37 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

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\$ 2.468.324,36**, fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF, e considerado de forma provisória até a regulamentação específica que trata o art. 3º da RN 367/2009, sujeito a correção no âmbito do processo de reajuste tarifário imediatamente posterior ao resultado desta revisão tarifária.

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 21: Componentes Financeiros

Descrição	Valor (R\$)
CVA em processamento	22.525.814
CVA Saldo a compensar	485.162
Neutralidade encargos setoriais	-10.335.694
Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006 (apurado - reversão ano anterior)	125.484
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	159.880
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	0
Subsídio TUSDccc, cde, proinfra - APE/PIE - Res. 166/2005	0
Subsídio - Baixa Renda	-7.389.538
Sobrecontratação de energia REN n° 255/2007 (Apurado + Previsão - Reversão)	8.405.040
Exposição CCEAR entre Submercados	-640.754
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	0
Parcela de Ajuste RB Fronteira	0
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	56.872
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A	0
Déficit - Programa Luz Para Todos	0
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	2.468.324
	0
Total	15.860.591

III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA

153. 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 CEB-DIS 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 contribui para o reposicionamento tarifário apresentado.

Tabela 22: Resumo da revisão tarifária

(Fls. 38 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

Descrição	Receita Último IRT (R\$)	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Var Projetado (%)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita Reajuste (%)	Part. Receita Revisão (%)
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	1.069.728	1.116.111	1.160.015	3,93%	2,93%	74,41%	76,75%
1.1 Encargos Setoriais	243.257	253.805	217.334	-14,37%	-2,43%	16,92%	14,38%
RGR	21.302	22.226	10.125	-54,44%	-0,81%	1,48%	0,67%
CCC	85.262	88.959	46.397	-47,84%	-2,84%	5,93%	3,07%
TFSEE	2.780	2.900	3.281	13,15%	0,03%	0,19%	0,22%
CDE	56.949	59.419	65.442	10,14%	0,40%	3,96%	4,33%
PROINFA	26.082	27.213	33.630	23,58%	0,43%	1,81%	2,23%
P&D (Eficiência Energética)	16.383	17.093	15.731	-7,97%	-0,09%	1,14%	1,04%
O N S	69	72	72	0,12%	0,00%	0,00%	0,00%
ESS	34.430	35.923	42.655	18,74%	0,45%	2,39%	2,82%
1.2 Transmissão	111.645	116.486	118.267	1,53%	0,12%	7,77%	7,83%
Rede Básica	72.051	75.175	78.592	4,54%	0,23%	5,01%	5,20%
Rede Básica Fronteira	19.767	20.624	18.709	-9,28%	-0,13%	1,38%	1,24%
Itaipu	17.087	17.828	17.893	0,36%	0,00%	1,19%	1,18%
Conexão	2.322	2.423	2.595	7,11%	0,01%	0,16%	0,17%
CUSD	0	0	0		0,00%	0,00%	0,00%
Outros	418	436	479	9,74%	0,00%	0,03%	0,03%
1.3 Compra energia	714.825	745.820	824.414	10,54%	5,24%	49,72%	54,55%
CCEAR Existente	181.108	188.961	149.819	-20,71%	-2,61%	12,60%	9,91%
CCEAR Nova	137.247	143.198	246.024	71,81%	6,86%	9,55%	16,28%
Contratos Bilaterais	305.692	318.947	322.584	1,14%	0,24%	21,26%	21,34%
Itaipu	90.778	94.714	105.987	11,90%	0,75%	6,31%	7,01%
2. PARCELA B (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5)	367.860	383.810	351.312	-8,47%	-2,17%	25,59%	23,25%
2.1 Custos Operacionais + Anuidades	213.636	222.899	237.700	6,64%	0,99%	14,86%	15,73%
2.2 Remuneração	99.695	104.018	76.053	-26,89%	-1,86%	6,93%	5,03%
2.3 Depreciação	60.373	62.991	47.044	-25,32%	-1,06%	4,20%	3,11%
2.4 Receitas Irrecuperáveis	10.780	11.248	8.729	-22,39%	-0,17%	0,75%	0,58%
2.5 Outras Receitas	-16.625	-17.346	-18.214	5,01%	-0,06%	-1,16%	-1,21%
3. Parcela A + Parcela B	1.437.587	1.499.921	1.511.327	0,76%	0,76%	100,00%	100,00%
4. Alocação de Subsídios na tarifa econômica	0	-15.520	0		1,05%		
5. Reposicionamento Econômico (3+4)	1.437.587	1.484.401	1.511.327	1,81%	1,81%		
6. Componentes Financeiros			15.861		0,97%		
7. Reposicionamento com Financeiros (5+6)					2,78%		
8. Financeiros Retirados do IRT anterior					-1,24%		
9. Efeito médio p/ consumidor (7+8)					1,54%		
8. Receita Verificada	1.437.587	1.484.401					

(Fls. 39 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

IV. CONCLUSÃO

154. 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 CEB-DIS será de **1,54%**. O efeito por modalidade/classe tarifária pode ser observado na tabela a seguir.

Tabela 24: Impacto tarifário ao consumidor

Subgrupo/Classe	Efeito Médio (%)
A2 (88 a 138 kV)	-9,86%
A3a (30 kV a 44 kV)	10,72%
A4 (2,3 kV a 25 kV)	0,74%
AS - Sistema Subterrâneo	11,30%
B1 (Baixa Tensão – Residencial e Baixa Renda)	-0,66%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	4,35%
B3 (Baixa Tensão – Demais Classes)	3,32%
B4 (Baixa Tensão – Iluminação Pública)	4,35%

BRUNO HATORI VIDAL
Especialista em Regulação - SRE

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

(Fls. 40 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

ANEXO I

Nota Técnica nº 291/2012-SRE/ANEEL
Brasília, 16 de agosto de 2012

RESPOSTAS ÀS CONTRIBUIÇÕES RECEBIDAS NA AP 42/2012

(Fls. 41 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

155. O presente anexo apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL referentes às contribuições recebidas na AP 42/2012 relativa à revisão tarifária da CEB-DIS.

156. As contribuições estão apresentadas sob a forma de extratos retirados dos textos integrais apresentados na citada audiência pública com o objetivo de apresentar sucintamente a mensagem principal do autor da contribuição. Cabe ressaltar que a contribuição em sua forma integral pode ser acessada no endereço www.aneel.gov.br no link Audiências/Consultas/Fórum. Ao início de cada comentário é identificado seu autor. As contribuições estão agregadas por temas. Para cada tema, são apresentadas todas as contribuições que o abordaram. A Resposta será única por tema, e buscará contemplar todos os pontos levantados pelas contribuições de forma direta ou indireta, explicitando, quando for o caso, sobre sua incorporação ou não na decisão final. É importante ressaltar que boa parte das contribuições foi respondida, direta ou indiretamente, no corpo das Notas Técnicas que tratam de cada tema específico.

CONTRIBUIÇÕES RELATIVAS À AP 42/2012

I – Base de Remuneração Regulatória

Contribuição da ABRACE

“ A Abrace sugere que a Aneel verifique mais uma vez a consistência dos valores ora propostos para o Ativo em Serviço Bruto, pois parecem estar em conflito com as demonstrações financeiras da própria distribuidora. A proposta da Audiência Pública n.º 042/2012 aponta um incremento em torno de 36% do Ativo em Serviço Bruto, enquanto a estimativa obtida a partir das demonstrações da CEB-D só permitem chegar ao incremento de apenas 19%.

Por último, em relação à utilização dos valores publicados nas demonstrações financeiras, a Abrace entende que elas são um balizador sobre os valores arrecadados e apurados pela concessionária, sendo fonte fidedigna de informação para todo mercado e, assim, eficaz na redução dos efeitos da assimetria de informação, podendo também ser utilizado pelo regulador.”

Resposta da Superintendência da ANEEL

A análise da ABRACE realmente é útil para fins de comparação e validação, em grandes números, dos dados da Base de Remuneração. Ressaltamos que com relação à citada assimetria de informação entre a concessionária e o regulador com relação aos dados de investimentos, o regulador não aceita as informações prestadas pela concessionária sem fiscalização. Em um primeiro momento, a distribuidora contrata uma Auditoria credenciada pela ANEEL para levantar a base incremental. Em seguida, a própria ANEEL fiscaliza o trabalho já realizado pela Auditoria, observando tanto os dados contábeis quanto a existência dos equipamentos físicos (o que inclusive, no caso concreto da CEB-DIS, se encontra pendente por faltas de informações, mas será validado no ano seguinte).

Isto posto, a comparação entre o investimento incremental do Relatório de Administração somada ao valor do 2CRTP (conforme proposta da ABRACE), com o valor utilizado pela ANEEL carece de um ajuste: não só o investimento incremental é atualizado pelo IGPM, como toda a base blindada do 2CRTP. Uma vez que o IGPM do período foi de 22,4%, o valor da base incremental mais a atualização do IGPM da base blindada explica a variação da Base de Remuneração Bruta do 2CRTP para o 3CRTP.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

II – Base de Anuidade Regulatória

Contribuição da ABRACE

"Especificamente em relação à anuidade foi encontrado um ponto de inconsistência no cálculo apresentado pela Audiência Pública n.º 042/2012. A Aneel utiliza como IGPM₀ para atualização da BAR a data de 01/01/2011, conforme parágrafo 61 da Nota Técnica n.º 129/2010-SRE, de 16/05/2012:

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

onde:

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

AIS: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 3CRTP;

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

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

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

(...)

A Associação solicita que no tratamento de cálculo da BAR seja utilizado o IGPM₀ da data de 01/01/2012 para não incorrer em duplicidade de atualização nos valores dos ativos."

Resposta da Superintendência da ANEEL

A proposta da ABRADÉE pode ser útil na definição da metodologia do 4CRTP, mas infelizmente no presente momento a contribuição se encontra fora do escopo da presente Audiência Pública, na medida em que a metodologia de cálculo da Base de Anuidade Regulatória já foi definida como resultado da Audiência Pública nº 40/2010, detalhado no Submódulo 2.3 do PRORET.

III – Receitas Irrecuperáveis

Contribuição da ABRACE

"A Abrace entende que o percentual definido na Audiência Pública n.º 042/2012 poderia ser revisto em função de se aproximar da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa efetivo da distribuidora e não representar um estímulo suficiente à eficiência e à modicidade tarifária. No caso da CEB-D, propõe-se que o percentual regulatório de receitas irrecuperáveis referente ao VSe não ultrapasse 0,35%, percentual que representa um ganho de eficiência a ser alcançado com respeito ao desempenho atual de 0,49%."

Resposta da Superintendência da ANEEL

A proposta da ABRADÉE pode ser útil na definição da metodologia do 4CRTP, mas infelizmente no presente momento a contribuição se encontra fora do escopo da presente Audiência Pública, na medida em que a metodologia de cálculo de Receitas Irrecuperáveis já foi definida como resultado da Audiência Pública nº 40/2010, detalhado no Submódulo 2.2 do PRORET.

Contribuição da CEB-DIS

(Fls. 43 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

"Do exposto, solicita-se a consideração dos níveis reais de inadimplência, base para o cálculo daquelas oriundas a encargos setoriais, o que representa o acréscimo de R\$111.483,48, na data base da revisão em 26 de agosto de 2012, sobre as receitas irrecuperáveis propostos pela ANEEL para o 3CRTP a preço de agosto de 2008."

Resposta da Superintendência da ANEEL

Contribuição acatada. Conforme levantado na contribuição, havia uma divergência dos parâmetros de entrada para o cálculo de receitas irrecuperáveis ocasionando a diferença citada pela CEB-DIS. Os parâmetros já foram alterados de forma a refletir os valores realizados de receitas irrecuperáveis da CEB-DIS.

IV – Outras Receitas

Contribuição da ABRACE

"Solicita que a Aneel verifique a inconsistência nos valores brutos de outras receitas para modicidade tarifária e corrija eventuais discrepâncias. A Abrace estima que a Aneel esteja subestimando as outras receitas a valores brutos em cerca de R\$ 17 milhões.

Em especial, a Abrace solicita que a Aneel apure para modicidade tarifária eventuais receitas obtidas com a prestação de serviços conforme se pode constatar nas demonstrações contábeis da distribuidora."

Resposta da Superintendência da ANEEL

Os valores levantados pela ABRACE com base no relatório de administração se referem à holding do grupo CEB, que agrega também empresas de geração e distribuição de gás natural. Os dados referentes à Distribuição de Energia estão apresentados em outro relatório, disponível no sítio <http://www.ceb.com.br/CebNovo/arquivos/Pdf/DF%20CEB%20D%202011.pdf>. Neste relatório, as linhas de "Arrendamentos e Aluguéis" e "Outras Receitas e Rendas" somam R\$ 29,2 milhões, próximo do valor considerado na presente revisão tarifária.

Contribuição da CEB-DIS

"Observa-se na Tabela exposta uma receita considerada pela ANEEL vinculada à cobrança pela arrecadação de convênios nas faturas de energia, o que é incorreto. Tal atividade não existe no modelo de negócio da CEB razão pela qual solicita sua exclusão das Outras receitas."

Resposta da Superintendência da ANEEL

Contribuição acatada. Conforme levantado na contribuição, havia uma divergência dos valores de Outras Receitas ocasionando a diferença citada pela CEB-DIS. Os parâmetros já foram alterados de forma a refletir os valores efetivamente realizados.

V – Custos Operacionais

Contribuição da ABRACE

(Fls. 44 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

"A Abrace solicita que o regulador verifique uma vez mais se existe um conflito entre o texto do Proret e a equação referente à média da taxa de crescimento médio de mercado. Tal procedimento de cálculo também está incoerente com os demais cálculos de crescimento médio de mercado no processo de revisão. A fórmula conforme ora proposta para a CEB-D, seja na interpretação como média aritmética ou geométrica, subestima o crescimento de mercado e prejudica a modicidade tarifária."

Resposta da Superintendência da ANEEL

A proposta da ABRADDEE pode ser útil na definição da metodologia do 4CRTP, mas infelizmente no presente momento a contribuição se encontra fora do escopo da presente Audiência Pública, na medida em que a metodologia de cálculo de Custos Operacionais já foi definida como resultado da Audiência Pública nº 40/2010, já detalhado no Submódulo 2.5 do PRORET. Apesar da ABRACE citar que o texto do PRORET não impediria sua interpretação, a fórmula para cálculo da variação de mercado já está definida no Submódulo, de forma que não será objeto de discussão na presente revisão tarifária da CEB-DIS.

Contribuição da CEB-DIS

"A CEB reconhece que a regulação deve observar um dos preceitos fundamentais do processo de revisão tarifária que é de reverter à modicidade tarifária os ganhos de produtividade obtidos no período entre revisões tarifárias e, por conta disso, não sugere que no processo do 3CRTP teria que obter na sua tarifa o nível real de custos operacionais. No entanto, considera que o deságio foi muito elevado, o que levará muito provavelmente à insustentabilidade de sua operação dentro das exigências regulatórias e de sua especificidade."

Por outro lado, a subestimação observada de R\$ 19.523.975,96 no 2CRTP, se for considerada como um ajuste sobre os custos operacionais regulatórios reconhecidos no 2CRTP de R\$ 164.808.220, a preço de 26 de agosto de 2008, promoveria uma elevação dos custos da CEB no 3CRTP para R\$ 251.224.444,83, valor menor que os custos operacionais reais de R\$ 278.679.678,30. Obviamente a diferença de R\$ 27.455.233,47, seria o esforço de adequação da CEB à condição regulatória dos custos operacionais."

Resposta da Superintendência da ANEEL

A atualização do 2CRTP é feita apenas como ponto de partida do 3CRTP, ciclo este que possui outra metodologia para se determinar os custos operacionais eficientes para a CEB-DIS. Esta metodologia determinou uma faixa de custos ao redor de R\$ 208.361.631 em que os custos da CEB-DIS poderiam se situar caso fossem eficientes. Dado que o custo atualizado do 2CRTP de R\$ 224.376.923 se encontra neste intervalo, o nível de custo tarifário reconhecido de partida neste ciclo tarifário está consistente tanto com a metodologia do 2CRTP, fruto da Audiência Pública nº 08/2006, quanto com a metodologia do 3CRTP, fruto da Audiência Pública nº 40/2010. Possíveis melhorias na metodologia podem vir a serem realizadas, quando pertinentes, na metodologia do 4CRTP.

VI – Perdas Não Técnicas de Energia

Contribuição da CEB-DIS

(Fls. 45 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

"Neste contexto, a CEB sugere que a redução proposta pela ANEEL de 0,6% das PNT se faça, não de uma única vez, mas sim ao longo do 3CRTP através de uma trajetória de redução de 0,15% a.a. chegando ao final com os mesmos 4,92% estabelecido pela ANEEL no início do 3CRTP, conforme atesta a Tabela adiante.

PROPOSTA CEB	PNT/MBT Faturado
Ponto de partida	5,52%
Velocidade de redução	-0,15%
Trajetoária pleiteada	
2012	5,37%
2013	5,22%
2014	5,07%
2015	4,92%

Resposta da Superintendência da ANEEL

A proposta da CEB-DIS criaria um tratamento não isonômico de redução de perdas técnicas entre diferentes concessionárias. Enquanto algumas teriam suas tarifas reduzidas em 0,6% ao ano, a CEB-DIS reduziria 0,15% ao ano. Cabe ressaltar que a empresa Benchmark de perdas não técnicas aplicável à CEB-DIS, a CELTINS, pratica uma perda não técnica de 2,7%, que corrigido para as características da CEB-DIS representaria uma meta de perda não técnica de 2,98%. Para se atingir a meta aplicável à CEB-DIS no presente ciclo tarifário, seria necessária uma velocidade de redução de 0,67% ao ano nos próximos 3 anos, maior do que o 0,6% aplicado à CEB-DIS somente nos dois primeiros anos.

VII – Investimentos realizados no 2CRTP

Contribuição da CEB-DIS

"A CEB pretende ao longo do seu processo revisional encaminhar ao Regulador um relatório específico sobre os investimentos realizados no 2CRTP, cujo resultado esperado é a eliminação ou a redução substancial da penalidade sobre a Parcela B do 3CRTP. Assim, a partir desse relatório, a CEB solicita à ANEEL rever o cálculo dos investimentos, considerando as informações atualizadas, de modo a minimizar a diferença apontada ou até mesmo eliminá-la."

Resposta da Superintendência da ANEEL

Os dados validados pela Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF –, após a Audiência Pública, dão conta de um investimento de R\$ 321.394.739, já considerados 4 anos completos na sua análise. Este é o valor considerado no cálculo do Reajuste Tarifário.

VIII – Qualidade do Serviço

Contribuição do Conselho de Consumidores da CEB-DIS

"A energia elétrica é um bem público e essencial em nosso cotidiano, portanto, precisamos participar das discussões que envolvem sua garantia de fornecimento e frequência dessas interrupções. Por isso questionamos: quanto estamos dispostos a pagar pela qualidade? Em quanto tempo?"

(Fls. 46 da Nota Técnica nº291/2012-SRE/ANEEL, de 16/08/2012).

Resposta da Superintendência da ANEEL

Conforme mencionado nesta Nota Técnica, a partir do 3CRTP o nível de qualidade do serviço será um dos parâmetros do reajuste tarifário, através do componente Q do Fator X, de forma a buscar incentivar a empresa a melhorar continuamente a qualidade do serviço prestado.

IX – Fórmula Paramétrica

Contribuição de Ivo Montenegro

- "a) a Parcela B calculada no reajuste tarifário não deve absorver os ganhos de escala decorrentes do aumento de demanda;*
- b) os referidos ganhos de escala devem ser repassados para o consumidor, com vistas a manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato;*
- c) devem ser buscadas outras formas de atingir a modicidade tarifária estabelecida na Lei."*

Resposta da Superintendência da ANEEL

O aumento da demanda – aqui entendido como aumento do mercado da empresa – é efetivamente contabilizado para se determinar o equilíbrio econômico-financeiro nas revisões tarifárias a cada quatro anos, conforme reza seu contrato de concessão. No período entre revisões tarifárias, este ganho de mercado é capturado a partir do Fator X, neste caso calculado projetando o crescimento dos próximos quatro anos com base nas taxas de crescimento dos últimos quatro anos. Esta é a finalidade do componente Pd do Fator X, explicado em maiores detalhes ao longo desta Nota Técnica.

X – Parcela B

Contribuição do Conselho de Consumidores da CEB-DIS

"De acordo com a proposta ora em discussão, pode-se observar que a parcela B, da concessionária, apresentou um aumento de 1,5% - figura 5 – quando comparamos com o valor corrigido pelo IGPM do 2º ciclo tarifário, colocando em dúvida a captura dos ganhos de produtividade do período, os quais deveriam ser revertidos para a modicidade tarifária."

Resposta da Superintendência da ANEEL

Conforme apresentado nesta Nota técnica, a Parcela B da concessionária está sofrendo uma redução de -8,47% com relação ao que vinha sendo arrecadado. Tal valor foi fruto de um maior crescimento do mercado com relação aos investimentos e custos necessários para a atividade de distribuição, o que é uma forma de ganho de produtividade.