Nota Técnica nº 72/2007-SRE/ANEEL

Em 26 de março de 2007

Processo: 48500.000097/2007-13
Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, estabelecimento da receita anual de instalações de conexão e a fixação dos valores da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do reajuste tarifário anual contratual, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, referente à CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A – CEMIG D, de acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima de seus Contratos de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica DNAEE nº 002/97, 003/97, 004/97 e 005/97, todos firmados em 10 de julho de 1997 com a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

II. DOS FATOS

2. A CEMIG-D, sediada na cidade de Belo Horizonte – MG, em janeiro de 2007 atendia um total de 6.259.460 unidades consumidoras finais, sendo 6.249.099 em baixa tensão e 10.361 em alta tensão, distribuídos de acordo com a tabela abaixo, cujo consumo anual de energia elétrica representa um faturamento anual da ordem de R$ 7,5 bilhões.

Distribuição de Consumidores

CLASSE DE CONSUMO	Nº Unidades de Consumidores	%	Consumo (MWh)	%
Residencial	5.074.427	81,07%	609.580,52	36,07%
Industrial	70.713	1,13%	374.713,15	22,17%
Comercial, Serviços e Outras	549.459	8,78%	347.917,68	20,59%
Rural	503.888	8,05%	130.984,44	7,75%
Poder Público	49.894	0,80%	50.493,05	2,99%
Iluminação Pública	2.570	0,04%	88.439,41	5,23%
Serviço Público	7.661	0,12%	85.025,72	5,03%
Consumo Próprio	848	0,01%	2.847,31	0,17%
Total	**6.259.460**	**100,00%**	**1.690.001,26**	**100,00%**

Fonte: SAMP – Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica da SRE/ANEEL, Mês: 11/2006

Contrato de Concessão

3. Em 10 de julho de 1997, foram assinados os Contratos de Concessão nº 002/97, 003/97, 004/97 e 005/97 - DNAEE, entre a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE e a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. Esses contratos têm por objeto regular a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica das concessões de que é titular a citada concessionária.

4. Em 31 de março de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo aos Contratos de Concessão nº 002/97, 003/97, 004/97 e 005/97 entre a União e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. O referido Termo Aditivo teve por objeto atender às condições de eficácia constante do § 2° dos artigos 36 e 43 do Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004, dando nova redação à Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, do Contrato de Concessão.

5. Em 16 de setembro de 2005 foi assinado o Segundo Termo Aditivo aos Contratos de Concessão com objetivo de formalizar a transferência da concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, com a conseqüente transferência dos bens e instalações, direitos e obrigações para a subsidiária integral CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A, conforme estabelecido pela Cláusula Décima Quarta - Disposições Gerais, dos Contratos de Concessão de Distribuição nº 002/97, 003/97, 004/97 e 005/97 e nos termos da Resolução Autorizativa nº 407, de 20 de dezembro de 2004.

Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE

6. A Resolução n° 632, de 21 de dezembro de 2001, considerou a recomposição tarifária extraordinária, a título de compensação plena da perda de receita da concessionária, verificada durante a vigência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, da Energia Livre no mesmo período e do passivo da "Parcela A" no período de 1° de janeiro a 25 de outubro de 2001. A recomposição foi estabelecida mediante a aplicação dos percentuais de reajuste de 2,9% para a classe Residencial B1 e Rural B2, 7,9% para as demais classes, excluídas consumidores de Baixa Renda, Serviços Executados e para os suprimentos entre empresas.

7. Em 18 de fevereiro de 2002, a Resolução ANEEL nº 90, estabeleceu o procedimento para conferir, mediante a incorporação de efeitos financeiros, tratamento isonômico para as variações de valores de itens da "Parcela A", previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica e determinou que a apuração das variações de valores de itens da "Parcela A" ocorreria no período de 10 de janeiro e 25 de outubro de 2001.

8. Em 26 de abril de 2002, o art. 60 da Lei nº 10.438, estabeleceu que o mecanismo de que trata a Medida Provisória nº 2.227, de 4 de setembro de 2001, deveria conferir, mediante incorporação dos efeitos financeiros, tratamento isonômico às variações verificadas em todo o exercício de 2001, de valores de itens da "Parcela A", previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica.

9. Em 3 de maio de 2002, foi publicada a Resolução ANEEL n° 247, alterando os percentuais de aplicação do reajuste da recomposição tarifária extraordinária, de 7,9% para 2,9%, aos consumidores integrantes da Classe Rural – Subgrupos B2 – Cooperativa de Eletrificação Rural, Serviço Público de

Irrigação e aos consumidores integrantes da Classe Iluminação Pública – Subgrupos B4 – Iluminação Pública, decorrente do disposto nos incisos II e III do parágrafo 1° do artigo 1° da Resolução n° 130, de 2 de maio de 2002, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE.

10. A Resolução ANEEL nº 482, de 29 de agosto de 2002, homologou o montante relativo às variações de valores financeiros de itens da "Parcela A", constantes dos contratos de concessão, no período de 10 de janeiro a 25 de outubro de 2001.

11. Em 29 de agosto de 2002 a Resolução ANEEL n° 485, estabeleceu as diretrizes para classificação na Subclasse Residencial Baixa Renda de unidade consumidora com consumo mensal entre 80 e 20 KWh, conforme o disposto no Decreto n0 4.336, de 16 de agosto de 2002. Esta resolução cria para cada concessionária de energia elétrica um novo segmento do subgrupo tarifário B1 – Baixa Renda correspondente ao consumo mensal acima do máximo regional.

12. A Resolução ANEEL nº 510, de 12 de setembro de 2002, homologou as tarifas de energia elétrica, dos consumidores integrantes das Classes Residencial e Rural, em decorrência do Decreto n° 4.359, de 5 de setembro de 2002, que alterou o § 1° da Resolução GCE n° 130, de 2 de maio de 2002.

13. Nos termos do Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, da Resolução CNPE nº 12, de 17 de setembro de 2002, da Resolução ANEEL nº 666, de 29 de setembro de 2002, e do Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003, a ANEEL procedeu, simultaneamente à revisão tarifária periódica da CEMIG D, a abertura e realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica dessa concessionária, de forma a dar início ao cronograma de retirada gradual dos subsídios cruzados, ao longo do período de 2003 a 2007.

14. Em 12 de janeiro de 2004, a Resolução Normativa ANEEL nº 1, alterou os prazos máximos de permanência da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE nas tarifas de fornecimento de energia elétrica das concessionárias de distribuição de energia elétrica, conforme determinação da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. O prazo máximo fixado para a CEMIG D é de 74 meses, a partir de dezembro de 2001.

15. A referida resolução retificou o montante homologado pela Resolução ANEEL nº 483, de 29 de agosto de 2002, relativo à compra de energia elétrica no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (Energia Livre), durante a vigência do Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica – PERCEE, no período de 1º de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002.

Reajuste Tarifário Anual de 2006

16. No seu último reajuste tarifário anual, em 08 de abril de 2006 , as tarifas de fornecimento de energia elétrica da CEMIG-D foram, em média, reajustadas em **16,19%** (dezesseis vírgula dezenove por cento), homologado por meio da Resolução Homologatória nº 310, de 06 de abril de 2006.

Proposta de Reajuste Tarifário de 2006

17. Em 28 de fevereiro de 2007, a CEMIG D protocolou na ANEEL correspondência nº PP/TF/0091-A/2007 encaminhando solicitação de Índice de Reajuste Tarifário de 23,35%, a vigorar a partir de 08 de abril de 2007, assim composto:

i. Índice de Reajuste Tarifário Anual Contratual de 11,36%**;**
ii. Componentes Financeiros
- CVA (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A) em Processamento, de -0,59%;
- CVA Ano Anterior – Saldo a Compensar, de 0,92%;
- Saldo a recuperar da CVA/2004, CVA 2005 e CVA diferida, de 0,55%;
- Parcela de ajuste da rede básica fronteira, de -0,05%;
- Passivo Conexão CEMIG T para CEMIG D, de 0,003%;
- Passivo Rede Básica Fronteira, de 0,04%;
- Exposição por diferença de preços entre Submercados, de 0,01%;
- Repasse da sobrecontratação de energia, de 0,005%;
- Ajuste Financeiro da Revisão (parcela 3/3), de 3,01%;
- Passivo PIS/PASEP-COFINS (parcela 3/3), de 5,31%;
- Subsídio TUSD, de 0,24%;
- Programa Luz para Todos (70% do valor – metodologia CEMIG), de 2,04%;
- Desverticalização, de 0,06%;
- Diferença de despesas com correio, de 0,44%.

18. A CEMIG D, além da utilização dos Atos Legais que definiram os itens das Parcelas **A** e **B** da Receita Anual (RA), adotou o IGP-M projetado do período de referência de abril de 2006 a março de 2007 com variação de 4,05%, bem como um Fator X de 1,69308%.

III. DA ANÁLISE

19. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 06 de fevereiro de 2007, na sede da ANEEL, procurou prestar aos técnicos da CEMIG D os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia a ser adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual.

Revisão Tarifária Periódica de 2003

20. A Revisão Tarifária Periódica da CEMIG ocorreu em abril de 2003, sendo homologada em caráter provisório. O reposicionamento tarifário calculado em caráter definitivo foi realizado em abril de 2005 que resultou no percentual final 44,41%, homologado por meio da Resolução Homologatória nº 071/2005 de 04 de abril de 2007. Entretanto para atender ao princípio de modicidade tarifária e a condição de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão definida na revisão tarifária periódica da CEMIG D, o acréscimo de receita da "Parcela B", resultante do reposicionamento tarifário deve ser aplicado em parcelas anuais na forma a seguir:

- em 8 de abril de 2003, as tarifas de fornecimento de energia elétrica ficam reposicionadas em 31,53% (trinta e um vírgula cinqüenta e três por cento), cujo percentual é decorrente da análise do impacto do diferimento da diferença entre o resultado do reposicionamento tarifário de 44,41% (quarenta e quatro vírgula quarenta e um por cento) e o índice de reajuste tarifário anual, de 31,53% (trinta e um vírgula cinqüenta e três por cento), em relação à capacidade de pagamento da concessionária; e

- nos reajustes tarifários anuais, a serem homologados para os anos de 2004 a 2007, serão acrescidos à "Parcela B", de cada ano, o valor de R$ 301.333.504,43 (trezentos e um milhões, trezentos e trinta e três mil, quinhentos e quatro reais e quarenta e três centavos), cujas parcelas serão atualizadas por ocasião dos reajustes tarifários anuais.

Fator X

21. Também por meio da Resolução Homologatória nº 071/2005, que homologou o resultado final da primeira Revisão Tarifária Periódica da CEMIG D, foi estabelecido, em caráter definitivo, o valor do componente Xe em 1,2566% a ser aplicado como redutor da "Parcela B" nos reajustes tarifários subseqüentes. Os componentes Xc e Xa, foram calculados conforme Resolução Normativa ANEEL nº 055/2004.

Cálculo do Reajuste

22. O Reajuste Tarifário da CEMIG D, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, para aplicação a partir de 08 de abril de 2007, tendo como base o período de referência de abril de 2006 a março de 2007, resultou em 14,62%**,** composto dos seguintes itens:

i. Índice de Reajuste Tarifário Anual Contratual de 8,96%**;**
ii. CVA's: Compensação do Saldo da CVA, de 0,454% sendo:
   - CVA em processamento de -0,072%;
   - Saldo a compensar da CVA do ano anterior de -0,008%;
   - Recálculo do saldo a compensar da IRT/2006, de 0,534%**;**
iii. Passivo PIS/COFINS distribuidora dez/02 a junho/06, de 3,137%;
iv. Outros Componentes Financeiros, de 2,076%, assim distribuídos:
   - Parcela Ajuste PIS/COFINS da Conexão, de -0,020%;
   - Parcela de Ajuste da Rede Básica Fronteira, de -0,044%;
   - Passivo Rede Básica de Fronteira, de 0,042%;
   - Passivo CEMIG-ITAJUBÁ T, de 0,003%;
   - Exposição Financeira dos CCEARS Submercados, de 0,009%;
   - Repasse de Sobrecontratação em até 103% (ano 2006), de -0,108%;
   - Descontos TUSD (Res.77/2004), de 0,171%;
   - Programa Luz para Todos, de 0,720%;
   - Ajustes Financeiro Revisão (Parcela 3/3), de 1,363%;
   - PERCEE, de 0,001%; e
   - Passivo PIS/COFINS G-D, relativo ao IRT/2006, de -0,023%;
   - Repasse de Sobrecontratação em até 103% (ano 2005), de -0,108%;

23. No reajuste tarifário de 14,62%**,** foi considerado o IGP-M acumulado no período de referência de 4,20% e o Fator X no valor de 2,0878% (Xe = 1,2566%, Xa = 0,5922% e Xc = 0,1870%), que resulta no percentual de 2,1116%, a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária.

24. Para possibilitar o cumprimento dos prazos estabelecidos para o encaminhamento e apreciação do processo a ser deliberado pela Diretoria da ANEEL, o IRT está sendo calculado considerando o percentual projetado de 0,28% para o IGP-M e de 0,26% para o IPCA do mês de março de 2007. Após a publicação do índice definitivo do IGP-M pela Fundação Getúlio Vargas, a SRE elaborará Nota Técnica Complementar para apresentar o resultado definitivo do Reajuste Tarifário Anual da CEMIG D.

25. O índice compreende também a atualização de custos em relação àqueles considerados no último reajuste tarifário, tais como: RGR, CCC, TFSEE, CDE, P&D, ESS, PROINFA, despesas com o ONS, despesas com compra de energia, rede básica, e encargos de conexão.

26. Conforme dispõe o Art. 7° da Portaria Interministerial n° 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, os itens de custo da Parcela A, relativos à Energia Comprada estabelecida nos Contratos Iniciais, à Quota de Reserva Global de Reversão – RGR, à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, e aos Encargos de Conexão, estão ajustados ou concatenados com a data de reajuste tarifário anual da CEMIG D.

27. Também estão sendo considerados: o reajuste das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e os procedimentos de abertura e realinhamento das tarifas dos consumidores atendidos pela CEMIG D, conforme legislação vigente.

28. Sobre o pedido da CEMIG D referente à atualização dos valores máximos dos serviços cobráveis previstos na Resolução ANEEL nº 457, de 29 de novembro de 2000, a SRE informa que se encontra em estudo a metodologia específica para reajuste e revisão desses preços, cuja proposta será oportunamente disponibilizada em Audiência Pública. Entretanto, até que se defina a metodologia em questão, os valores constantes da mencionada Resolução estão sendo provisoriamente atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário da concessionária.

29. A CEMIG D solicita o reconhecimento dos custos relativos ao desenvolvimento das atividades do Grupo de Trabalho constituído com atribuições de coordenar e conduzir o processo de desverticalização da CEMIG, que compreendem custo de pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros, durante o período de sua atuação, de março a dezembro de 2004, no valor de R$ 4.389.681,47. Este custo não está sendo reconhecido por falta de amparo legal.

30. A CEMIG D solicita que sejam reconhecidos custos de entrega de contas, via correios, não cobertos pela receita, no valor de R$ 30.199.346,23. Estas despesas pleiteadas pela distribuidora serão devidamente avaliadas por ocasião da Revisão Tarifária Periódica a ocorrer em 2008 quando então serão considerados os custos operacionais da empresa e feitas compensações que se fizerem necessárias.

31. Consultado o aplicativo da ANEEL gerenciado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, denominado "Inadimplentes do Setor Elétrico", no dia 20 de março de 2007, constatou-se que a CEMIG D, conforme as disposições constantes do art. 10 da Lei n° 8.631, de 04 de março de 1993, alterado pelo art. 7° da Lei n° 10.848, de 15 de março de 2004, até a presente data, encontra-se **adimplente com as obrigações intra-setoriais relacionadas nos mencionados dispositivos legais**.

III.1. CÁLCULO ECONÔMICO

RECEITA NA DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR (RAO)

32. A SRE considerou para composição da Receita Anual Básica – RAo, do período de referência de abril de 2006 a março de 2007, os seguintes itens:

i. aplicação das tarifas de fornecimento, suprimento e uso ao mercado de referência da concessionária, informadas através do Gerenciador de Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica – GTF, no valor de **R$ 6.482.387.284,48 .**
ii. Somatório dos valores referentes às diferenças mensais de receita em virtude dos critérios de classificação de unidades consumidoras da Subclasse Residencial Baixa Renda, no período de abril de 2006 a março de 2007, resultando em um total de **R$ 131.855.857,25.**
iii. com isso, o RAo utilizado no cálculo do IRT da CEMIG D foi de **R$ 6.614.243.141,73.**

33. Em relação ao valor de **R$ 131.855.857,25**, adicionado à RA_0, cabe esclarecer que se refere ao somatório das diferenças mensais de receita verificadas no período de referência, sejam elas positivas (redução de receita) ou negativas (aumento de receita), decorrentes dos novos critérios de classificação das unidades consumidoras na Subclasse Residencial Baixa Renda de que trata a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, cujos valores foram homologados pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE/ANEEL ou pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC/ANEEL, na forma da Resolução Normativa nº 89, de 25 de outubro de 2004, sendo que para os meses de janeiro de 2006 e março de 07 foram considerados valores estimados.

Parcela "A" – Encargos Setoriais

34. A SFF, através do Memorando nº 147/2007-SFF/ANEEL de 16 de março de 2007, informou que o valor da quota anual da RGR da CEMIG D para o período de abril/2007 a março/2008, excluída a Taxa de Fiscalização informada pela SRE, é de R$ 39.526.976,11 (trinta e nove milhões, quinhentos e vinte e seis mil, novecentos e setenta e seis reais e onze centavos), e que em relação ao ajuste de 2005, resultante da análise da PAC do mesmo exercício, a parcela a ser compensada por recolhimento a maior na época pela CEMIG D é de R$ 252.485,34 (duzentos e cinqüenta e dois mil, quatrocentos e oitenta e cinco reais e trinta e quatro centavos). Com isso, o total da RGR a ser pago pela CEMIG D é de **R$ 39.274.490,77** (trinta e nove milhões, duzentos e setenta e quatro mil, quatrocentos e noventa reais e setenta e sete centavos).

35. A Superintendência de Regulação Econômica - SRE, por meio de Nota Técnica nº 057, de 14 de março de 2007, calculou o valor da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE da CEMIG D, cujo montante foi de **R$ 24.875.423,89** (vinte e quatro milhões, oitocentos e setenta e cinco mil, quatrocentos e vinte e três reais e oitenta e nove centavos).

36. Foram ainda considerados nesse reajuste os seguintes encargos:

i. Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, e fixada pela Resolução ANEEL nº 239, de 28 de novembro de 2006, no valor de R$ 307.146.262,52;

ii. Conta de Consumo de Combustíveis Fosseis - CCC, fixada pela Resolução ANEEL nº 432, de 06 de fevereiro de 2007, valor de R$ 277.878.309,05;

iii. Encargos de Serviços do Sistema – ESS, conforme dispõe o Art. 44 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que a partir de 1º de janeiro de 2006, no reajuste ou revisão tarifária das concessionárias, a ANEEL deverá contemplar a previsão dos custos com o ESS para os doze meses subseqüentes. Neste reajuste está sendo considerado o valor de R$ 3.891.468,94;

iv. Despesas com o ONS, no valor de R$ 232.108,57.

v. Em consonância com o disposto na Resolução nº 219, de 11 de abril de 2006 e com as alterações dadas pela Resolução Normativa nº 233, de 24 de outubro de 2006, a base de cálculo utilizada para apuração do encargo de P&D e Eficiência Energética na Data do Reajuste em Processamento – DRP foi obtida mediante a dedução dos valores relativos aos encargos da CCC, CDE e RGR, da Receita Operacional Líquida – ROL da CEMIG D, nesta já considerados os respectivos ajustes financeiros que compõem a receita total da concessionária.

37. A tabela a seguir detalha todos os Encargos Setoriais considerados no cálculo do IRT, e seus respectivos dispositivos legais.

Encargos Setoriais em DRA e DRP

Encargo	Valor (R$) DRA	Valor (R$) DRP	Atos Legais – DRA	Atos Legais – DRP
RGR	40.656.746,52	39.274.490,77	Memo n°138/2006-SFF/ANEEL, de	Memo n°147/2007-SFF/ANEEL, de
CCC	475.141.820,98	277.878.309,05	Resolução nº 208, de 31/01/06	Resolução nº 432, de 06/02/2007
CDE	291.023.155,83	307.146.262,52	Resolução nº 174, de 28/11/2005	Resolução nº 239, de 28/11/2006
ESS	20.383.250,87	3.891.468,94	Resolução nº 173, de 28/11/2005	Resolução nº 401, de 05/12/06
TFSEE	21.982.653,48	24.875.423,89	NT nº 077-SRE/ANEEL, de 15/3/06	NT nº 057-SRE/ANEEL, de
PROINFA	44.714.544,02	65.235.236,37	Resolução nº 250, de 28/11/05	Resolução nº 405, de 05/12/06
ONS	276.101,50	232.108,57	-	-
P & D	57.923.938,23	69.215.146,93	Valor calculado no IRT anterior	ver planilha P&D

Parcela "A" – Cálculo das despesas com compra de energia

38. O art. 36 do Decreto n° 5.163/2004 estabelece:

"Art. 36. A ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base "A" dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:

§ 1º Deverá ser assegurada a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica constantes dos contratos de que trata o caput, utilizando-se metodologia de cálculo que deverá observar, dentre outras, as seguintes diretrizes:

I - o preço médio ponderado dos contratos de compra de energia elétrica registrados, homologados ou aprovados na ANEEL até a data do reajuste em processamento, para entrega nos doze meses subseqüentes; e

II - a aplicação deste preço médio ponderado ao mercado de referência, entendido como o mercado dos doze meses anteriores à data do reajuste em processamento.

§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, a ANEEL fica autorizada a celebrar, se for o caso, aditivos aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica."

Balanço Energético

39. A SRE elaborou Balanço Energético (ver tabela abaixo) para o período de referência do reajuste em análise, contendo as informações físicas referentes a: compras de energia através de contratos iniciais e contratos bilaterais homologados pela ANEEL; leilões de energia no ambiente regulado, geração própria; as quotas de energia do PROINFA atribuídas à concessionária; mercado de fornecimento informado pela empresa no GTF; e perdas regulatórias definidas na revisão tarifária da empresa.

Balanço Energético

BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRAS FÍSICAS NO IRT			
Item	**BALANÇO**	**TOTAL**	**OBS**
1.	**Geração Própria - MWh**	**-**	**(1)**
	Geração Própria	-	-
2.	**Compras - Contratos Iniciais - MWh**	**1.579.641,58**	**(2)**
	P.Pedra G	1.120.473,84	
	Capim Branco I	279.955,37	
	Caeté-Delta	52.522,31	
	Caeté-V.Grande	55.224,46	
	Nutricel	10.483,31	
	Coruripe Energ.	60.982,29	
	Capim Branco II	-	
2.1	**PROINFA**	**155.534,95**	**(2.1)**
3.	**Compras - Contratos Bilaterais / Leilões - MWh**	**24.299.546,52**	**(3)**
	-	-	
	1ºLeilão NovaH30	-	
	1ºLeilão Nova-T15	-	
	Leilão 04-2005-12	4.463.573,35	
	Leilão 04-2006-13	7.736.620,31	
	Leilão-05-2008-15	-	
	ITAIPU	**12.099.352,86**	
4.	**Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)**	**26.034.723,06**	**(4)=(1)+(2)+(2.1)+(3)**
5.	**Fornecimento - MWh**	**19.841.801,00**	**(5)**
6.	**Suprimento - MWh**	**-**	**(6)**
7.	**Totais de Vendas - MWh (MERCADO)**	**19.841.801,00**	**(7)=(5)+(6)**
8.	**Perdas Regulatórias - %**	**17,99%**	**VER PLANILHA PERDAS**
9.	**Perdas Regulatórias - MWh (PERDAS)**	**3.569.363,46**	**VER PLANILHA PERDAS**
10.	**Energia Requerida - MWh (REQUERIDA)**	**23.411.164,46**	**(10)=(7)+(9)**
11.	**Disponibilidade Líquida (SOBRA)**	**2.623.558,60**	**(11)=(4)-(10)**

Cálculo das despesas com compra de energia na DRA e composição do VPA0.

Cálculo das despesas com compra de energia na DRA

40. Na DRA, a despesa de energia elétrica comprada para a revenda é obtida a partir da Tarifa Média de Compra de Energia Elétrica pela CEMIG D considerada no reajuste tarifária anterior, de R$ 75,21 . A tabela abaixo mostra este cálculo:

CÁLCULO DA TARIFA MÉDIA PARA SER APLICADA EM DRA			
Supridoras	**MWh**	**Despesa Total**	**Tarifa considerada (R$/MWh)**
1 - Contratos Iniciais	-	-	
2 - ITAIPU	12.081.653,18	977.456.148,61	**80,90**
3 - Contratos Bilaterais	-	-	
CORURIPE - ENERG.S/A	52.908,00	6.454.533,33	**122,00**
CORURIPE - Açúcar Alcool	-	-	
CAETÉ S/A - DELTA e V Grande	76.800,00	10.520.378,18	**136,98**
CAPIM BRANCO	-	-	
NUTRICEL NUTRIENTES	12.636,00	1.445.280,72	**114,38**
FURNAS	-	-	
PONTE DE PEDRA (Após Lei 10.848/2(	-	-	
4 - Complemento	11.229.561,14	768.024.746,77	**68,39**
TOTAL	**23.453.558,32**	**1.763.901.087,62**	**75,21**

41. Esta tarifa média é aplicada ao montante de energia requerida no período de referência subtraído do montante de energia proveniente do PROINFA. A tabela a seguir demonstra os resultados obtidos do cálculo das despesas com compra de energia na DRA:

DESPESA COM ENERGIA COMPRADA EM 2006 - DRA			
Supridoras	**MWh**	**R$/MWh**	**R$**
Energia Requerida (1)	**23.255.629,50**	**75,21**	**1.749.015.207,85**
TOTAL de Compra de Energia - DRA	**23.255.629,50**	**75,21**	**1.749.015.207,85**
Geração Própria	**-**	**NÃO É VALORADO**	
PROINFA	**155.534,95**		
TOTAL (Energia Requerida)	**23.411.164,46**		

Cálculo das despesas com compra de energia na DRP

42. Através do Memorando nº 024/2007-SEM/ANEEL, a SEM informou os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pela CEMIG D com partes não-relacionadas, devidamente aprovados pela SEM, e as respectivas tarifas a serem consideradas no cálculo do reajuste tarifário anual.

Vendedor Fonte	Montante Contratado/ Suprimento	Preço (R$/MWh)	Situação Atual/ N°de Registro/ N°de Processo	Limite de Repasse
Coruripe Energética S.A. Coruripe- Iturama	52.909 MWh/ano 2003 a 2012	79,76 (abr/02)	Registrado N° 014/2003 48500.004228/02-27	Res. 488/02
Usina Caeté S.A. (Unidade Delta)	38.593 MWh/ano 2003 a 2014	74,39 (jan/02)	Registrado N° 040/2002 48500.001921/2002-93	Res. 022/01
Usina Caeté S.A. (Unidade Volta Grande)	31.977 MWh/ano 2003 a 2014	74,39 (jan/02)	Registrado N° 028/2002 48500.001876/2002-31	Res. 022/01
Ponte de Pedra Energética S.A	1.152.816 MWh/ano (a partir de 2004 a 2021)	69,00 (abr/01) até julho de 2008	Registrado N° 042/2002 48500.001550/2002-11	Res. 022/01
Nutricel Nutrientes (UTE Alvorada)	11.583 MWh/ano 2003 a 2011	74,78 (abr/02)	Registrado N° 015/2003 48500.004520/02-59	Res. 488/02

43. Através do Memorando nº 147/2007-SFF/ANEEL, a SFF informou os contratos de compra e venda de energia elétrica firmados pela CEMIG D com partes relacionadas, devidamente aprovados pela SFF, e as respectivas tarifas a serem consideradas no cálculo do reajuste tarifário anual. A tabela abaixo constam estes valores.

Vendedora	Preço R$/MWh	Base do preço	Regra de Atualização	Montante	Data do Reajuste do contrato	Fator de Reajuste Aplicado	Preço contratado atualizado na data-base do reajuste
Capim Branco I	107,60	nov/03	IGPM	155 MW médios	fev-07	1,1945	128,53 (1)
Capim Branco II	107,60	nov/03	IGPM	131 MW médios	mar-07	1,1977	128,88 (2)
CEMIG G/T	52,54		na	866 MW médios	na	na	contrato finalizado

44. Nos cálculos das despesas com compra de energia foram consideradas as regras de repasse e de reajuste de cada contrato informadas nos memorandos acima.

45. No cálculo das despesas com compra de energia na DRP foram considerados 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 em DRP 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 subseqüentes;

- OBS: para apuração do limite acima referido, conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/2004, em seu artigo 13, no cumprimento da obrigação de contratar compra de energia para atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição,

será contabilizada a energia elétrica: a) contratada até 16 de março de 2004; b) contratada nos leilões de energia; e c) proveniente de geração distribuída, do PROINFA e de Itaipu Binacional.

ii. para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica de que trata o caput do art. 36 do Decreto n° 5.163, de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento (DRP), ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subseqüentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior. O cálculo do preço médio aqui mencionado consta da tabela abaixo:

CÁLCULO DA TARIFA MÉDIA DOS CONTRATOS DE LEILÃO - PARA FRENTE			
Supridoras	**MWh**	**R$**	**R$/MWh em Ago/2006**
Leilão 04-2005-12	4.461.515,99	282.899.579,87	63,41
Leilão 04-2006-13	7.734.624,19	574.215.916,85	74,24
Leilão-05-2008-15	221.761,68	19.795.879,29	89,27
Tarifa Ponderada dos leilões (R$/ M	**12.417.901,85**	**876.911.376,01**	**70,62**

iii. para a energia elétrica proveniente de Itaipu: o preço calculado a partir da tarifa de repasse de potência estabelecida pela Resolução Homologatória nº 417, de 19 de dezembro 2006, de US$ 21,53 / kW, e da cotação para venda do dólar americano de 15 de março de 2007, de R$ 2,0909, resultando o valor de R$ 49,66 / kW, o qual foi aplicado ao montante da demanda de potência contratada, estabelecida pela Resolução Normativa nº 407, de 19 de dezembro de 2006. Para os meses de janeiro a março de 2008 já foram aplicadas as novas quotas partes relativas a CEMIG D para 2008 estabelecidas na Resolução Normativa nº 218 de 11 de abril de 2006, considerando os montantes totais de Itaipu para o ano de 2007.

46. O Quadro-Resumo a seguir apresenta os montantes físicos (MWh), os preços (R$/MWh) e as respectivas despesas (R$), considerados no cálculo das despesas com compra de energia da CEMIG D na DRP.

CÁLCULO DO VALOR COM DESPESA DE ENERGIA COMPRADA NA DRP - PARA FRENTE			
Contratos	**MWh**	**R$/MWh**	**R$**
ITAIPU	11.476.955,35	97,38	1.117.596.240,01
P.Pedra G	1.122.250,35	122,12	137.049.848,99
Capim Branco I	280.806,75	128,53	36.093.053,67
Caeté-Delta	42.000,00	141,87	5.958.344,92
Caeté-V.Grande	34.800,00	141,87	4.936.914,36
Nutricel	12.328,00	120,98	1.491.414,68
Coruripe Energ.	52.909,00	129,03	6.827.080,53
Capim Branco II	228.512,71	128,88	29.449.740,88
1ºLeilão NovaH30	9.793,60	111,57	1.092.694,90
1ºLeilão Nova-T15	77.383,24	132,26	10.234.706,69
Total Bi-laterais	**13.337.739,00**	**101,27**	**1.350.730.039,62**
Complemento Leilões	**9.826.908,59**	**70,62**	**693.943.955,68**
Geração Própria	**-**	**NÃO É VALORADO**	
PROINFA	**246.516,87**		
TOTAL	**23.411.164,46**		**2.044.673.995,30**

Parcela "A" – Transporte de Energia

47. Por meio do Memorando nº 036/2007-SRT/ANEEL, de 15 de março de 2007, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT informou os valores dos encargos de uso da Rede Básica a serem considerados no cálculo do atual reajuste tarifário da CEMIG D, tendo por base o período de referência de abril de 2006 a março de 2007 e as tarifas de uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional vigentes a partir de julho de 2006, conforme quadro abaixo:

(R$) – Encargos de Uso da Rede Básica (Período Abril/2006 a Março/2007)		
	2006	**2007**
Tarifa Nodal	238.970.271,60	89.849.436,90
Itaipu	39.977.669,44	15.000.820,09
(I) Valor total de encargo de uso no ano	**278.947.941,04**	**104.850.256,99**
(II) P.A. Rede Básica Fronteira – CEMIG T	-2.642.128,51	
(III) P.A. Rede Básica Fronteira – CEMIG ITAJUBÁ	-429.955,38	
(IV) P.A Rede Básica Fronteira –FURNAS	-74.628,27	
Valor total no período = **(I)+(II)+(III)+(IV)**	**380.651.485,87**	

48. Também foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT os novos encargos de conexão, relativos as DIT (Demais Instalações de Transmissão) em operação, a serem considerados no reajuste tarifário da CEMIG-D.

Encargos de Conexão em Junho/2006			
Acessada	**Encargos de Conexão sem PIS/COFINS**	**PIS/COFINS**	**TOTAL**
CEMIG T	**19.114.728,85**	**(1.299.715,12)**	**17.815.013,73**
CEMIG ITAJUBÁ	**1.224.569,08**	**(10.725,16)**	**1.213.843,92**
FURNAS	**1.002.634,34**	**(59.147,29)**	**943.487,05**
CELG T	**151.172,25**	**-**	**151.172,25**
TOTAL			**20.123.516,95**

Encargos de Conexão CONCATENADOS			
Acessada	**Encargos de Conexão sem PIS/COFINS**	**PIS/COFINS Conexão**	**TOTAL**
CEMIG T	**19.926.543,87**	**(1.354.914,87)**	**18.571.629,00**
CEMIG ITAJUBÁ	**1.276.577,33**	**(11.180,66)**	**1.265.396,66**
FURNAS	**1.045.216,88**	**(61.659,31)**	**983.557,56**
CELG T	**157.592,63**	**-**	**157.592,63**
TOTAL			**20.978.175,86**

i. Em relação às tabelas acima, cabem os seguintes esclarecimentos:
   - os encargos mencionados, calculados a preços de 01 de junho de 2006, foram atualizados pela variação do IGP-M até abril de 2007;
   - a parcela de ajuste do PIS/PASEP e COFINS refere-se ao impacto financeiro do acréscimo desses tributos às instalações de conexão de uso próprio (RPC), que, conforme determina a Nota Técnica nº 082/2006-SRT/ANEEL, de 13 de junho de 2006, deve ser aplicado na data de reajuste tarifário de cada concessionária de distribuição.

49. A SRT informa ainda que deverão ser considerados no reajuste da distribuidora (IRT 2007) os seguintes passivos financeiros:

i. Passivo financeiro referente às instalações de conexão SE IPATINGA 1 de propriedade da CEMIG T. As seguintes instalações encontram em operação comercial deste julho de 2004 e são destinadas ao atendimento da CEMIG-D.

Transmissora /Distribuidora	**Instalações (CCT – TA 01/2001)**	**Passivo (R$)**	**Passivo Concatenado (Abr/2007)**
CEMIG–T CEMIG D	-Autotransformador em 230/138 kV-225 MVA, com LTC; -Conexão em 230 kV, arranjo barra principal e transferência, para o autransformador; -Conexão em 138 kV, arranjo barra principal e transferência, para o autotransformador.	2.992.245,18(*)	3.000.623,47

(*) Referência de preços: março/2007.

50. No Memorando nº 036/2007-SRT/ANEEL, a SRT informa que o referido valor do passivo foi quantificado durante o período de utilização das instalações, ou seja, do início de operação comercial das mesmas até 30 de junho de 2006 e atualizado pela variação do IGP-M entre agosto/2004 (data de referência de preços das instalações) e março/2007. Ressalta-se ainda que o mencionado valor contempla o valor da RGR de 2,707%.

51. A SRT informa ainda que na Nota Técnica nº 014/2005-SRT/ANEEL, de 17 de junho de 2005, foi publicado o valor do seguinte encargo de conexão, não tendo sido considerado no reajuste tarifário do ano de 2006.

Transmissora/ Distribuidora	Encargo Anual de Conexão referente as DITs devido à Transmissora (R$)	Valor financeiro a ser concatenado referente a PIS/PASEP e COFINS (R$)	Encargo anual a ser concatenado (R$)	Valor Concatenado (abril/2007)
CEMIG ITAJUBÁ P/ CEMIG D	191.445,89	10.759,94	202.205,83 (*)	210.099,51

(*) Referência de preços: junho/2005.

PARCELA "B"

52. Conforme já mencionado nesta Nota Técnica, o reposicionamento tarifário apurado no processo de revisão tarifária final da CEMIG D em 2005, de 44,41%, foi diferido para ser implementado em duas etapas. A primeira etapa correspondeu ao percentual de 31,53% considerado em 2005 e a segunda etapa do reposicionamento equivaleu à diferença de receita (Delta PB) resultante da aplicação dos percentuais de 44,41% e 31,53%%, a ser acrescida à Parcela B da concessionária em parcelas anuais nos anos de 2004 a 2007, devidamente corrigido. Está sendo considerado no atual cálculo tarifário da CEMIG o Delta PB no valor de R$ 357.460.727,27 .

53. O Valor da Parcela B (Custos Gerenciáveis) na DRP de **R$** 3.901.705.128,45 é resultado do valor da Parcela B (Custos Gerenciáveis) na DRA de **R$** 3.463.558.578,73 adicionado do Delta PB mencionado no parágrafo anterior, reajustado em 2,1116% (percentual resultante da diferença entre o IGP-M e o Fator X).

RESUMO DO CÁLCULO DO IRT ECONÔMICO

54. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário - IRT da CEMIG D, para aplicação no período de 08/04/2007 a 07/04/2008 resultou em 8,956% dos quais 2,332% referem-se à variação de custos da Parcela A e 6,624% são decorrentes da atualização da Parcela B, em razão da variação do IGP-M no período de abril/06 a março/07. A tabela a seguir detalha os cálculos:

ITENS - PARCELA A		DRA (R$)	DRP (R$)	Particip	Variação	Particip
Encargos Setoriais	RGR	40.656.746,52	39.274.490,77	0,54%	-3,40%	-0,02%
	CCC	475.141.820,98	277.878.309,05	3,86%	-41,52%	-2,98%
	CDE	291.023.155,83	307.146.262,52	4,26%	5,54%	0,24%
	ESS	20.383.250,87	3.891.468,94	0,05%	-80,91%	-0,25%
	TFSEE	21.982.653,48	24.875.423,89	0,35%	13,16%	0,04%
	PROINFA	44.714.544,02	65.235.236,37	0,91%	45,89%	0,31%
	ONS	276.101,50	232.108,57	0,00%	-15,93%	0,00%
	P & D	57.923.938,23	69.215.146,93	0,96%	19,49%	0,17%
	Encargos Setoriais	**952.102.211,43**	**787.748.447,04**	**10,93%**	**-17,26%**	**-2,48%**
Transporte de Energia	Rede Básica/Conexão	324.521.013,53	351.225.639,21	4,87%	8,23%	0,40%
	Transporte Itaipu	143.943.773,93	142.563.517,23	1,98%	-0,96%	-0,02%
	MUST Itaipu	146.335.379,92	143.695.729,76	1,99%	-1,80%	-0,04%
	Transporte de Energia	**449.567.143,72**	**472.515.438,26**	**6,56%**	**5,10%**	**0,35%**
Energia	Compra de Energia	770.127.080,93	927.077.755,29	12,86%	20,38%	2,37%
	Itaipu	978.888.126,92	1.117.596.240,01	15,51%	14,17%	2,10%
	Compra de Energia	**1.749.015.207,85**	**2.044.673.995,30**	**28,37%**	**16,90%**	**4,47%**
TOTAL PARCELA A		**3.150.684.562,99**	**3.304.937.880,59**	**45,86%**	**4,90%**	**2,33%**
TOTAL PARCELA B		**3.463.558.578,73**	**3.901.705.128,45**	**54,14%**	**12,65%**	**6,62%**
RA		**6.614.243.141,73**	**7.206.643.009,04**	**100,00%**	**8,96%**	**8,96%**

55. Em anexo a esta Nota Técnica são apresentados seguintes gráficos com o detalhamento da estrutura do IRT:

Gráfico I – Participação percentual das parcelas A e B na composição da receita da CEMIG D
Gráfico II – Detalhamento das parcelas A e B na composição da receita da CEMIG D
Gráfico III – Participação percentual das parcelas A e B na composição do IRT

III.2. COMPONENTES FINANCEIROS

A - PIS/PASEP e COFINS

Impactos econômico e financeiro entre os sistemas cumulativo e o não cumulativo

56. No processo de Reajuste Tarifário de 2005, foram considerados provisoriamente os impactos econômico e financeiro entre os sistemas cumulativo e o não cumulativo referentes ao PIS/PASEP para o período de dezembro/2002 a dezembro/2004 no valor de **R$ 15.662.629,59**, e à COFINS no período de fevereiro/2004 a dezembro/2004 no valor de **R$ 36.210.291,67**, como decorrência da majoração das alíquotas e da nova metodologia de cálculo daqueles tributos, objeto das Leis nº 10.637/2002, nº 10.833/2003 e nº 10.865/2004. Estes valores correspondiam a 1/3 do valor informado pela SFF por meio do Memorando nº 170/2005-SFF/ANEEL, de 31 de março de 2005, com o restante a ser considerado nos processos de reajuste de 2006 e 2007.

57. No processo de Reajuste Tarifário de 2006, foram considerados os valores de R$ 34.859.857,57 para PIS/PASEP e R$ 98.810.367,01 para COFINS, resultando num montante total de R$ 133.670.224,58.

58. Levando em consideração a evolução das análises conceituais da forma "não cumulativa" de apuração do PIS/PASEP e da COFINS e, a partir dos dados informados pela concessionária, a SFF, por meio do Memorando n° 154/2007-SFF/ANEEL de 22 de março de 2007, informou os impactos econômico e financeiro relativos ao PIS/PASEP, de dezembro de 2002 a junho de 2005, no valor de **R$ 107.789.261,49** e à COFINS, de fevereiro de 2004 a junho de 2005, no valor de **R$ 269.993.708,01**, apurados em março de 2007, que subtraídos dos valores contemplados nos processos de Reajuste Tarifário de 2005 e 2006 e devidamente atualizados pelo IGP-M até abril de 2007, resultam num montante financeiro total de **R$ 226.082.020,74** , sendo **R$ 50.479.378,44** para o PIS/PASEP e a **R$ 175.602.642,30** para a COFINS.

59. A SFF informa, ainda, que os referidos valores dos impactos relativos ao PIS/PASEP e à COFINS poderão ser objeto de futuras análises e/ou fiscalizações, em especial pelas ações que a ANEEL vem desenvolvendo junto ao Ministério da Fazenda e à Secretaria da Receita Federal, com relação a custos que, em nosso entendimento, têm natureza de crédito, para serem validados definitivamente e, conseqüentemente, ajustados nos futuros processos de revisão/reajuste tarifário.

B - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

60. A SFF, por meio do Memorando nº 147/2007-SFF/ANEEL, informou os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA da CEMIG D, validando o montante negativo de **R$ (27.533.386,44).**

61. Sobre os valores apurados de CVAenergia encaminhados pela SFF, foi dado o seguinte tratamento:

- A CVAenergia foi calculada considerando os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório apurado mensalmente. Os montantes contratados excluídos do cálculo mensal da CVA obedeceram a ordem de corte estabelecida na Resolução Normativa nº 255/2007 de 06 de março de 2007, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório.

62. Assim, o valor da CVA em processamento passou a ser **R$ (8.887.253,11) negativos** que atualizado até o trigésimo dia anterior à data contratual do reajuste anual totaliza o montante de **R$ (4.855.468,07) negativos**, conforme quadro a seguir:

CVA até o 30º dia anterior ao Reajuste Tarifário

CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO	Valor (R$)
Conta de Consumo de Combustíveis – $\mathbf{CVA_{CCC}}$	(47.143.767,13)
Conta de Desenvolvimento Energético – $\mathbf{CVA_{CDE}}$	(2.634.969,56)
Energia comprada – $\mathbf{CVA_{ENERGIA}}$	79.722.908,91
PROINFA – $\mathbf{CVA_{PROINFA}}$	5.230.930,07
Rede Básica – $\mathbf{CVA}_{\text{REDEBÁSICA}}$	(38.912.001,08)
Tranporte Itaipu - $\mathbf{CVA_{transitaipu}}$	(2.984.979,35)
Encargos Serviço do Sistema –$\mathbf{CVA}_{\text{ESS}}$	1.866.410,08
CVA até o 30º dia anterior – Total	**(4.855.468,07)**

Fonte: SFF - Superintendência de Fiscalização Financeira/ ANEEL

63. Os valores da CVA validados pela SFF e pela SRE, foram remunerados pela taxa de juros SELIC até o quinto dia útil anterior ao reajuste tarifário em processamento, apresentando os resultados mostrados na tabela abaixo:

CVA até o 5° dia útil anterior ao Reajuste Tarifário

CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO	Valor (R$)
Conta de Consumo de Combustíveis – $\mathbf{CVA_{CCC}}$	(47.479.983,60)
Conta de Desenvolvimento Energético – $\mathbf{CVA_{CDE}}$	(2.653.761,44)
Energia comprada – $\mathbf{CVA_{ENERGIA}}$	80.291.470,92
PROINFA – $\mathbf{CVA_{PROINFA}}$	5.268.235,64
Rede Básica – $\mathbf{CVA}_{\text{REDEBÁSICA}}$	(39.189.510,85)
Tranporte Itaipu - **CVAtransitaipu**	(3.006.267,41)
Encargos Serviço do Sistema –$\mathbf{CVA}_{\text{ESS}}$	1.879.720,81
CVA até o 5º dia anterior – Total	**(4.890.095,94)**

Fonte: SFF - Superintendência de Fiscalização Financeira/ ANEEL

64. Em conformidade com o § 2° e § 3° do Art. 3° da Portaria Interministerial n° 25, de 24 de janeiro de 2002, e o § 1° e § 2º do Art. 6° da Resolução n° 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVAs atualizados até o quinto dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses. No caso da CEMIG D a menor taxa projetada foi a taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros – BM&F.

CONTA DE COMPENSAÇÃO DE VARIAÇÃO	Valor (R$)
Conta de Consumo de Combustíveis – **CVA_{CCC}**	(50.454.309,59)
Conta de Desenvolvimento Energético – **CVA_{CDE}**	(2.820.003,11)
Energia comprada – **$CVA_{ENERGIA}$**	85.321.232,74
PROINFA – **$CVA_{PROINFA}$**	5.598.257,87
Rede Básica – **$CVA_{REDEBÁSICA}$**	(41.644.490,22)
Tranporte Itaipu - **CVAtransitaipu**	(3.194.591,38)
Encargos Serviço do Sistema –**CVA_{ESS}**	1.997.473,64
CVA 12 meses subsequentes – Total	**(5.196.430,07)**

Fonte: SFF - Superintendência de Fiscalização Financeira/ ANEEL

65. Conforme previsto no § 4° do Art. 3° da Portaria Interministerial MF/MME n° 25, de 2002, para o Reajuste Tarifário de 2007 foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado no Reajuste Tarifário de 2006 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição do reajuste tarifário da concessionária e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada. No caso da CEMIG D, apurou-se um saldo de CVA a compensar conforme demonstrado na tabela abaixo:

Conta da CVA - Verificação do Saldo Efetivamente Compensado (CVA em processamento concedida em 2006)

Selic Efetiva*	Mês/Ano	Receita Cativo Com FINANCEIROS	Receita Cativo Sem Financeiros	CVA recebida cativo+livre	CVA Saldo Atualizado	CVA Saldo a compensar
1,01077878	abr/06	483.384.518,27	461.000.433,30	(3.883.716,82)	(48.466.221,46)	(44.582.504,64)
1,01281366	mai/06	515.099.610,73	491.246.895,10	(4.118.667,31)	(45.153.769,70)	(41.035.102,39)
1,01184394	jun/06	529.211.689,71	504.705.486,10	(4.251.135,03)	(41.521.119,68)	(37.269.984,65)
1,01169966	jul/06	517.839.875,76	493.860.266,69	(4.196.545,60)	(37.706.030,79)	(33.509.485,19)
1,01256265	ago/06	519.353.030,08	495.303.351,38	(4.206.336,65)	(33.930.453,13)	(29.724.116,48)
1,01057310	set/06	552.041.630,68	526.478.241,08	(4.439.288,59)	(30.038.392,53)	(25.599.103,94)
1,01094244	out/06	535.102.295,89	510.323.316,00	(4.326.810,68)	(25.879.220,60)	(21.552.409,92)
1,01020605	nov/06	549.792.842,03	524.333.587,08	(4.430.232,14)	(21.772.374,90)	(17.342.142,76)
1,00987886	dez/06	523.672.146,40	499.422.462,40	(4.246.512,44)	(17.513.463,36)	(13.266.950,92)
1,01082803	jan/07	534.702.402,87	509.941.940,82	(4.326.070,25)	(13.410.605,86)	(9.084.535,62)
1,00872484	fev/07	534.702.402,87	509.941.940,82	(4.326.070,25)	(9.163.796,74)	(4.837.726,49)
1,00872484	mar/07	534.702.402,87	509.941.940,82	(4.326.070,25)	(4.879.934,88)	**(553.864,63)**
		6.329.604.848,16	6.036.499.861,61	(51.077.456,00)		

FATOR MENSAL - Fonte: Banco Central do Brasl

66. A CEMIG em sua proposta de reajuste tarifário questionou os valores concedidos de saldo a compensar de CVA (ano anterior) e da CVA diferida calculados no reajuste tarifário de 2006. Assim a SRE recalculou estes itens concedidos no reajuste de 2006, e concluiu pela procedência do pleito, porém com

valores diferentes aos apresentaqdos pela CEMIG em sua proposta. As tabelas abaixo demonstram o recálculo realizado pela SRE neste processo de reajuste.

Conta da CVA – Recálculo do Saldo Efetivamente Compensado (CVA em processamento concedida em 2005) – com valores de 2006

Selic Efetiva*	Mês/Ano	Receita Cativo Com FINANCEIROS	Receita Cativo Sem Financeiros	CVA recebida cativo+livre	CVA Saldo Atualizado	CVA Saldo a compensar
1,01411529	abr/05	435.585.878,09	393.905.026,55	11.589.617,97	183.954.277,00	172.364.659,03
1,01503065	mai/05	491.367.268,32	444.348.741,80	13.159.025,63	174.955.411,89	161.796.386,26
1,01585603	jun/05	495.019.539,62	447.651.530,28	13.576.446,65	164.361.834,62	150.785.387,97
1,01511345	jul/05	476.582.334,58	433.665.523,66	14.534.948,70	153.064.275,39	138.529.326,69
1,01658483	ago/05	479.822.229,82	436.613.662,45	14.687.858,79	140.826.812,02	126.138.953,23
1,01503136	set/05	502.150.832,59	456.931.547,76	15.318.534,15	128.034.993,25	112.716.459,10
1,01407164	out/05	497.470.719,70	452.672.884,65	15.142.533,55	114.302.564,53	99.160.030,98
1,01381041	nov/05	506.368.378,88	460.769.298,94	15.420.365,64	100.529.471,67	85.109.106,03
1,01473572	dez/05	478.023.719,01	434.977.109,70	14.638.764,23	86.363.249,99	71.724.485,75
1,01429317	jan/06	480.608.674,81	437.329.287,13	14.712.119,73	72.749.656,02	58.037.536,28
1,01145063	fev/06	457.635.671,80	416.425.030,59	14.218.298,58	58.702.102,64	44.483.804,05
1,01422302	mar/06	493.037.466,73	448.638.851,42	15.099.604,56	45.116.498,09	**30.016.893,53**
		5.793.672.713,95	5.263.928.494,94	172.098.118,19		
Valor considerado no IRT/2006						17.799.332,63
Diferença a ser considerada neste IRT (valores de Abril/2006)						**12.217.560,90**

A concessionária não assinou contrato de financiamento com o BNDES			
DIFERIMENTO	**2004 – IRT 1ª Parcela**	**2005 - IRT 2ª Parcela**	**Observação**
R$ Inicial da CVAdiferida	194.554.672,78	194.554.672,78	Até o 5° dia útil anterior - Calculada no IRT 2° ano anterior

Selic Efetiva (ver spread)	Mês/ Ano	Receita Cativo com Financeiros	Receita Cativo sem Financeiros	CVA recebida cativo+livre	CVA Saldo Atualizado	CVA Saldo a Compensar
1,01181850	abr/04	456.970.915,20	421.680.500,99	13.869.143,65	196.854.017,18	182.984.873,53
1,01227805	mai/04	514.254.626,84	474.540.373,29	15.574.355,14	185.231.570,96	169.657.215,82
1,01229889	jun/04	508.528.797,64	469.256.731,71	15.414.666,50	171.743.811,25	156.329.144,75
1,01286889	jul/04	497.392.176,14	458.980.156,17	15.059.598,53	158.340.927,32	143.281.328,80
1,01293586	ago/04	503.717.997,94	464.817.454,81	15.258.334,19	145.134.796,01	129.876.461,81
1,01251327	set/04	522.851.758,55	482.473.575,79	15.847.374,09	131.501.641,05	115.654.266,96
1,01213224	out/04	519.883.567,88	479.734.609,07	15.734.411,31	117.057.412,28	101.323.000,97
1,01250986	nov/04	501.868.969,00	463.111.220,51	15.169.253,74	102.590.537,53	87.421.283,79
1,01482823	dez/04	486.518.922,05	448.946.609,00	14.693.820,33	88.717.586,69	74.023.766,36
1,01383882	jan/05	454.743.517,93	419.625.118,54	13.780.028,83	75.048.167,94	61.268.139,11
1,01218186	fev/05	384.763.329,39	355.049.277,98	11.351.066,46	62.014.499,00	50.663.432,54
1,01528178	mar/05	386.539.480,09	356.688.262,19	11.427.150,82	51.437.659,97	40.010.509,15
1,01411529	abr/05	435.585.878,09	393.905.026,55	11.692.388,02	270.835.647,25	259.143.259,23
1,01503065	mai/05	491.367.268,32	444.348.741,80	13.161.109,18	263.038.350,86	249.877.241,68
1,01585603	jun/05	495.019.539,62	447.651.530,28	13.151.640,45	253.839.302,72	240.687.662,27
1,01511345	jul/05	476.582.334,58	433.665.523,66	13.973.712,64	244.325.283,22	230.351.570,58
1,01658483	ago/05	479.822.229,82	436.613.662,45	14.050.547,57	234.171.912,21	220.121.364,64
1,01503136	set/05	502.150.832,59	456.931.547,76	14.722.125,85	223.430.088,12	208.707.962,27
1,01407164	out/05	497.470.719,70	452.672.884,65	14.596.068,91	211.644.825,58	197.048.756,67
1,01381041	nov/05	506.368.378,88	460.769.298,94	14.854.782,70	199.770.080,79	184.915.298,09
1,01473572	dez/05	478.023.719,01	434.977.109,70	13.995.881,42	187.640.158,15	173.644.276,72
1,01429317	jan/06	480.608.674,81	437.329.287,13	14.073.514,11	176.126.203,89	162.052.689,78
1,01145063	fev/06	457.635.671,80	416.425.030,59	13.330.502,10	163.908.295,17	150.577.793,07
1,01422302	mar/06	493.037.466,73	448.638.851,42	14.435.105,36	152.719.464,04	**138.284.358,67**
		11.531.706.772,60	10.558.832.384,99	339.216.581,91		
Valor considerado no IRT/2006						116.262.602,12
Diferença a ser considerada neste IRT (valores de Abril/2006)						**22.021.756,55**

67. Os valores recalculados de Saldo a Compensar CVA em processamento de 2005 e CVA diferida, demonstrados na tabela acima foram subtraídos dos valores contemplados no IRT de 2006 de R$ 17.799.332,63 e R$ 116.262.602,12 respectivamente, resultando no valor devido de R$ 34.239.317,45. Esta diferença está sendo considerada neste IRT devidamente remunerada pela Taxa Selic até Abril de 2007, no valor total de R$ 38.474.304,28.

C – PROGRAMA LUZ PARA TODOS

68. A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, considerada a redação dada pela Lei nº 10.762, de 11 de novembro de 2003, dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. Por meio da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, republicada com alterações no Diário Oficial de 27 de outubro de 2004, a ANEEL estabeleceu as condições gerais para elaboração dos Planos de Universalização de Energia Elétrica visando ao atendimento de novas unidades consumidoras com carga instalada de até 50 kW, regulamentando o disposto nos arts. 14 e 15 da Lei nº 10.438, de 2002.

69. O Decreto nº 4.873, de 11 de novembro de 2003, instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - "LUZ PARA TODOS", destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a esse serviço público, antecipando, desse modo, o cumprimento das metas de universalização estabelecidas na Resolução nº 223, de 2003.

70. Pela Resolução Normativa nº 175, de 28 de novembro de 2005, foram estabelecidas as condições para a revisão dos Planos de Universalização de Energia Elétrica, visando à antecipação de metas, considerando os objetivos dos Termos de Compromissos firmados entre as concessionárias de distribuição e o Ministério de Minas e Energia - MME, no âmbito do Programa LUZ PARA TODOS.

71. Para implementação e custeio do Programa LUZ PARA TODOS, foi prevista alocação de recursos: i) do governo federal, oriundo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (subvenção) e da Reserva Global de Reversão - RGR (financiamento); ii) dos governos estaduais e municipais; e iii) recursos próprios da concessionária de distribuição.

72. Reconhecendo que o Programa LUZ PARA TODOS constitui política de governo, portanto, que as decisões quanto a sua implementação são atos não gerenciáveis por parte da concessionária de distribuição, bem como a constatação de que, para a CEMIG D, o impacto no equilíbrio econômico-financeiro da concessão é relevante, haja vista o alto custo incorrido para propiciar o atendimento a essas novas unidades consumidoras em relação à receita por elas proporcionada, esta SRE concluiu pela necessidade de se considerar no cálculo deste reajuste tarifário de 2007 da CEMIG D um valor provisório equivalente a 70% (setenta por cento) do déficit demonstrado pela concessionária, considerados apenas seus valores nominais, tanto aquele já acumulado no período de janeiro de 2004 a dezembro de 2006, quanto o déficit estimado para os próximos 12 meses, sendo ambos os valores apurados a partir de informações fornecidas pela empresa, porém resultantes de análise prévia e após efetivação de eventuais glosas preliminares por parte da SRE, para posterior validação.

73. A utilização do redutor de 30% sobre o déficit total apurado pela SRE, resultante da análise prévia dos valores apresentados pela concessionária e após efetivação das glosas devidas, se deve à adoção de uma postura prudente do Regulador diante da questão, mesmo em se tratando de valor ainda provisório, visando minimizar o impacto tarifário futuro para o consumidor.

74. Feitas a análise prévia e as glosas preliminares cabíveis, a SRE considerou no atual cálculo tarifário da CEMIG D um **componente financeiro provisório de R$ 51.903.691,49**, que corresponde ao

percentual de 70% sobre os valores nominais apurados pela SRE. Neste cálculo foram utilizadas as seguintes premissas:

- No cálculo da remuneração e depreciação, foi utilizado apenas o percentual investido pela própria concessionária para todo o período, desde o começo da implantação do PLPT, seguindo o novo entendimento das Obrigações Especiais, Resolução Normativa ANEEL nº 234/2006. O tratamento a ser dado quanto ao financiamento com recursos da RGR será decidido pelo Grupo de Trabalho instituído para este fim;
- Para a quota de reintegração, utilizou-se o valor final informado pela SFF na última revisão tarifária;
- Para o percentual investido pela concessionária, foi utilizado o percentual contratado junto à ELETROBRÁS;
- Para o cálculo dos custos de operação e manutenção foi utilizado o valor final da Empresa de Referência na última revisão tarifária, dividido pelo número de consumidores à época.
- Foi utilizado o valor do WACC da Resolução Normativa ANEEL nº 246/2006.

75. Este valor provisório deverá ser validado posteriormente, seguindo as conclusões do Grupo de Trabalho na criado na ANEEL para desenvolver metodologia, critérios e mecanismos para validação: (i) do efetivo atendimento da base de clientes apresentada; (ii) do investimento realizado, sob a ótica de investimentos prudentes e custos operacionais eficientes; (iii) das fontes de recursos e financiamentos envolvidos; (iv) dos custos de O & M advindos do ingresso dessas novas unidades consumidoras; (v) da receita de fornecimento proporcionada por esses novos clientes.

D - Ajuste financeiro referente custos com consultorias - Reavaliação de Ativos.

76. No reajustes tarifários de 2005 e 2006 da CEMIG D, havia sido considerado, em caráter provisório, o valor de total de R$ 920.906,60, referente aos custos incorridos pela concessionária na contratação de empresas especializadas para realização de avaliação dos ativos com vistas à composição da base de remuneração da concessionária, conforme estabelecido na Resolução nº 493, de 03 de setembro de 2002. A SFF por meio do Memorando nº 147/2007-SFF/ANEEL validou este número não havendo portanto diferença a ser compensada neste IRT.

E - Recuperação descontos concedidos conforme Resolução nº 77/2004.

77. A SFF por meio do Memorando nº 147/2007-SFF/ANEEL informou o valor de **R$ 12.057.362,78**, referente à recuperação de perda de receita de distribuição decorrente dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, conforme previsto no Art. 7º da Res. Normativa n° 77, de 18 de agosto de 2004. Este valor devidamente atualizado pelo IGP-M resulta em um valor final de **R$ 12.340.483,98.**

78. A SFF ressalva que foi feita somente a apuração do montante de redução tarifária destacado nas faturas (segunda via) apresentadas pela concessionária, sem uma análise do mérito do desconto (pertinência do enquadramento), que deverá ser realizado pela Superintendência de Fiscalização de Serviços de Eletricidade – SFE. Neste reajuste este valor será considerado de forma PROVISÓRIA, sujeito a validação pela SFE da pertinência do enquadramento dos descontos, para posterior consideração DEFINITIVA no

próximo reajuste tarifário. No processo de reajuste de 2008, a SRE deverá encaminhar memorando a SFE solicitando esta fiscalização, inclusive o período considerado provisoriamente neste reajuste.

F – Ajuste Financeiro da Revisão Tarifária Periódica.

79. A SRE está considerando neste IRT a terceira e última parcela do Ajuste Financeiro da Revisão Tarifária Periódica, devidamente atualizado pelo IGP-M, no valor de R$ 98.258.408,43.

G – PERCEE.

80. A SFF por meio do Memorando nº 147/2007-SFF/ANEEL informou o valor de **R$ 46.818,79** referente ao saldo a amortizar relativo ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE.

H – Passivo de PIS/COFINS das Geradoras com as Distribuidoras

81. No atual reajuste tarifário estão sendo também considerados os valores já devolvidos pelas empresas geradoras Furnas Centrais Elétrica S.A. e Companhia Energética de São Paulo - CESP, à CEMIG, relativos aos passivos regulatórios do PIS/PASEP e da COFINS a que se refere o Art. 9º da Resolução Homologatória nº 087, de 06 de abril de 2005, que foram recalculados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF face à modificação introduzida pelo Art. 109 da Lei nº 11.196, de 21 de novembro de 2005. Estes valores não foram considerados como passivo financeiro no reajuste de 2006, para devolução pela CEMIG aos seus consumidores finais. Assim o valor considerado neste IRT devidamente corrigidos pelo IGP-M é de R$ (1.626.388,67) negativos.

I – Repasse da Sobrecontratação de energia até o limite de 103%.

82. 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. Entretanto esta resolução determina que a apuração desta sobrecontratação é de responsabilidade de Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e que esta "*deverá apresentar à ANEEL, em até 60 dias da publicação desta Resolução, proposta de Regra e Procedimento de Comercialização objetivando disciplinar os cálculos, os prazos, as condições e a forma do fluxo de informações necessários à apuração das Sobras Contratuais*."

83. Pelo exposto, a SRE está considerando o valor provisório de R$ -7.799.975,97 (negativos), calculado com base nos dados do ano civil de 2006 e na metodologia aprovada na Resolução nº 255/2007.

84. No reajuste tarifário de 2006 foi repassado provisoriamente o valor de R$ 24.092.331,03 (base abril/2006) calculado com base no período de apuração de janeiro de 2005 a janeiro de 2006 e na metodologia submetida à Audiência Pública. O valor calculado para o ano civil de 2005 considerando a mesma metodologia seria de R$ 21.355.658,86 (base abril/2006), representando uma diferença atualizada negativa de R$ -2.808.612,63 (base abril/2007).

85. Os valores definitivos relativos aos anos civis de 2005 e 2006 deverão ser recalculados assim que a Regra e o Procedimento de Comercialização para disciplinar os cálculos estiverem aprovados pela ANEEL, para consideração no processo de reajuste tarifário de 2008.

J. Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados

86. Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêem 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 metodologia de repasse desses custos para as tarifas de fornecimento está em análise pela SRE, devendo passar por Audiência Pública. Portanto, neste reajuste tarifário, esta Superintendência está considerado o valor provisório de R$ 629.181,30, calculado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, para o custo de exposição da CEMIG D no período de janeiro a dezembro de 2006. Os valores repassados no processo de reajuste tarifário de 2006 permanecem provisórios pelo mesmo motivo.

CÁLCULO DO IRT FINAL

87. O Índice de Reajuste Tarifário – IRT calculado pela SRE apresenta a composição demonstrada na tabela a seguir:

IRT ECONÔMICO			
IRT PURO	**PARCELAS**	**VALOR (R$)**	**% no IRT**
	PARCELA A	3.304.937.880,59	2,332%
	PARCELA B	3.901.705.128,45	6,624%
	IRT PURO	**7.206.643.009,04**	**8,956%**
COMPONENTES FINANCEIROS			
FINANCEIROS	**Componente Financeiro**	**VALOR (R$)**	**% no IRT**
	CVA		
	Total CVA em processamento	-5.196.430,07	-0,072%
	CVAanterior a recuperar	-553.864,63	-0,008%
	CVAdiferida correção 2006	38.474.304,28	0,534%
	Total CVA	**32.724.009,58**	**0,454%**
	PIS/COFINS		
	Passivo PIS/COFINS Dez/02-Out/05	226.082.020,74	3,137%
	OUTROS FINANCEIROS		
	PIS/COFINS Conexão	-1.427.754,85	-0,020%
	PA Fronteira (2006-2007)	-3.146.712,16	-0,044%
	Passivo RB Fronteira	3.000.623,47	0,042%
	Passivo CEMIG ITAJUBA T	210.099,51	0,003%
	Exposição CCEAR Subm	629.181,30	0,009%
	Sobrecontratação 103%	-7.799.975,97	-0,108%
	Rec. Descontos Res. 77/04	12.340.483,98	0,171%
	PLpT	51.903.691,49	0,720%
	Ajuste Revisão (3/3)	98.258.408,43	1,363%
	Desverticalização	0,00	0,000%
	Dif despesas com correio	0,00	0,000%
	PERCEE	46.818,79	0,001%
	Passivo PIS/COFINS G-D	-1.626.388,67	-0,023%
	Sobrecontratação 103% (2005)	-2.808.612,63	-0,039%
	TOTAL FINANCEIROS	**408.385.893,00**	**5,667%**
IRT FINAL			
IRT	**COMPONENTE**		**%**
	IRT		**8,956%**
	Componentes Financeiros		**5,667%**
	IRT+Componentes Financeiros		**14,623%**

88. Dentre os diversos itens de custos considerados no cálculo do IRT da CEMIG D, merece destaque a participação, de **5,27%,** do diferimento do reposicionamento tarifário calculado na revisão tarifária, em definitivo em abril de 2005 (Delta PB), que atualizado para abril de 2007 resulta no valor de **R$**

357.460.727,27. Desconsiderado apenas esse impacto relativo ao "Delta PB" no cálculo tarifário da CEMIG D, o índice final do seu reajuste de tarifas em 2007 seria, em média **9,42%**.

89. A diferença entre o reajuste solicitado pela CEMIG D e o reajuste calculado pela SRE está demonstrada a seguir:

Comparação entre o pleito da concessionária e o calculado pela ANEEL

Item	CEMIG (R$)	ANEEL (R$)	Motivo
Cálculo Econômico			
IVI			
IGP-M	4,05%	4,20%	IGP-M projetado março/07 de 0,28%
Fator X	1,69%	2,09%	Fator X definido na Revisão Tarifária.
IGP-M –FatorX	2,35%	2,11%	
Encargos Setoriais			
RGR	63.955.375,00	39.274.490,77	Valores calculados pela SFF
TFSEE	22.872.414,67	24.875.423,89	Valores calculados pela SRE
ONS	291.288,57	232.108,57	Valores calculados pela SFF
P&D	65.050.552,49	69.215.146,93	Base de cálculo diferente
Transporte de Energia			
Conexão	20.947.590,84	22.405.930,71	Valores calculados pela SRT
Energia Comprada			
Compra de Energia	1.999.317.513,95	2.044.673.995,30	Montantes e Preços diferentes
IRT			
IRT ECONÔMICO	**11,36%**	**8,956%**	
Cálculo Financeiro			
Total CVA em processamento	-40.631.051,51	-5.196.430,07	Valores validados pela SFF
CVAanterior a recuperar	223.404.756,71	-553.864,63	Valores calculados pela SRE
CVAdiferida correção 2006	-122.821.249,46	38.474.304,28	Valores calculados pela SRE
Passivo PIS/COFINS 3/3	363.676.346,49	226.082.020,74	Valores validados pela SFF
PIS/COFINS Conexão	0,00	-1.427.754,85	Valores calculados pela SRT
Passivo RB Fronteira	2.518.428,96	3.000.623,47	Valores calculados pela SRT
Passivo CEMIG ITAJUBA T	210.070,83	210.099,51	Valores calculados pela SRT
Exposição CCEAR Subm	611.780,76	629.181,30	Valores calculados pela CCEE
Sobrecontratação 103%	337.950,93	-7.799.975,97	Valores calculados pela CCEE/SRE
Rec. Descontos Res. 77/04	16.096.978,71	12.340.483,98	Valores validados pela SFF
PLpT	139.924.976,01	51.903.691,49	Valores calculados pela SRE
Ajuste Revisão (3/3)	206.477.977,57	98.258.408,43	Valores calculados pela SRE
Desverticalização	4.389.681,47	0,00	Sem base legal
Dif despesas com correio	30.199.346,23	0,00	Não considerado pela SRE
PERCEE	0,00	46.818,79	Valores validados pela SFF
Passivo PIS/COFINS G-D	0,00	-1.626.388,67	Valores validados pela SFF
Sobrecontratação 103% (2005)	0,00	-2.808.612,63	Valores calculados pela CCEE/SRE
Total Financeiro	**11,99%**	**5,67%**	
Reajuste Total	**23,35%**	**14,62%**	

90. Os quadros relacionados a seguir estão anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do reajuste tarifário anual.

Quadro I - Índice de Reajuste Tarifário – IRT
Quadro I.1 – Resumo explicativo
Quadro II - IVI – Índice de Variação de Inflação – IGP-M
Quadro III - RAo – Receita Anual e Mercado MWh
Quadro IV – Encargos
Quadro V – Cálculo Compra de Energia
Quadro V.1 – Balanço Energético

Realinhamento Tarifário

91. As tarifas de energia elétrica do CEMIG D estão passando por um processo de abertura e realinhamento tarifário (5ª etapa), conforme disposto no Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003. O quadro a seguir demonstra o efeito do realinhamento tarifário nos diferentes grupos de consumo.

Efeito do Realinhamento Tarifário

Grupo	Reajuste Médio Final 10,13%	Efeito sobre as tarifas de 2006	Número de Consumidores
	Variação	Variação	
Média de AT (maior que 2,3 kV)	17,43%	6,84%	10.361
Média de BT (menor que 2,3 kV)	17,51%	12,07%	6.249.099
Obs: (*) Acréscimo que será percebido pelos consumidores			

92. Cabe destacar que o reajuste tarifário será mais elevado para os consumidores atendidos em baixa tensão, devido ao efeito cumulativo da inclusão do delta da parcela "B" relativo ao diferimento da revisão tarifária de 2003, e da redução da quota anual da CCC.

93. A inclusão do delta da parcela "B" no valor de **R$ 357.460.727,27**, que representa **5,27%** da receita da CEMIG D, provoca um aumento tarifário maior para os consumidores atendidos em baixa tensão, uma vez que os custos relativos à parcela "B" são repassados às tarifas na proporção do custo marginal de capacidade por faixa de tensão, de acordo com o estabelecido no art. 13 da REN n° 166/2005.

94. Neste reajuste tarifário a quota anual da CCC teve uma redução de 41,52%, o que representa uma redução média de 2,98% nas tarifas da CEMIG D. Entretanto, como a CCC representa uma parcela maior nas faturas dos consumidores conectados em alta tensão, e principalmente nas faturas dos consumidores livres, esta redução tarifária será maior para os consumidores de alta tensão do que para os consumidores atendidos na baixa tensão.

95. Desta forma, o reajuste tarifário mais elevado para os consumidores atendidos em baixa tensão não se deve a uma inversão no cálculo do realinhamento tarifário, mas sim ao efeito cumulativo da variação desses itens mencionados que compõem a formação das Tarifas de Fornecimento e TUSD.

96. Com relação aos valores máximos dos serviços cobráveis previstos na Resolução ANEEL nº 457, de 29 de novembro de 2000, a SRE informa que se encontra em estudo a metodologia específica para reajuste e revisão desses preços, cuja proposta será oportunamente disponibilizada em Audiência Pública. Assim, até que se defina a metodologia em questão, os valores constantes da mencionada Resolução estão sendo, provisoriamente, atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário da concessionária.

97. O art. 19 da Resolução Normativa n° 166, de 10 de outubro de 2005, regulamenta a aplicação da TUSD-Encargos para o atendimento feito por empreendimento próprio de produção independente e autoprodução. Dessa forma, nos Anexos II-A e II-B da Resolução Homologatória das tarifas da concessionária estão sendo incluídos os quadros relativos à TUSD específica para os PIEs e APEs, cujo faturamento deverá ser realizado de acordo com o disposto no art. n° 20 da Resolução n° 166/2005.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

98. Aplicam-se ao caso em análise os seguintes dispositivos:

a. Inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

b. Inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;

c. O art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

V. DA CONCLUSÃO

99. Com base na legislação vigente, nos **Contratos de Concessão nº 002/97, 003/97, 004/97 e 005/97 - DNAEE 019/1999**, no que consta do Processo **nº 48500.000097/2007-13** e nos fatos relatados nesta Nota Técnica, opinamos: (i) pela aprovação do reajuste tarifário anual médio de **14,62%** a ser aplicado às tarifas de fornecimento de energia elétrica da **CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A. – CEMIG D,** que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 10,13**%,** sendo de 6,84**%** para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 12,07**%** para os conectados em Baixa Tensão (BT), (ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, (iii) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e (iv) pela fixação da receita anual referente às instalações de Conexão, de acordo com os seguintes Anexos:

Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

a) **Anexo I** – com vigência de 08 de abril de 2007 a 07 de abril de 2008, consideram o índice de reajuste tarifário total de **14,62%**,que incorpora os percentuais do Índice de Reajuste Tarifário - IRT de **8,96%** e dos componentes financeiros devidos que totalizam **5,67%.**

b) **Anexo II** – Contempla somente o Índice de Reajuste Tarifário - IRT de **8,96%** com vigência a partir de 08 de abril de 2008 e deverá constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD

c) **Anexo II-A -** Contempla o respectivo reajuste tarifário anual, os componentes financeiros externos ao reajuste tarifário anual, com vigência no período de 08 de abril de 2007 a 07 de abril de 2008 e;

d) **Anexo II-B** - Contempla somente o respectivo reajuste tarifário anual, estarão em vigor a partir de 08 de abril de 2008 e deverão constituir a base de cálculos tarifários subseqüentes.

Receita Anual referente às Instalações de Conexão

e) **Anexo III-A** – estabelece a receita anual referente às instalações de conexão das concessionárias de transmissão CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A, de Furnas Centrais Elétricas S.A, da Companhia Energética de Goiás – CELG, e da CEMIG Itajubá, relativa às demais instalações de transmissão dedicadas à CEMIG D, que estará em vigor no período de 08 de abril de 2007 a 07 de abril de 2008.

f) **Anexo III-B** – estabelece a receita anual referente às instalações de conexão das concessionárias de transmissão CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A, de Furnas Centrais Elétricas S.A, da Companhia Energética de Goiás – CELG, e da CEMIG Itajubá, relativa às demais instalações de transmissão dedicadas à CEMIG D, com vigência a partir de 08 de abril de 2008, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subseqüentes.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

g) **Anexo V** - Fixa o valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE da CEMIG D, referente ao período de abril de 2007 a março de 2008.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

100. Fundamentado no exposto nesta Nota Técnica, recomenda-se a aprovação do Reajuste Tarifário Anual em questão, conforme detalhado na conclusão acima.

Carlos Eduardo Cabral Carvalho
Especialista em Regulação

Joaquim Pedro de Vasconcelos Cordeiro
Especialista em Regulação

Eduardo de Alencastro
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo,

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

REAJUSTE TARIFÁRIO DA CEMIG D - 2007

ANEXOS