



SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA

**Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL
Brasília, 31 de maio de 2012**

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

.....

Energisa Minas Gerais - EMG
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.....	5
III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS.....	11
III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA.....	12
III.1.4 CUSTO ANUAL DAS INSTALAÇÕES MÓVEIS E IMÓVEIS - CAIMI.....	16
III.1.5 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DE INVESTIMENTOS REALIZADOS.....	18
III.1.6 AJUSTE DA PARELA B EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE AJUSTE DE MERCADO.....	19
III.2 OUTRAS RECEITAS.....	20
III.3 PARCELA A.....	21
III.3.1 CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CE).....	21
III.3.2 CUSTOS COM CONEXÃO E USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO E/OU TRANSMISSÃO (CT).....	26
III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS.....	28
III.4 RECEITA VERIFICADA.....	30
III.5 FATOR X.....	31
III.6 COMPONENTES TARIFÁRIOS FINANCEIROS.....	34
III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA.....	38
IV. CONCLUSÃO.....	40
I – Internalização dos subsídios tarifários.....	1
II – Receitas Irrecuperáveis.....	2
III – Componentes Financeiros.....	2
Solicitou os financeiros: Consultoria e Campanha de Medidas.....	3
Tais financeiros já fazem parte dos custos operacionais regulatórios do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, pois os mesmos são produtos da Empresa de Referência do 2º Ciclo atualizada, que já contemplava tais rubricas...3	3
Pleito não aceito.....	3
IV – Contratação do Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSDs.....	3
Pleito não aceito.....	3

(Fls. 2 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Nota Técnica nº 0154/2012–SRE/ANEEL

Em 31 de maio de 2012.

Processo n.º 48500.005373/2011-23

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

I. OBJETIVO

Submeter à decisão de Diretoria a proposta de revisão tarifária da EMG relativa ao Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias Periódicas - 3CRTP. 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.

2. A Seção II apresenta uma breve descrição dos fatos relativos à revisão tarifária da EMG, 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 nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

II. DOS FATOS

3. O Contrato de Concessão nº 040/1999, que regula a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica na área de concessão da EMG, define a data de 18/06/2012 para a realização da terceira revisão tarifária periódica.

4. 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.

5. Por meio do Ofício Circular nº 013/2011-SRE/ANEEL de 07/12/2011 foram solicitadas as informações iniciais para subsidiar o cálculo da revisão tarifária, que foram encaminhadas pela Carta ENERGISAMG/VP-ANEEL/nº008/2012 de 24/01/2012.

6. No dia 23/02/2012 a proposta preliminar da revisão tarifária foi encaminhada à EMG e ao Conselho de Consumidores da EMG. No dia 29/02/2012 ambos trouxeram suas contribuições à proposta preliminar, tendo sido avaliadas e, quando pertinente, incorporadas à proposta descrita nesta Nota Técnica.

7. Em 13/03/2012 a Diretoria da ANEEL decidiu abrir a Audiência Pública-AP nº 015/2012 com o objetivo de discutir com a sociedade a proposta de revisão tarifária. O período de contribuições se estendeu até 19 de abril, data em que foi realizada sessão presencial da AP em Cataguases-MG.

8. No dia 22/05/2012, uma proposta consolidada da revisão tarifária, após avaliação das contribuições trazidas na AP 015/2012, foi discutida com representantes da EMG e do Conselho de Consumidores, os quais tiveram, naquela data, mais uma oportunidade para considerações finais, que quando pertinentes, foram incorporadas à presente proposta.

III. ANÁLISE

9. O reposicionamento tarifário proposto para a revisão tarifária da EMG é de **1,65%** calculado conforme equação a seguir:

$$\frac{RT}{RV} = \frac{RR + OR}{RV} \quad (1)$$

Onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas; e

RV: Receita Verificada.

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

(Fls. 4 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

11. 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 Referência² 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.

12. 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:

(2)

onde:

RR: Receita requerida;

VPA: Valor da Parcela A;

VPB: Valor da Parcela B;

Pm: Fator de Ajuste de Mercado;

m: multiplicador detalhado na seção III.1.5; e

ΔX : diferencial de X, resultante do recálculo do Fator X (2CRTP), detalhado na seção III.1.5.

13. 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.

14. 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.

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

(Fls. 5 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

III.1 PARCELA B

15. A Parcela B é composta pela soma dos componentes abaixo:

(3)

onde:

VPB: Valor da Parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA: Custo Anual dos Ativos.

16. 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:

(4)

onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO₃: Custos Operacionais relativos ao 3CRTP; e

RI: Receitas Irrecuperáveis.

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

(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

18. 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.

19. 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.

20. 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)

(Fls. 6 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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 e o crescimento dos produtos alcançada pelas concessionárias de distribuição.

21. 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.

22. 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

23. 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.

$$\text{—————} \quad (6)$$

onde:

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

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

: variação total do produto; e

: número de anos entre as datas-base do 2CRTP e 3CRTP³.

24. 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

25. 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;

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

(Fls. 7 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

- Exclusão dos custos de capital associados às anuidades relativas a veículos, sistemas de informática e aluguel de móveis e imóveis administrativos, que são tratados como Base de Anuidade Regulatória – BAR na metodologia de definição da Base de Remuneração Regulatória;
- Exclusão dos custos adicionais relativos ao crescimento dos processos e atividades comerciais e de operação e manutenção. Esses custos têm por finalidade contemplar despesas adicionais entre o momento em que é simulada a Empresa de Referência, que é a data-base dos dados de consumidores e ativos, e a data da revisão tarifária. Como a atualização dos custos do 2CRTP se dá desde a data de referência de consumidores e ativos, se faz necessário excluir tais valores.

26. 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.

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

(7)

onde:

- : *variação total do produto;*
- : *taxa de crescimento do consumo na baixa tensão;*
- : *taxa de crescimento do consumo na média tensão;*
- : *taxa de crescimento do consumo na alta tensão;*
- : *taxa de crescimento de consumidores;*
- : *taxa de crescimento da rede; e*
- : *peso da variável i, sendo i igual aos consumos de baixa, média e alta tensão, unidades consumidoras e redes de distribuição.*

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

(Fls. 8 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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

Descrição	Valores - 2CRTP	Valores - 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/11/2007	31/12/2011		
Data Base Valores OPEX	18/06/2008	18/06/2012		
Número de unidades consumidoras	341.834	393.809	15,20%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	22.834	26.560	16,32%	12,11%
Mercado AT (MWh)	197.954	219.491	10,88%	6,13%
Mercado MT (MWh)	317.400	346.988	9,32%	13,15%
Mercado BT (MWh)	702.093	840.098	19,66%	55,89%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (?P) - 2CRTP a 3CRTP	16,79%
Variação anual do produto	3,80%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	23,96%
Variação IGPM	23,57%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2CRTP - Original	80.733.923		
OPEX 2CRTP - Ajustado	72.406.306	49.624.944	22.781.362
OPEX 2CRTP - Atualização Monetária p/ 3CRTP	89.667.441	61.515.696	28.151.745
OPEX 2CRTP - Com crescimento dos produtos	104.721.227	71.843.237	32.877.991
OPEX 3CRTP	101.378.791	69.550.183	31.828.608

III.1.1.2 ETAPA 2 – CUSTOS OPERACIONAIS - ANÁLISE COMPARATIVA

29. 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.

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

31. 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).

32. 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.

(Fls. 9 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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

34. 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.

) (8)

(9)

onde:

: limite inferior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

: limite superior de custos operacionais, na data-base do 3CRTP;

: custo operacional contábil de 2009 atualizado até a data de revisão tarifária;

: parâmetro de eficiência considerado no primeiro estágio;

: limite superior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência; e

: limite inferior do intervalo sobre o parâmetro de eficiência.

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

(Fls. 10 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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

Descrição	Valores 2009	Valores 3CRTP	Variação (%)	Peso (%)
Data Base Ativos e Consumidores	01/07/2009	31/12/2011		
Data Base Valores OPEX	01/07/2009	18/06/2012		
Número de unidades consumidoras	365.174	393.809	7,84%	12,72%
Extensão das redes de distribuição (km)	24.815	26.560	7,03%	12,11%
Mercado AT (MWh)	203.575	219.491	7,82%	6,13%
Mercado MT (MWh)	334.042	346.988	3,88%	13,15%
Mercado BT (MWh)	755.506	840.098	11,20%	55,89%

Descrição	Variação (%)
Variação total do produto (ΔP) - 2009 a 3CRTP	9,10%
Variação anual do produto	3,54%
Índice de Produtividade do OPEX	0,782%
Variação IPCA	17,41%
Variação IGPM	19,35%

Descrição	Total	Pessoal	Materiais e Serviços
OPEX 2009 - Valores correntes	67.973.033	21.091.830	46.881.203
OPEX 2009 - Atualização Monetária p/ 3CRTP	80.717.117	24.764.522	55.952.595
OPEX 2009 - Com crescimento dos produtos	88.058.964	27.017.047	61.041.917
OPEX 2009 - Com ganhos de produtividade	86.360.928	26.496.079	59.864.849

36. 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.

37. 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.

38. 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).

$$\frac{C_{2009} - C_{3CRTP}}{C_{3CRTP}} \times 100 \quad (10)$$

onde:

: número de reajustes entre duas revisões tarifárias sucessivas;

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

(Fls. 11 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

: limite mais próximo de CO₂ do intervalo de custos operacionais eficientes definido por meio do método de benchmarking; e

: total da parcela B definida na revisão tarifária do 3CRTP.

39. No caso da EMG o Componente T do Fator X é de **1,70%**.

III.1.2 RECEITAS IRRECUPERÁVEIS

40. 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.

41. 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.

_____ (11)

onde:

: Parcela de receitas irrecuperáveis associada aos encargos setoriais;

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

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

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

42. 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:

_____ (12)

onde:

: Parcela de receitas irrecuperáveis associada à receita, exceto encargos setoriais;

: Receita requerida líquida sem encargos, ou seja, subtraindo os encargos setoriais;

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

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

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

(Fls. 12 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Tabela 3 – Receitas Irrecuperáveis

Descrição	Receita Base (R\$)	% RI	RI (R\$)
Encargos Setoriais	68.802.752	0,20%	136.302
Restante da Receita	535.823.646	0,42%	2.237.354
Total	604.626.398	0,39%	2.373.656

III.1.3 REMUNERAÇÃO DO CAPITAL E QUOTA DE REINTEGRAÇÃO REGULATÓRIA

44. 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:

(13)

onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRRl: Base de Remuneração Regulatória líquida;

RGR: Saldo devedor de RGR;

$r_{WACCpré}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e

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

45. 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.

46. 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:

(14)

onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória;

BRRb: Base de Remuneração Regulatória bruta; e

δ : Taxa média de depreciação das instalações.

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

III.1.3.1 CUSTO DE CAPITAL

48. 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:

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

(Fls. 13 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

(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.

49. 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.

50. 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%**.

51. 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:

(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.

52. 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:

(17)

onde:

r_f : taxa de retorno do ativo livre de risco;

r_c : prêmio de risco de crédito; e

r_B : prêmio de risco país.

(Fls. 14 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

53. 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 4: 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%

54. 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:

(18)

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

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

(Fls. 15 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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

Tabela 5: 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.

57. 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).

58. 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.

59. 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

60. Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no 3CRTP, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração aprovada no segundo ciclo de revisão tarifária (2CRTP) deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) As inclusões entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do 3CRTP;

(Fls. 16 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

- c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária – base incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do 3CRTP;
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária;

61. 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.

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

Tabela 6 – Remuneração do Capital e Quota de Reintegração

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	934.655.317
(2) Índice de Aproveitamento Integral	14.136.673
(3) Obrigações Especiais Bruta	259.873.850
(4) Bens Totalmente Depreciados	117.718.693
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	542.926.101
(6) Depreciação Acumulada	491.720.121
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	442.935.196
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	6.317.494
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	436.617.703
(10) Almojarifado em Operação	4.386.146
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	227.186.636
(13) Terrenos e Servidões	4.474.147
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	218.291.360
(15) Saldo RGR PLPT	19.412.407
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	2.133.094
(17) Taxa de Depreciação	3,80%
(18) Quota de Reintegração Regulatória = (5) * (17)	20.631.192
(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)	22.689.615

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

(Fls. 17 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

63. 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.

64. 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:

(19)

onde:

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

: Ativo imobilizado em serviço aprovado no 3CRTP;

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

₁: Valor do índice IGP-M na data da revisão tarifária; e

₀: Valor do índice IGP-M em 01/01/2011.

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

Tabela 7: Segregação da Base de Anuidade Regulatória nos Grupos de Ativos

Grupo de Ativos	(% da BAR)
Aluguéis ()	25%
Veículos ()	25%
Sistemas ()	50%

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

(20)

onde:

CAIM: 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.

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

(21)

onde:

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

BAR_{AVI}: 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

(Fls. 18 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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

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

Tabela 8: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis – CAIMI

Descrição	Valores (R\$)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	55.102.320
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	13.775.580
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	13.775.580
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	27.551.160
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	1.276.201
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	2.750.393
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	6.763.238
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	10.789.832

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

69. 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.

70. 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.

71. 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.

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

$$(22)$$

onde:

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

X_1 : X recalculado.

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

$$(23)$$

(Fls. 19 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

onde:

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

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

m: multiplicador.

74. 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.

75. Na revisão tarifária da EMG o valor de _____ resultou em 0.

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

76. 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.

77. 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:

(24)

onde:

F: 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.

78. A tabela a seguir resume o cálculo da Parcela B ajustada da revisão tarifária da EMG.

Tabela 9: Cálculo da Parcela B ajustada

(Fls. 20 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Descrição	Valores
Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM)	R\$ 103.830.635
Custos Operacionais (CO3)	R\$ 101.456.979
Receitas Irrecuperáveis - Encargos Setoriais (Vi)	R\$ 136.302
Demais Receitas Irrecuperáveis (Vse)	R\$ 2.237.354
Custo Anual dos Ativos (CAA)	R\$ 54.110.639
Remuneração do Capital (RC)	R\$ 22.689.615
Quota de Reintegração Regulatória (QRR)	R\$ 20.631.192
Custo anual das instalações móveis e imóveis (CAIMI)	R\$ 10.789.832
Parcela B (VPB)	R\$ 157.941.274
Ajuste em função dos investimentos realizados	0,00%
Diferencial de X (ΔX)	0,00%
Multiplicador (m)	1,76
Parcela B com ajuste do 2CRTP (VPB')	R\$ 157.941.274
Índice de Produtividade da Parcela B	0,93%
Parcela B com ajuste de mercado	R\$ 156.472.247

III.2 OUTRAS RECEITAS

79. 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”.

80. 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.

81. As **receitas de outras atividades empresariais** são todas e quaisquer atividades desenvolvidas pela própria concessionária e que não estão diretamente relacionadas à atividade fim da concessão. Subdividem-se em 2 subgrupos:

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

82. 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 10: Outras Receitas

(Fls. 21 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Descrição	Receita Bruta	ICMS / PIS / COFINS / ISS	Receita Líquida	Despesa	IRPJ/CSLL	Lucro Líquido	Outras Receitas
Serviços Cobráveis	1.255.497	64.806	1.190.691	-	404.835	785.856	785.856
Encargos de Conexão	581.413	152.752	428.661	-	145.745	282.916	282.916
Compartilhamento de Infraestrutura	1.777.443	180.620	1.596.823	1.277.458	108.584	210.781	1.382.848
Sistemas de Comunicação (PLC)	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Consultoria	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de O&M	1.380.617	140.296	1.240.322	992.257	84.342	163.722	81.861
Serviços de Comunicação	-	-	-	-	-	-	-
Serviços de Engenharia	1.097	111	986	789	67	130	65
Convênios	236.430	24.026	212.405	42.481	57.774	112.150	56.075
Total	5.232.498	562.611	4.669.887	2.312.985	801.347	1.555.555	2.589.622

III.3 PARCELA A

83. 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

84. 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.

85. O modelo instituído pela Lei nº 10.848/2004 estabelece dois ambientes em que as contratações devem ser feitas: Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL, devendo as concessionárias de distribuição de energia elétrica garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada (no ACR).

86. 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.

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

(Fls. 22 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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

88. 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, 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

89. 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.

(Fls. 23 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

90. 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.

91. 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.

92. 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.

93. 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.

94. 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.

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

96. 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.

(Fls. 24 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Tabela 11: Perdas Regulatórias

1 - Cálculo do Ponto de Partida (Revisão Tarifária)					
Descrição	Perdas Não Técnica (% BT)				
1. Meta 2º Ciclo	1,23%				
2. Mínimo Histórico	0,96%				
3. Ajuste UC sem Medição	0,00%				
4. Ponto de Partida [mínimo (1 e 2) - 3]	0,96%				
2 - Cálculo da Meta (Final do período tarifário)					
Descrição	Modelo A	Modelo B	Modelo C		
Empresa Benchmark	SANTACRUZ	EMG	SANTACRUZ		
5. PNT/BT Benchmark	0,66%	3,28%	0,66%		
6. PNT/BT EMG	3,28%	3,28%	3,28%		
7. Probabilidade de Comparação	47,15%	100,00%	58,87%		
8. PNT/BT Meta baseada em cada Benchmark [7. x 5. + (1.-7.) x 6]	2,04%	3,28%	1,74%		
9. PNT/BT Meta média dos Benchmarks (medido) [média(8)]		2,35%			
10. PNT/BT Diferença entre medido e faturado da EMG		3,28%			
11. PNT/BT Meta média dos Benchmarks (ajustado faturamento)		0,00%			
12. PNT/BT Ponto de Partida (faturado)		0,96%			
PNT/BT Meta [mínimo (11 , 12)]		0,00%			
Descrição	Ponto Partida	2012	2013	2014	2015
Trajectoria PNT/BT (ponto partida até meta)	0,96%	0,72%	0,48%	0,24%	0,00%
Velocidade de Redução (a.a)	0,00%	-0,24%	-0,24%	-0,24%	-0,24%
Limite de Redução (a.a)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Referencial Regulatório PNT/BT	0,96%	0,96%	0,96%	0,96%	0,96%
Referencial Regulatório PT/Einj	8,41%	8,41%	8,41%	8,41%	8,41%

97. 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 atuem 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.

98. Cabe ressaltar que no caso da EMG foi considerada uma atipicidade de grande recuperação de faturamento ocorrida no mês de janeiro de 2010, que culminou para um valor de perdas não técnicas apuradas no ano de 0%, mínimo histórico alcançado pela distribuidora no período. Sendo assim, adotou-se o mínimo histórico imediatamente superior a este valor de 2010, ou seja, 0,96% alcançado no ano de 2008.

99. 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 12: Energia Requerida

(Fls. 25 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Descrição	Energia (MWh)
Perdas na Rede Básica	27.607
Perdas na Distribuição	137.944
Perdas Técnicas	129.879
Perdas Não Técnicas	8.065
Energia Vendida	1.089.034
Energia Requerida	1.254.584

III.3.1.3 VALORAÇÃO DA COMPRA DE ENERGIA

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

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

102. A tabela a seguir sintetiza os contratos celebrados pela distribuidora, seus preços médios e a despesa (destaque para energia nova com vencimento apenas em 2015 e para os preços dos bilaterais):

(Fls. 26 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Tabela 13: Custo com Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
4. ENERGIA CONTRATADA	198.066.944,12	156,55	1.295.853
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	3.323.796,10	83,52	39.798
1º Existente 2006-08	8.231.180,42	97,78	84.182
1º Existente 2007-08	3.702.886,78	109,58	33.790
2º Existente 2008-08	721.458,41	117,57	6.136
5º Existente 2007-08	321.727,40	139,53	2.306
MCSD 1º Existente 2006-08	1.387.199,74	96,92	14.313
MCSD 1º Existente 2007-08	111.744,72	108,45	1.030
MCSD 2º Existente 2008-08	154.426,33	116,36	1.327
MCSD 4º Existente 2009-08	61.018,84	129,21	472
MCSD 5º Existente 2007-08	8.034,47	137,85	58
1º Nova A-3 2008-15 T	1.309.563,86	160,87	8.141
1º Nova A-3 2008-30 H	169.195,77	146,95	1.151
1º Nova A-4 2009-15 T	2.612.173,48	193,60	13.493
1º Nova A-4 2009-30 H	166.031,78	157,03	1.057
1º Nova A-5 2010-15 T	3.373.231,67	187,16	18.023
1º Nova A-5 2010-30 H	2.938.176,23	158,07	18.588
4º Nova A-3 2010-15 T	1.069.062,72	214,00	4.996
5º Nova A-5 2012-15 T	3.278.763,02	164,91	19.882
5º Nova A-5 2012-30 H	1.482.575,43	166,55	8.902
7º Nova A-5 2013-15 T	3.629.589,66	229,10	15.843
7º Nova A-5 2013-30 H	76.897,42	120,50	638
Madeira Jirau	219.173,83	88,47	2.477
Madeira Santo Antônio	203.536,23	100,05	2.034
Madeira Santo Antônio	2.723,11	100,05	27
CONTRATOS BILATERAIS			
UTE - JF	4.317.775,20	163,85	26.352
ZONA DA MATA (GD)	38.029.900,82	192,37	197.688
BARRA DO BRAÚNA (Brookfield)	36.192.501,72	187,14	193.398
BESA	42.731.286,81	205,07	208.374
BESA - ANA MARIA E GUARY	7.873.039,55	203,33	38.721
GRAPON	1.544.915,35	205,07	7.534
ITAIPU	28.272.409,89	98,22	287.837,57
PROINFA	-	-	30.652
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
5. Sobra (+) / Exposição (-)	5.286.034,01	128,09	41.268
6. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA	192.780.910,12	153,66	1.254.584

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

103. 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 a transmissão de energia a serem considerados nesta revisão tarifária são detalhados na tabela a seguir:

(Fls. 27 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Tabela 14: Custo de conexão e uso dos sistemas de distribuição/transmissão (CT)

Descrição	Valor (R\$)
Transporte de Itaipu	2.479.821
Rede Básica Contratos Iniciais	-
Rede Básica	-
Rede Básica Fronteira	-
Rede Básica ONS (A2)	404.258
Rede Básica Export (A2)	-
MUST Itaipu	2.159.763
Conexão	-
Uso do sistema de distribuição	43.341.888
Total	48.385.729

104. 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.

105. 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.

106. 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.

107. 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.

108. A EMG apresentou contribuição na AP nº015/2012 relativa à contratação do uso do sistema de distribuição, informando que seu suprimento de energia é garantido majoritariamente por dois pontos de conexão (com LIGHT e CEMIG), responsáveis pelo atendimento de seu mercado. Informou também que está prevista uma conexão com a Rede Básica, em 345 kV, porém, os montantes de uso do sistema de

(Fls. 28 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

distribuição contratados junto a LIGHT e CEMIG não sofrerão uma redução idêntica aos novos montantes de uso do sistema de transmissão a serem contratados junto à Rede Básica. Adicionalmente, a distribuidora informa que devido o consumo de energia na área de concessão e a geração pelas centrais não estarem integralmente concatenados, ocorrem inversões de fluxo com os pontos de conexão, passando o sistema de distribuição da EMG ser exportador de energia para o SIN durante alguns meses do ano e que, por força da regulamentação, a demanda precisa ser contratada pela distribuidora pelos seus valores máximos ao longo de todo o ano, não existindo tratamento para as inversões de fluxo observadas ou para a sazonalidade típica da configuração existente. Diante do exposto, a EMG sugeriu a necessidade de alterações na regulamentação.

109. O procedimento aplicado ao caso em tela obedeceu a regulamentação vigente. Quando da realização de reunião entre a EMG e as áreas técnicas da ANEEL (SRD/SRE) para tratar da revisão tarifária dessa concessionária, no dia 22/05/2012, entendeu-se que o tratamento mais adequado deste assunto não deveria ser no processo de revisão tarifária e que seria necessária uma análise sobre o tema pelas áreas técnicas da ANEEL para uma eventual alteração da regulamentação. A EMG foi orientada a protocolar correspondência na Agência sobre a matéria, o que foi feito em 23 de maio de 2012, através da carta “ENERGISAMG/VP-ANEEL/Nº 096/2012”.

III.3.3 ENCARGOS SETORIAIS

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

Tabela 15: Encargos Setoriais

Descrição	Valor (R\$)
Reserva Global de Reversão – RGR	4.749.944
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	10.012.160
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	1.030.261
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	15.528.970
Compensação financeira - CFURH	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	6.926.562
PROINFA	7.552.355
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	4.902.575
ONS	23.707
Total de Encargos Tarifários	50.726.535

111. A **Reserva Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução 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

(Fls. 29 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

112. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoelétrica 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.

113. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo 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.

114. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas 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.

115. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto 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.

116. 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.

117. 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

(Fls. 30 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

- custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

118. O **Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto 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.

119. 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.

120. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Este tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos sistemas elétricos interligados e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

III.4 RECEITA VERIFICADA

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

122. O **Mercado de Referência** compreende os montantes de energia elétrica, de demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no Período de Referência⁴ a outras concessionárias e permissionárias de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para uso do sistema de distribuição.

123. Vale ressaltar que a partir da revisão do 3CRTP, diferente do procedimento adotado até então, as tarifas utilizadas consideram os descontos aplicáveis, decorrentes de subsídios concedidos a determinadas classes de consumo. Dessa forma, os subsídios tarifários passam a ser compensados na

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

(Fls. 31 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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 16 – Receita Verificada

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	RECEITA (R\$)
FORNECIMENTO	1.089.034	383.745.472,25
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	6.453	1.654.621
A3 (69 kV)	19.647	5.275.062
A3a (30 kV a 44 kV)	-	-
A4 (2,3 kV a 25 kV)	222.835	74.766.649
AS	-	-
BT (menor que 2,3 kV)	840.098	302.049.140
SUPRIMENTO	-	-
CONSUMIDORES LIVRES A1	-	-
CONSUMIDORES LIVRES (demais)	317.496	24.446.215
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	47	1.084.080
CONSUMIDOR GERADOR	-	7.436.931
CDE Baixa Renda	-	21.799.841,30
TOTAL	1.406.577	438.512.539

124. 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. Nesse sentido, o mercado ora considerado foi conferido e ajustado por meio de validações que foram feitas a partir dos dados desagregados.

III.5 FATOR X

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

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

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

(25)

onde:

- = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;
- = Qualidade do serviço; e

(Fls. 32 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

= Trajetória de custos operacionais.

128. Os componentes Pd e T são definidos “*ex-ante*”, ou seja, no momento da revisão tarifária. O componente Q será especificado “*ex-post*”, ou seja, em cada reajuste tarifário posterior à revisão tarifária do 3CRTP, embora a metodologia para seu cálculo seja desde já conhecida.

III.5.1 COMPONENTE DE GANHOS DE PRODUTIVIDADE DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO – Pd

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

130. O componente Pd a ser aplicado nos reajustes tarifários de cada concessionária é definido a partir da produtividade média do setor de distribuição e do crescimento médio do mercado faturado e do número de unidades consumidoras da concessionária entre as revisões tarifárias do 2CRTP e do 3CRTP, conforme equação a seguir:

(26)

Onde:

PTF: Produtividade Média do setor de distribuição, de 1,11% a.a.;

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

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

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

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

131. O valor do componente Pd a ser considerado nos reajustes subsequentes da EMG é de **0,93%**.

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

132. O **Componente T** do Fator X tem por objetivo estabelecer uma trajetória na definição dos custos operacionais regulatórios. Essencialmente, trata-se de uma transição entre metodologias diferentes para a definição de custos operacionais eficientes. A metodologia de cálculo de custos operacionais, bem como o cálculo do Componente T, são descritos na seção III.1.1 da presente Nota Técnica. O valor do componente T a ser considerado nos reajustes subsequentes da EMG, calculado conforme equação 10, é de **1,70%**.

III.5.3 COMPONENTE DE QUALIDADE DO SERVIÇO – Q

(Fls. 33 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

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

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

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

$$- \frac{\dots}{\dots} \dots \dots \dots (28)$$

Onde:

- : Indicador de qualidade do serviço para fins tarifários;
- : Apuração de DEC do último ano civil disponível;
- : Apuração de FEC do último ano civil disponível;
- : Limite de DEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado; e
- : Limite de FEC definido para o ano civil em que o indicador foi apurado.

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

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

138. O Componente Q será especificado em cada reajuste tarifário de acordo com a variação dos indicadores apurados DEC e FEC, já expurgadas as causas externas à distribuidora, levando-se em consideração o desempenho da distribuidora com relação à qualidade do serviço prestado, conforme tabela a seguir.

Tabela 17 – Componente Q do Fator X

Var DEC/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%

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

(Fls. 35 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

da Fazenda. Os valores da CVA em processamento apresentados nesta nota técnica para audiência pública são os pleiteados pela Concessionária em suas informações iniciais. A apuração definitiva desses valores será realizada assim que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF concluir a fiscalização e auditoria das informações pertinentes. Os valores pleiteados pela EMG foram os informados na tabela seguinte.

Tabela 18: Valores apurados das CVA's

DESCRIÇÃO CVA	Delta	30° dia anterior	5° dia útil anterior	12 meses subsequentes
CVA CCC	(76.402)	(83.541)	(83.966)	(87.662)
CVA CDE	704.820	735.911	739.656	772.212
CVA Rede Básica	172.856	173.748	174.632	182.318
CVA Compra Energia	(2.691.756)	(2.923.883)	(2.938.743)	(3.068.095)
CVA CFURH	-	-	-	-
CVA Transporte Itaipu	155.106	163.021	163.850	171.062
CVA Proinfa	636.016	649.848	653.155	681.904
CVA ESS/EER	(1.405.814)	(1.469.449)	(1.476.926)	(1.541.934)
Total	(2.505.175)	(2.754.345)	(2.768.343)	(2.890.195)

ii) **Saldo a Compensar da CVA-ano anterior.** Conforme previsto no § 4° do Art. 3° 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\$ 291.340** com base no valor faturado calculado pela empresa;

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 junho de 2012 totalizou o valor de **-R\$ 772.280**;

iv) **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aqüicultura.** Tendo em vista o disposto no Art. 6° 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 no atual cálculo tarifário da Empresa o valor de **R\$ 23.127,80**, referentes aos meses de competência de maio de 2011 a abril de 2011. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (10.078,33)**. Não será concedida nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, os quais serão compensados na própria estrutura tarifária.

v) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD Consumidor Livre (Fontes Incentivadas).** Consiste na compensação da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004. O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de **R\$ 16.461.873,77**. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (10.158.438,41)** referente à Reversão da previsão deste subsídio

(Fls. 36 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Não será concedida nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, os quais serão compensados na própria estrutura tarifária. Estes valores ainda não foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

vi) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD Geração (Fontes Incentivadas)**. Consiste na compensação da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004. O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de **R\$ 6.190.516,74**. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (5.835.959,69)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Não será concedida nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, os quais serão compensados na própria estrutura tarifária. Estes valores foram fiscalizados e devidamente corrigidos pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

vii) **Repasse de Sobrecontratação de Energia**. O art. 38 do Decreto nº 5.163/04 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255 de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008. Pelo exposto, a SRE está considerando o valor de **R\$ 2.384.756,46**. Adicionalmente, está sendo revertido o valor de previsão para o período, no valor de **R\$ 1.203.729,32** e a considerada no IRT anterior, no valor de **R\$ (46.130,46)**.

viii) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados**. Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de abril 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 SER, em princípio, considerou o valor informado pela Empresa, uma exposição líquida de **R\$ (56.545,85)**, já atualizado pelo IPCA, apurados com base nos relatórios da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

ix) **Custos decorrentes de garantias financeiras**. O repasse tarifário dessa espécie restringe-se aos custos com garantias financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto nº 5.163/2004, ou seja, apenas as exigidas na contratação de energia regulada. O aporte prévio de garantias financeiras é exigido para a realização de vários tipos de transações comerciais entre os agentes do setor, entre estas os leilões do ACR, a liquidação de curto prazo na CCEE e contratos de compra e venda de energia elétrica. Os processos de reajuste tarifário têm reconhecido tal componente financeiro considerando que a constituição destas garantias, por exigência legal, contribui para a modicidade tarifária, uma vez que possibilitam aos vendedores a redução dos preços de venda, por assegurarem o recebimento dos valores envolvidos na compra e venda de energia elétrica. Sendo assim, está sendo considerado o valor nominal de **R\$ 517.460,85**, valor esse fiscalizado e corrigido pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

x) **Ajuste financeiro CUSD**. Em cumprimento ao disposto no Art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de

(Fls. 37 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

novembro de 2004, os custos relativos aos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) firmados com as distribuidoras são ajustados financeiramente com a data de reajuste tarifário anual do processo tarifário ora avaliado, totalizando o valor de **3.886.992,03**, já objeto de fiscalização. No caso específico o valor reflete apenas a ausência dos tributos PIS/PASEP e COFINS na tarifa de cobertura, cujos valores se encontram na tarifa da fatura, uma vez que a diferença tarifária em decorrência das datas de aniversário entre suprida e supridora esta sendo compensada pelo financeiro estabelecido no item iv.

xi) Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda. 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 o valor anual atualizado do subsídio “Baixa Renda”, não coberto pela subvenção econômica de que trata a Resolução Normativa nº 89/2004, repassada à concessionária pela ELETROBRÁS, a reversão da previsão incluída no cálculo tarifário anterior, nem a previsão de subsídio para os próximos doze meses (Resolução Normativa nº 472/2012).

xii) Passivo do Programa Luz para Todos. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, que estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos - PLPT, a SRE incluiu nesse cálculo o valor de **R\$ 1.231.484,66**, apurados com base nos relatórios de execução de projetos da ELETROBRÁS.

xiii) Custo de implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico — MCPSE. A Resolução Normativa n.º 367, de 2 de junho de 2009, aprovou o MCPSE, a ser utilizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, cujos bens e instalações, nos termos da legislação vigente, são passíveis de reversão à União. O art. 3.º dessa resolução determina que os custos de implementação do Manual devem ser considerados regulatoriamente no âmbito da revisão tarifária periódica. Assim, foi incluído, nesse cálculo, o valor de **R\$ 1.480.146,41** referente aos custos de implementação do MCPSE, já fiscalizado e corrigido pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 19: Componentes Financeiros

Descrição	Valor (R\$)
CVA em processamento	-2.890.195
CVA Saldo a compensar	-291.340
Neutralidade encargos setoriais	-772.280
Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006 (apurado - reversão ano anterior)	13.049
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	6.303.435
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	354.557
Sobrecontratação de energia REN n° 255/2007 (Apurado + Previsão - Reversão)	3.542.355
Exposição CCEAR entre Submercados	-56.546
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	517.461
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	3.886.992
Déficit - Programa Luz Para Todos	1.231.485
Implantação do Manual de Controle Patrimonial - MCPSE	1.480.146
Total	13.319.121

(Fls. 38 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

144. No âmbito do processo de Audiência Pública, a EMG encaminhou contribuição sobre a Internalização de Subsídios, resumidamente com o seguinte conteúdo:

“Na citada Nota Técnica⁵ foi informado que, diferentemente dos procedimentos adotados até o momento, os subsídios tarifários passarão a ser considerados na própria estrutura tarifária. Portanto, conforme estabelecido pela ANEEL, qualquer variação na composição do mercado entre “subsidiado” e “subsidiante” passa a se constituir em risco de mercado da concessionária.

Lembramos que o atual regime do serviço pelo preço, calcado na obtenção de ganhos de eficiência e produtividade empresarial, determina que as concessões de serviço público devem ser exploradas “por conta e risco” do concessionário, nos termos do art. 2º, II, da Lei nº 8.987/95.

Mas, a exploração do serviço público “por conta e risco” do concessionário significa, no nosso entendimento, que os riscos inerentes a essa atividade serão ao concessionário alocados, naquilo que se constituir aspecto endógeno às características econômicas, comerciais e técnicas dessa mesma atividade.

Portanto, a aplicação ou não de descontos, concedidos a partir da edição de leis específicas de subsídio e incentivo pelo Poder Legislativo, no momento em que influenciam o mercado faturado, não pode ser aspecto imputável as distribuidoras, pois se constitui em risco extraordinário, político, regulatório ou extrínseco a nossa atividade econômica, não guardando relação com a atividade primordial. Mercado subsidiado e mercado subsidiante são expressões que não compõem o acompanhamento normal de mercado realizado das distribuidoras, mas sim se constituem em uma forma de separar que aufere e quem financia vantagens estipuladas pelo Poder Legislativo.

No âmbito da Audiência Pública nº 078/2011, que trata do rito dos Reajustes Tarifários Anuais, a ABRADDE encaminhou contribuição em que estão colocados os impedimentos legais associados a essa ação da ANEEL. Em consonância com essa visão das distribuidoras acerca do marco regulatório, solicitamos que a ANEEL mantenha o procedimento de externalização dos subsídios tarifários vigente na 3RTP da EMG”

145. Como resposta, as Superintendências da ANEEL posicionam-se da seguinte maneira⁶:

“A questão da internalização dos subsídios tarifários foi respondida no âmbito da Audiência Pública 120/2010, de acordo com a Nota Técnica 210/2011-SRE-SRD/ANEEL, de 4 de agosto de 2011. No entanto deve-se ressaltar que tanto a definição dos montantes ou a sua validação por equipes de fiscalização e posterior reconhecimento de diferenças no reajuste ou na revisão não ficam prejudicados, pois esse assunto está sendo tratado no âmbito do PRORET de reajuste tarifário. Esta definição depende ainda do resultado final da Audiência Pública nº 078/2011. Pleito não acatado”.

III.7. RESUMO REVISÃO TARIFÁRIA

146. Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, a revisão tarifária da EMG 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.

⁵ Nota Técnica nº 053/2012-SRE/ANEEL

⁶ Conforme Relatório de Análise das Contribuições da Audiência Pública nº 015/2012, anexo desta Nota Técnica.

(Fls. 39 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Tabela 20: Resumo da revisão tarifária

Descrição	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Impacto na Revisão (%)	Part. Receita Revisão (%)
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	283.870	291.893	1,76%	65,48%
1.1 Encargos Setoriais	58.627	50.727	-1,74%	11,38%
RGR	4.879	4.750	-0,03%	1,07%
CCC	19.562	10.012	-2,10%	2,25%
CFURH	0	0	0,00%	0,00%
TFSEE	1.045	1.030	0,00%	0,23%
CDE	14.346	15.529	0,26%	3,48%
PROINFA	6.260	7.552	0,28%	1,69%
P&D (Eficiência Energética)	5.273	4.903	-0,08%	1,10%
O N S	24	24	0,00%	0,01%
ESS	7.237	6.927	-0,07%	1,55%
1.2 Transmissão	43.052	48.386	1,18%	10,85%
Rede Básica	0	0	0,00%	0,00%
Rede Básica Fronteira	0	0	0,00%	0,00%
Itaipu	4.258	4.640	0,08%	1,04%
Conexão	0	0	0,00%	0,00%
CUSD	38.448	43.342	1,08%	9,72%
Outros	346	404	0,01%	0,09%
1.3 Compra energia	182.191	192.781	2,33%	43,25%
CCEAR Existente	17.879	16.064	-0,40%	3,60%
CCEAR Nova	10.120	17.755	1,68%	3,98%
Contratos Bilaterais	128.220	130.689	0,54%	29,32%
Itaipu	25.377	28.272	0,64%	6,34%
Geração Própria	0	0	0,00%	0,00%
Outros	595	0	-0,13%	0,00%
2. PARCELA B (2.1 + 2.2 + 2.3 + 2.4 + 2.5)	169.906	153.883	-3,53%	34,52%
2.1 Custos Operacionais + Anuidades	109.607	111.203	0,35%	24,95%
2.2 Remuneração	32.650	22.479	-2,24%	5,04%
2.3 Depreciação	25.864	20.439	-1,20%	4,59%
2.4 Receitas Irrecuperáveis	3.725	2.352	-0,30%	0,53%
2.5 Outras Receitas	-1.941	-2.590	-0,14%	-0,58%
3. Parcela A + Parcela B	453.775	445.776	-1,76%	100,00%
4. Alocação de Subsídios na tarifa econômica	-15.263	0	3,41%	0,00%
5. Reposicionamento Econômico (3+4)	438.513	445.776	1,65%	0,00%
6. Componentes Financeiros		13.319	3,04%	0,00%
7. Reposicionamento com Financeiros (5+6)			4,69%	0,00%
8. Financeiros Retirados do IRT anterior			-3,49%	0,00%
9. Efeito médio p/ consumidor (7+8)			1,20%	0,00%
10. Receita Verificada	438.513			

(Fls. 40 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

147. No que tange à encargos na Parcela A, merecem destaque os valores da CDE e PROINFA, que juntos perfazem 0,54% de impacto da Parcela na Revisão Tarifária.

148. Ainda no tocante à variação nos custos da Parcela A, cumpre ressaltar a elevação do custo com aquisição de energia elétrica em razão do aumento da participação dos leilões de energia nova no conjunto de contratos da distribuidora. Os leilões de energia nova com início de entrega em 2012 têm preço da energia cerca de 30% superior ao custo médio da “energia velha”.

149. Por outro lado, houve redução significativa dos encargos referentes à CCC (-2,10%) e do nível regulatório de perdas, em razão da distribuidora ter reduzido seu nível de perdas, ao longo deste ciclo em análise, além do referencial fixado no segundo ciclo.

150. No que tange à Parcela B, A redução dos itens se deve, principalmente, à redução da Taxa de Remuneração Regulatória (WACC) reconhecida pela ANEEL nas revisões tarifárias das distribuidoras e da reversão para a modicidade tarifária dos ganhos de produtividade que as concessionárias tiveram a oportunidade de reter com relação aos custos operacionais.

151. Dentre os componentes financeiros com valor positivo, destacam-se o Subsídio Consumidor Livre-Fonte Incentivada TUSD, calculado nos termos da Resolução nº 77/2004, a Sobrecontratação de energia, o déficit do Programa Luz pra Todos - PLpT, calculado nos termos da Resolução nº 294/2007, o ajuste financeiro referente à concatenação dos CUSDs e a implantação do Manual de Controle Patrimonial, cujo reconhecimento tarifário está previsto na Resolução 367/2009. Com relação ao déficit do PLpT vale ressaltar que a última oportunidade que o mesmo será considerado como componente financeiro é a revisão tarifária do terceiro ciclo.

152. Os subsídios tarifários também passam a ser compensados na própria estrutura tarifária, não sendo mais necessário considerar como componente financeiro a previsão de subsídio para os próximos doze meses. Os valores constantes da tabela tratam-se, portanto, simplesmente do ajuste entre os montantes efetivamente apurados no período de referência e a previsão feita no reajuste anterior.

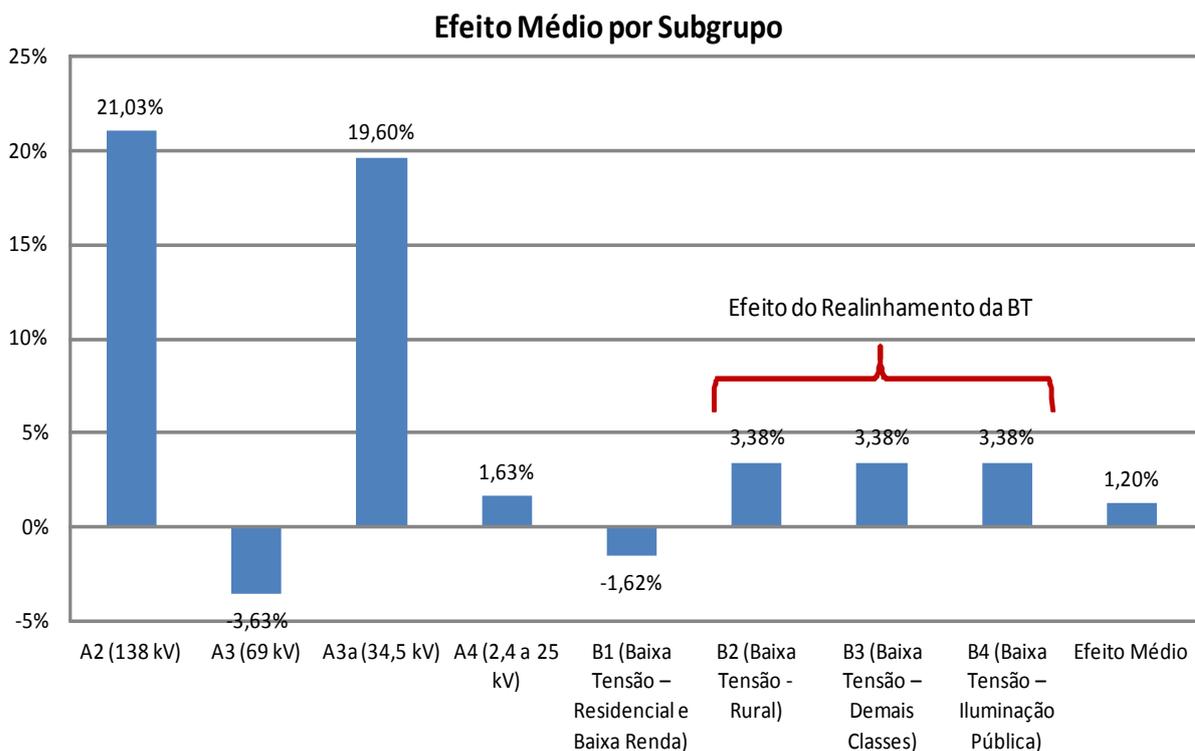
IV. CONCLUSÃO

153. Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, o reposicionamento tarifário da EMG é de 1,65% sendo o efeito médio percebido pelo consumidor de 1,20%. O efeito para os consumidores da distribuidora pode ser observado na tabela e no gráfico a seguir.

(Fls. 41 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Tabela 21: Impacto tarifário ao consumidor

Efeito ao Consumidor* TUSD + TE	
A2 (138 kV)	21,03%
A3 (69 kV)	-3,63%
A3a (34,5 kV)	19,60%
A4 (2,4 a 25 kV)	1,63%
B1 (Baixa Tensão – Residencial e Baixa Renda)	-1,62%
B2 (Baixa Tensão - Rural)	3,38%
B3 (Baixa Tensão – Demais Classes)	3,38%
B4 (Baixa Tensão – Iluminação Pública)	3,38%
Efeito Médio	1,20%



154. A relevante elevação tarifária percebida pelo Subgrupo A2 deve-se à nova estrutura vertical a ser aplicada nas revisões do 3CRTP. A nova estrutura mudou sua consideração de alocação dos CUSD celebrados pela distribuidora, passando a separar o custo em ponta e fora de ponta. Como a EMG não possui conexão com Rede Básica, toda a transmissão do custo de fio-A (conexão e redes de terceiros) reflete essa variação, sentida especialmente pelo grupo A nos subgrupos A2 e A3a. Considerando ainda que o maior contrato de uso celebrado pela EMG é no nível A2, a percepção dos consumidores neste nível ficará mais patente. Vale lembrar que o efeito está sendo mitigado pela nova estrutura, que alocou os custos, via tarifas de referência, com menos peso no grupo A.

(Fls. 42 da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

155. Ainda vale mencionar a diferente percepção pelos subgrupos B2, B3 e B4, que se deve à alteração da forma de cálculo das tarifas dessas classes que, a partir da publicação do submódulo 7.3 do PRORET, passam a representar, respectivamente, 70%, 100%, e 55% (ou 60% para o B4b) da tarifa do consumidor residencial B1, ao invés dos 59,4%, 94,7%, e 48,8% (ou 53,5% para o B4b) que vigoravam anteriormente. O mesmo Submódulo dispõe, ainda, que o ajuste nos níveis tarifários da baixa tensão em relação à tarifa residencial será aplicado em todas as concessionárias do País. A forma de transição do patamar vigente deve ser discutida em cada processo tarifário no âmbito da respectiva Audiência Pública.

Relação das tarifas dos subgrupos B com a B1 -Residencial			
	Vigente	Transição - Audiência Pública	Proposta do Submódulo 7.3
B2 - Rural	59,4%	62,01%	70%
B3 - Demais classes	94,7%	96,02%	100%
B4a - Iluminação Pública	48,8%	50,34%	55%
B4b - Iluminação Pública	53,5%	55,16%	60%

156. A proposta aqui apresentada considera um passo inicial, de maneira a mitigar o impacto percebido se a convergência tarifária for feita de forma imediata. Portanto para cada subgrupo tarifário (B2, B3 e B4) propõe-se valores intermediários entre o patamar vigente e aqueles definidos no referido submódulo, conforme quadro abaixo, de modo que o próximo passo poderá ser dado nos processos tarifários seguintes, observando os critérios de conveniência, oportunidade e modicidade tarifária.

LUCIANO AUGUSTO DUARTE CHEBERLE
Especialista em Regulação - SRE

De acordo

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

ANEXO I

Relatório de Análise Sintetizada das Contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 015/2012

O presente anexo apresenta as respostas e esclarecimentos da ANEEL referentes às contribuições recebidas na AP 15/2012 relativa à revisão tarifária da EMG.

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 da SRE 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 015/2012

I – Internalização dos subsídios tarifários

Contribuição da EMG

“Na citada Nota Técnica⁷ foi informado que, diferentemente dos procedimentos adotados até o momento, os subsídios tarifários passarão a ser considerados na própria estrutura tarifária. Portanto, conforme estabelecido pela ANEEL, qualquer variação na composição do mercado entre “subsidiado” e “subsidiante” passa a se constituir em risco de mercado da concessionária.

Lembramos que o atual regime do serviço pelo preço, calcado na obtenção de ganhos de eficiência e produtividade empresarial, determina que as concessões de serviço público devem ser exploradas “por conta e risco” do concessionário, nos termos do art. 2º, II, da Lei nº 8.987/95.

Mas, a exploração do serviço público “por conta e risco” do concessionário significa, no nosso entendimento, que os riscos inerentes a essa atividade serão ao concessionário alocados, naquilo que se constituir aspecto endógeno às características econômicas, comerciais e técnicas dessa mesma atividade.

⁷ Nota Técnica nº 053/2012-SRE/ANEEL

(Fls. 2 do Anexo I da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Portanto, a aplicação ou não de descontos, concedidos a partir da edição de leis específicas de subsídio e incentivo pelo Poder Legislativo, no momento em que influenciam o mercado faturado, não pode ser aspecto imputável as distribuidoras, pois se constitui em risco extraordinário, político, regulatório ou extrínseco a nossa atividade econômica, não guardando relação com a atividade primordial. Mercado subsidiado e mercado subsidiante são expressões que não compõem o acompanhamento normal de mercado realizado das distribuidoras, mas sim se constituem em uma forma de separar que auferem e quem financia vantagens estipuladas pelo Poder Legislativo.

No âmbito da Audiência Pública nº 078/2011, que trata do rito dos Reajustes Tarifários Anuais, a ABRADDEE encaminhou contribuição em que estão colocados os impedimentos legais associados a essa ação da ANEEL. Em consonância com essa visão das distribuidoras acerca do marco regulatório, solicitamos que a ANEEL mantenha o procedimento de externalização dos subsídios tarifários vigente na 3RTP da EMG”

Resposta das Superintendências da ANEEL

A questão da internalização dos subsídios tarifários foi respondida no âmbito da Audiência Pública 120/2010, de acordo com a Nota Técnica 210/2011-SRE-SRD/ANEEL, de 4 de agosto de 2011. No entanto deve ressaltar que tanto a definição dos montantes ou a sua validação por equipes de fiscalização e posterior reconhecimento de diferenças no reajuste ou na revisão não ficam prejudicados, pois esse assunto está sendo tratado no âmbito do PRORET de reajuste tarifário. Esta definição depende ainda do resultado final da Audiência Pública nº 078/2011.

II – Receitas Irrecuperáveis

Contribuição da EMG

“Ao tentar reproduzir o cálculo da ANEEL não foi possível verificar a passagem para a receita com ICMS, PIS e COFINS (valores colados na planilha), sendo que a base de receita em que o percentual de RI foi aplicada está aquém da receita bruta (com impostos) apurada pela distribuidora.

Portanto, solicitamos que sejam consideradas as fórmulas nº 11 e 12 da Nota Técnica nº 051/2012-SRE/ANEEL com os impostos constantes no item 8 (ICMS e PIS/COFINS) desta contribuição.”

Resposta das Superintendências da ANEEL

A planilha de cálculo utilizada para a Audiência Pública estava com os percentuais dos impostos subvalorados e, portanto o valor da receita bruta. Esta correção foi realizada na planilha de cálculo final. Pleito aceito.

III – Componentes Financeiros

Contribuição da EMG

(Fls. 3 do Anexo I da Nota Técnica nº 0154/2012-SRE/ANEEL, de 31/05/2012).

Solicitou os financeiros: Consultoria e Campanha de Medidas.

Resposta das Superintendências da ANEEL

Tais financeiros já fazem parte dos custos operacionais regulatórios do 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica, pois os mesmos são produtos da Empresa de Referência do 2º Ciclo atualizada, que já contemplava tais rubricas.

Pleito não aceito.

IV – Contratação do Uso dos Sistemas de Distribuição - CUSDs

Contribuição da EMG

A EMG apresentou contribuição relativa à contratação do uso do sistema de distribuição, informando que seu suprimento de energia é garantido majoritariamente por dois pontos de conexão (com LIGHT e CEMIG), responsáveis pelo atendimento de seu mercado. Informou também que está prevista uma conexão com a Rede Básica, em 345 kV, porém, os montantes de uso do sistema de distribuição contratados junto a LIGHT e CEMIG não sofrerão uma redução idêntica aos novos montantes de uso do sistema de transmissão a serem contratados junto à Rede Básica.

Adicionalmente, a distribuidora informa que devido o consumo de energia na área de concessão e a geração pelas centrais não estarem integralmente concatenados, ocorrem inversões de fluxo com os pontos de conexão, passando o sistema de distribuição da EMG ser exportador de energia para o SIN durante alguns meses do ano e que, por força da regulamentação, a demanda precisa ser contratada pela distribuidora pelos seus valores máximos ao longo de todo o ano, não existindo tratamento para as inversões de fluxo observadas ou para a sazonalidade típica da configuração existente. Diante do exposto, a EMG sugere a necessidade de alterações na regulamentação.

Resposta das Superintendências da ANEEL

O procedimento aplicado ao caso em tela obedece a regulamentação vigente. Quando da realização de reunião entre a EMG e as áreas técnicas da ANEEL (SRD/SRE) para tratar da revisão tarifária dessa concessionária, entendeu-se que o tratamento mais adequado deste assunto não deve ser no processo de revisão tarifária e que seria necessária uma análise sobre o tema pelas áreas técnicas da ANEEL para uma eventual alteração da regulamentação. A EMG foi orientada a protocolar correspondência na Agência sobre a matéria, o que foi feito em 23 de maio de 2012, através da carta “ENERGISAMG/VPR-ANEEL/Nº 096/2012”.

Pleito não aceito.