

Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL

Em 28 de março de 2014.

Processo :48500.006261/2013-51

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à **CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A** e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2014.

I. DO OBJETIVO

Apresentar o detalhamento do Reajuste Tarifário Anual de 2014 da **CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A**, vigente a partir de 08 de abril de 2014, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima dos Contratos de Concessão de Distribuição nºs 002, 003, 004 e 005/1997 e os seus termos aditivos.

II. DOS FATOS

2. Em 07/11/2014, a SRE solicitou as informações em relação ao processo de reajuste tarifário da **CEMIG** às áreas técnicas responsáveis (SEM, SFF e SRT).
3. Em 13/02/2014, a Superintendência de Regulação Econômica – SRE realizou reunião com os representantes da **CEMIG**, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.
4. A Nota Técnica nº 77/2014-SRE/ANEEL, de 21/3/2014, apresentou o cálculo da taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE devida pela distribuidora para o período de abril de 2014 a março de 2015.
5. Em 10/3/2014, a distribuidora, por meio da Carta RE/TF – 1229/2014, encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual de 29,74%, sendo 20,14% relativo ao cálculo econômico e 9,60% referente aos componentes financeiros.

Fl. 2 Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL, 28/03/2014.

6. O Memorando nº 74/2014-SEM/ANEEL, de 20/3/2014, apresentou informações sobre os contratos bilaterais de compra e venda de energia.
7. O Memorando nº 74/2014-SRT/ANEEL, de 17/3/2014, encaminhou a Nota Técnica nº 92/2014-SRT/ANEEL, de 17/3/2014, que apresenta as estimativas para os encargos de uso da Rede Básica e de conexão.
8. O Memorando nº 302/2014-SFF/ANEEL, de 20/3/2014, apresentou os valores fiscalizados da CVA.
9. Em 26/03/2014, segundo o cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a CEMIG-D encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita a aplicação dos seus novos níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, alterado pelo art. 7º da Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

II.1. Precedentes

II.1.1. Aspectos Contratuais

10. Em 10/07/1997 foram firmados os Contratos de Concessão nºs 002, 003, 004 e 005/1997 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a **CEMIG-D - CEMIG Distribuição S/A**. Esse contrato, que tem por objeto a regulação da exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estabelece na Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica.
11. Em 21/12/2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004.
12. Em 13/04/2010, foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação à Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia de reajuste originalmente prevista no contrato e assegurar a neutralidade dos custos da Parcela “A”, relativos aos encargos setoriais especificados em Subcláusula própria do referido aditivo.

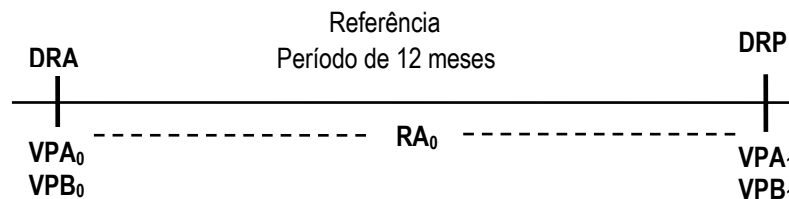
II.1.2. Aspectos Metodológicos

13. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

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

14. Segundo o contrato de concessão e seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), conforme descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

15. Dessa forma, e em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



16. Ainda, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (VI \pm X)}{RA_0}$$

17. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os valores da Parcela A (VPA) enquanto que os valores da Parcela B são corrigidos pela aplicação do IGP-M¹ e do Fator X, índice fixado pela ANEEL na ocasião da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Subcláusula Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão e calculado pela metodologia constante no Submódulo 2.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

II.1.3. Revisão Tarifária Periódica de 2013

18. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.507, de 08/04/2013, o reposicionamento tarifário da **CEMIG** representou, em média, uma variação das tarifas homologadas no ano anterior, de 3,06%, sendo 0,47% referentes ao cálculo econômico e 2,59% relativos aos componentes financeiros.

19. A Resolução Homologatória nº 1.507/2012 também estabeleceu, para o atual ciclo tarifário, os valores dos componentes Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) e T (trajetória de custos operacionais) do Fator X² em 1,15% e 0,68%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da concessionária. Ainda, essa Resolução estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas, de 7,84%, que permanecerá constante em todos os reajustes

¹ Índice calculado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV.

² O Fator X é composto pelos componentes Pd (produtividade), T (trajetória) e Q (qualidade), conforme consta no Submódulo 2.5 do PRORET.

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

Fl. 4 Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL, 28/03/2014.

anuais deste ciclo tarifário, além do percentual de perdas não técnicas³ sobre o mercado faturado de baixa tensão, estabelecido em 7,63% para o ano de 2014.

II.2. Período de Referência

20. O período de referência para o reajuste anual da **CEMIG** é de abril/2013 a março/2014.

III. DA ANÁLISE

III.1. Receita Anual

21. A **CEMIG**, sediada na cidade de Belo Horizonte, atende aproximadamente 7.739 mil unidades consumidoras.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia ² - MWh	Participação no Consumo
Residencial	6.220.743	867.362	22,6%
Industrial	76.601	1.854.318	48,3%
Comercial	705.983	521.138	13,6%
Rural	660.708	220.094	5,7%
Iluminação Pública	3.828	114.500	3,0%
Poder Público	60.588	69.866	1,8%
Serviço Público	9.820	107.782	2,8%
Demais classes	758	86.658	2,3%
Total	7.739.029	3.841.718	100%

1 - Fonte: SAMP - competência dezembro/2013

22. No cálculo da Receita (RA₀) da distribuidora no período de referência, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, que representa um faturamento anual de R\$8.704.868.982,28. O referido valor inclui, além da própria receita advinda do fornecimento de energia, uma bolha econômica referente aos efeitos do Recurso da Revisão Tarifária Periódica da distribuidora, equivalente a R\$ 88.230.418,12 .

³ A metodologia de perdas técnicas regulatórias são definidas com base no Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST – e a metodologia das perdas não técnicas consta no Submódulo 2.6 do PRORET.

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

Tabela 2: Mercado no Período de Referência

MERCADO	MWh	Receita
Fornecimento	26.196.199	R\$ 7.848.020.690,52
A1 (230 kV ou mais)	-	R\$ -
A2 (88 a 138 kV)	424.518	R\$ 77.686.331,99
A3 (69 kV)	72.561	R\$ 15.462.922,58
A3a (30 kV a 44 kV)	82.206	R\$ 17.889.363,91
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6.952.682	R\$ 1.666.295.324,78
As	155.806	R\$ 45.947.108,32
BT (menor que 2,3 kV)	18.508.425	R\$ 6.024.739.638,94
Suprimento	-	R\$ -
Livres A1	-	R\$ -
Demais Livres	19.091.968	R\$ 635.892.718,77
Distribuição	300.603	R\$ 7.837.850,22
Geração	-	R\$ 124.887.304,64
BOLHA ECONÔMICA		R\$ 88.230.418,12
TOTAL	45.588.770	R\$ 8.704.868.982,28

III.1. Fator X

23. Conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do PRORET, o componente Q (qualidade do serviço) do Fator X é determinado no momento de cada reajuste tarifário anual a partir da variação dos indicadores de DEC e FEC apurados nos últimos dois anos disponíveis.

24. No caso da **CEMIG**, a variação média dos indicadores de DEC e FEC entre os anos de 2012 e 2013 foi de -13,12%, de modo que o valor de componente Q do Fator X a ser aplicado na atualização da Parcela B é de -0,64% .

Tabela 3 – Fator X

Resultados Obtidos - Fator X	
IGPM	7,30%
IPCA	6,00%
Componente Pd do Fator X	1,15%
Componente T do Fator X	0,68%
Componente Q do Fator X	-0,64%
FATOR X	1,19%
(IVI - X)	6,11%

III.3. Encargos Setoriais

25. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas⁴ e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela

⁴ Maiores informações sobre os encargos setoriais encontram-se na página eletrônica da ANEEL.

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

Fl. 6 Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL, 28/03/2014.

ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nesse processo são:

- **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com as devidas alterações, em especial da Lei nº 12.783, de 11/1/2013, e o repasse de recursos, regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e o Decreto nº 7.945, de 7/3/2013. **Descontos Tarifários**⁵: regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013;
- **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Lei nº 9.427, de 26/12/1996, alterado pela Lei nº 12.783/2013;
- **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** Lei nº. 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004 e detalhado pelo Submódulo 5.3 do PRORET;
- **Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER .** Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto n. 6.353, de 16/1/2008, respectivamente;
- **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE).** Lei nº. 9.991, de 24/7/2000 e Resoluções Normativas nº 300/2008 e nº 316/2008 e;
- **Operador Nacional do Sistema – ONS.** Decreto nº 5.081, de 14/5/2004.

26. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 4: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	20.029.834,46	12.449.671,30	NT 77-2014/SRE, Desp./
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	124.632.647,25	648.536.166,79	REH 1685/2014
Compensação financeira - CFURH	-	-	-
Encargos Serv. Sist - ESS e Energ. Reserv. - EER	163.265.175,97	173.134.096,56	Previsão SRE -JAN/2014
PROINFA	261.393.902,19	263.215.018,29	REH 1666/2013
P&D e Eficiência Energética	83.347.083,99	98.480.415,24	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	319.164,13	282.400,68	Contribuição JUL/13 - JUN/14
Total de Encargos Tarifários	652.987.807,99	1.196.097.768,86	

⁵ Em atendimento à regulamentação, os descontos foram retirados da estrutura tarifária das 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica por ocasião da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, realizada em 24/1/2013.

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

Fl. 7 Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL, 28/03/2014.

27. A partir da assinatura, em 2010, dos Termos Aditivos aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, são considerados na DRA os valores faturados dos encargos setoriais, de modo a assegurar a neutralidade dos itens da “Parcela A”.

28. Os valores apurados no atual reajuste (DRP) serão considerados também para a apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) do próximo reajuste da concessionária.

III.5.3. Transmissão

29. 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.

30. Para fins de repasse tarifário, os custos associados às instalações de transmissão (Rede Básica e Conexão/DIT), foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT, por meio da Nota Técnica nº. 92/2014-SRT/ANEEL, de 17/3/2014.

31. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (na DRA e na DRP) estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 5: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	203.008.891,33	247.291.468,87
Rede Básica Fronteira	48.819.730,44	69.891.089,55
Rede Básica ONS (A2)	6.993.228,70	7.781.268,68
Rede Básica Export. (A2)	-	283.200,00
MUST Itaipu	54.278.815,07	57.726.995,17
Transporte de Itaipu	25.193.065,97	25.830.035,30
Conexão	18.035.028,99	20.357.805,68
Uso do sistema de distribuição	3.092.430,14	2.449.047,16
Total dos Custos de Transporte	359.421.190,65	431.610.910,40

Nota: O custo de conexão foi obtido da Resolução Homologatória nº 1.559/2013, atualizados pelo IPCA/IGP-M para a data de aniversário contratual.

III.5.4. Compra de Energia

32. O artigo 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse a partir do ano-base “A” dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

33. Os contratos se classificam nas seguintes modalidades:

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

- Contratos Bilaterais: Lei nº 10.848/2004 e Resolução Normativa nº 167, de 10/10/2005;
- Contratos de Leilões: Decreto nº 5.163/2004;
- Contratos de ITAIPU: Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;
- CCEARs: Decreto nº 5.163/2004
- Angra I e II: Lei nº 12.111, de 9/12/2009;
- Cotas das Concessões Renovadas: Medida Provisória nº579, de 11/9/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11/1/2013.

III.5.4.1. Perdas Técnicas, Não Técnicas e Energia Requerida

34. As perdas na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia fornecida (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres faturados). A diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas.

35. O referencial regulatório de perdas na Rede Básica na DRP, de 1,40%, foi calculado considerando as perdas apuradas na Rede Básica e as perdas apuradas nas Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado atribuídas à distribuidora⁶.

36. A cada processo tarifário serão apuradas as perdas das DIT de uso compartilhado, com base nas medições dos últimos 12 meses, que serão somadas às perdas na Rede Básica (rateadas em regime de condomínio) entre todas as distribuidoras. Neste processo tarifário utilizou-se como valor regulatório a média de março/2013 a janeiro/2014, devido às inconsistências nas medições dos meses anteriores da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. A tabela 6 apresenta os valores de perdas para o atual reajuste tarifário da **CEMIG**.

Tabela 6: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas

Descrição	DRA	DRP
% Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	7,63%	7,63%
% Técnica (s/ merc. injetado)	7,84%	7,84%
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	2,00%	1,40%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	18.508.425	18.508.425

37. Para obtenção da energia requerida, tanto na DRA como na DRP, é necessário somar as perdas regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais determinados na revisão tarifária, ao mercado de venda da concessionária.

⁶ De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

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

38. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRA, de acordo com o contrato de concessão, é obtido por meio dos montantes de energia requerida (MWh), valorados pelo preço médio de repasse do processo tarifário anterior.

39. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

40. Ainda, considerou-se neste processo tarifário a alteração do cálculo econômico dos custos de compra de energia, conforme aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, de modo que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na DRP.

41. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético, que apura as sobras ou déficits⁷ considerando o período de referência.

42. A energia contratada disponível é igual ao somatório de geração própria, CCEARs, compra de energia de contratos bilaterais e cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com contratos renovados.

43. A tabela 7 demonstra os requisitos de energia elétrica da **CEMIG** para atendimento ao seu mercado de referência apurado na DRA e na DRP.

Tabela 7: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP

Descrição	DRA	DRP
Mercado Total	26.196.199 MWh	26.196.199 MWh
Fornecimento	26.196.199 MWh	
Suprimento	0 MWh	
Consumidores Livres	19.392.571 MWh	
Consumidores Rede B.	0 MWh	
Perdas Totais	6.041.746 MWh	5.852.963 MWh
Perdas Rede B.	631.207 MWh	442.425 MWh
Perdas na Distribuição	5.410.539 MWh	5.410.539 MWh
Perda Não Técnica	1.412.193 MWh	1.412.193 MWh
Perda Técnica	3.998.346 MWh	3.998.346 MWh
Energia Requerida	32.237.945 MWh	32.049.162 MWh

44. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia para contratos firmados após a Lei n. 10.848/2004, foram adotados os seguintes procedimentos:

⁷ As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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

i) Para valorar a energia referente aos CCEARs, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 meses subsequentes;

ii) Para os contratos de energia existente e de energia nova, modalidade quantidade, foi utilizado o respectivo preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA até o mês do aniversário contratual;

iii) Especificamente para os leilões de energia nova, modalidade disponibilidade, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável calculada a partir das informações da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, que levam em consideração a previsão de valores do PLD⁸ e o custo variável da geração.

iv) Todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº. 10.848/2004 observaram os dispositivos dos artigos 34 a 46 do Decreto n. 5.163/2004, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 7.521/2011, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

v) Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) foram levadas em consideração as informações prestadas pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº 74/2014-SEM/ANEEL, de 20/03/2014, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

vi) O valor da despesa com compra de energia de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência da Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos 12 meses. Para os meses de 2014 foram considerados os montantes publicados na Resolução Homologatória nº 1.664, de 3/12/2013, e para o restante do período de referência os valores foram estimados a partir dos montantes da referida Resolução ajustados pela nova cota-parte de Itaipu definida para 2015. Para valoração dessa despesa, considerou-se a taxa de câmbio PTAX média entre o 45º e o 16º dias anteriores ao reajuste da distribuidora, e a tarifa de Itaipu, em dólares, publicada pela Resolução Homologatória nº 1.674, de 19/12/2013.

vii) Para o cálculo da despesa com a aquisição de energia proveniente de Angra e Cotas das Concessões Renovadas adotou-se o preço de repasse vigente, em R\$/MWh, estabelecido pela ANEEL.

45. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados na DRA⁹ e na DRP para a **CEMIG**, em função do Mercado de Referência, são, respectivamente, de R\$4.466.152.876,50 e R\$ R\$ 5.144.945.724,64 .

⁸ Os valores de PLD foram obtidos através de simulação com o modelo Decomp considerando a Função de Custo Futuro – FCF para o Programa Mensal de Operação - PMO de abril de 2014, já contemplando a nova metodologia CVaR. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVA energia do próximo reajuste tarifário.

⁹ O cálculo dos valores para a compra de energia na DRA é obtido por meio dos montantes de energia requerida valorados pelo preço médio de repasse do processo tarifário anterior.

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

Fl. 11 Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL, 28/03/2014.

46. A tabela 8, demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

Tabela 8: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas

Contratos	Montante Contratado	Montante Considerado	Tarifa	Despesa
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	14.696.556,74	14.846.589,29	240,42	R\$ 3.569.384.792,85
1º Existente 2007-08	48.996,88	49.497,07	122,44	R\$ 6.060.640,34
2º Existente 2008-08	591.490,59	597.528,93	131,37	R\$ 78.500.222,45
4º Existente 2009-08	191.928,34	193.887,67	147,04	R\$ 28.509.907,34
5º Existente 2007-08	4.145,88	4.188,20	155,91	R\$ 652.977,46
8º Existente 2010-05	6.384,42	6.449,60	128,36	R\$ 827.871,07
12º Existente 2014 12M	408.631,99	412.803,59	191,41	R\$ 79.014.735,18
12º Existente 2014 18M	32.137,79	32.465,87	165,20	R\$ 5.363.362,17
12º Existente 2014 36M	268.806,00	271.550,16	149,99	R\$ 40.729.808,66
1º Nova A-3 2008-15 T	276.777,35	279.602,89	303,51	R\$ 84.862.405,80
1º Nova A-3 2008-30 H	39.145,80	39.545,43	164,20	R\$ 6.493.346,25
2º Nova A-3 2009-15 T	271.819,97	274.594,89	623,17	R\$ 171.118.473,67
2º Nova A-3 2009-30 H	529.225,24	534.627,94	191,68	R\$ 102.478.268,36
4º Nova A-3 2010-15 T	3.177.491,80	3.209.929,82	600,56	R\$ 1.927.771.397,32
6º Nova A-3 2011-15 T	98.300,45	99.303,97	62,76	R\$ (6.232.307,62)
12º Nova A-3 2014-20 OF	485.866,39	490.826,44	119,08	R\$ 58.448.329,80
12º Nova A-3 2014-20 OF	7.149,87	7.222,86	119,08	R\$ 860.109,20
12º Nova A-3 2014-20 OF	5.928,49	5.989,01	119,08	R\$ 713.179,80
12º Nova A-3 2014-20 OF	57.128,67	57.711,88	119,08	R\$ 6.872.414,68
12º Nova A-3 2014-20 OF	254.874,59	257.476,53	119,08	R\$ 30.660.680,76
12º Nova A-3 2014-20 T	1.163.600,00	1.175.478,83	157,91	R\$ (185.622.635,16)
12º Nova - MCSD Escalonado A-3 2014-20 T	96.865,20	97.854,07	157,91	R\$ 15.452.366,51
12º Nova A-3 2014-20 T	471.743,96	476.559,84	157,91	R\$ (75.254.688,95)
12º Nova A-3 2014-30 H	462.176,10	466.894,31	118,98	R\$ 55.549.442,34
1º Nova A-4 2009-15 T	353.506,94	357.115,78	291,29	R\$ 104.022.830,34
1º Nova A-4 2009-30 H	27.702,42	27.985,22	175,45	R\$ 4.910.101,72
1º Nova A-5 2010-15 T	779.505,57	787.463,30	212,74	R\$ 167.526.856,52
1º Nova A-5 2010-30 H	803.921,64	812.128,62	176,62	R\$ 143.438.317,12
3º Nova A-5 2011-15 T	203.549,54	205.627,51	335,09	R\$ 68.902.712,74
3º Nova A-5 2011-30 H	216.485,40	218.695,43	181,33	R\$ 39.655.484,09
5º Nova A-5 2012-15 T	1.071.427,57	1.082.365,44	271,69	R\$ 294.072.008,75
5º Nova A-5 2012-30 H	495.517,93	500.576,51	186,09	R\$ 93.153.251,74
10º Nova A-5 2015-30 H	101.085,84	102.117,79	124,47	R\$ 12.710.662,50
11º Nova A-5 2015-30 H	293.170,32	296.163,20	81,98	R\$ 24.280.456,41
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	409.945,81	414.130,82	85,53	R\$ 35.421.755,62
1º Alternativa A-3 2010-30 H	176.238,39	178.037,55	197,40	R\$ 35.144.271,79
Madeira Santo Antônio	521.713,08	527.039,08	112,39	R\$ 59.234.176,71
Madeira Santo Antônio	78.621,00	79.423,62	112,39	R\$ 8.926.458,65
Madeira Santo Antônio	256.066,83	258.680,93	112,39	R\$ 29.073.274,96
Madeira Jirau	129.902,04	131.228,17	98,85	R\$ 12.972.353,95
Belo Monte Belo Monte	21.311,08	21.528,64	97,99	R\$ 2.109.511,82
Bilaterais	1.685.749,15	1.702.958,44	188,55	R\$ 321.088.990,81
CEMIG Capim Branco Energia (I)	278.698,53	281.543,68	202,98	R\$ 57.148.739,91
CEMIG Capim Branco Energia (II)	239.805,70	242.253,80	202,98	R\$ 49.173.540,46
Tractebel Energia S.A.	1.123.995,60	1.135.470,12	180,52	R\$ 204.971.021,90
USINA CAETÉ - Volta Grande	19.545,21	19.744,74	224,20	R\$ 4.426.861,91
USINA CAETÉ S/A - Delta	23.704,11	23.946,10	224,20	R\$ 5.368.826,63
Energia Base	15.499.614,41	15.499.614,41	80,94	R\$ 1.254.471.940,99
Cota Angra I/Angra II	1.117.505,46	1.117.505,46	156,79	R\$ 175.210.014,35
Cotas Lei n° 12783/2013	7.367.692,24	7.367.692,24	32,89	R\$ 242.322.082,53
Itaipu (tirando as perdas)	6.374.033,96	6.374.033,96	131,30	R\$ 836.939.844,11
PROINFA	640.382,75	640.382,75	-	R\$ -
Total	31.881.920,30	32.049.162,13	160,53	R\$ 5.144.945.724,64

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

47. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

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

48. Os componentes financeiros considerados neste reajuste são:

i) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.

Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Os valores da CVA até o 5º dia útil anterior à data de reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual SELIC¹⁰, de 10,65% a.a., resultando nos valores da CVA em Processamento demonstrados na tabela abaixo.
- Na apuração do saldo da CVAenergia foi revertido o valor provisório definido no processo tarifário anterior, objeto do Despacho SRE nº 1.144, de 18/04/2013, referente aos CCEAR por disponibilidade do mês de competência de janeiro/2013, cujas faturas foram devidamente fiscalizadas e validadas pela SFF e estão sendo consideradas na CVAenergia atual.

Tabela 9: Valores apurados da CVA em Processamento

Descrição CVA	DELTA		30º Dia Anterior		5º Dia Útil Anterior		12 Meses Subseqüentes	
CVA _{CCC}	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
CVA _{CDE}	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
CVA _{Rede B.}	R\$	50.690.552,86	R\$	52.657.186,38	R\$	52.996.629,24	R\$	55.959.200,97
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	R\$	231.722.768,47	R\$	251.640.760,71	R\$	253.006.667,43	R\$	267.149.862,71
CVA _{REPASSE ITAIPU}	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
CVA _{COMPENSAÇÃO FINANCEIRA}	R\$	-	R\$	-	R\$	-	R\$	-
CVA _{TRANSPORTE ITAIPU}	R\$	381.216,03	R\$	391.919,47	R\$	394.445,89	R\$	416.495,87
CVA _{PROINFA}	R\$	2.257.504,74	R\$	2.287.457,07	R\$	2.302.202,66	R\$	2.430.898,40
CVA _{ESS}	R\$	(66.219.046,85)	R\$	(71.028.775,56)	R\$	(71.486.646,79)	R\$	(75.482.831,48)
CVA TOTAL em processamento	R\$	218.832.995,25	R\$	235.948.548,08	R\$	237.213.298,43	R\$	250.473.626,47

Nota: o cálculo da CVA Energia considera apenas os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, além das normas regulatórias vigentes (Resolução Normativa nº 255, de 06/3/2007) e Despacho nº 4.225, de 10/12/2013.

ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, foi verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2013 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo tarifário 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.

iii) Recálculo da CVA energia do ano anterior: Em cumprimento ao disposto nos incisos (ii) e (v) do Despacho ANEEL nº 4.225, de 10/12/2013, foi retificada a CVAenergia do último processo

¹⁰ Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são 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 e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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

tarifário da concessionária (RTP-2013), de modo a considerar o Fator K vertical único para todos os contratos de compra de energia (exceto PROINFA) a partir do mês de competência de janeiro/2013.

iv) **Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade ao disposto na Subcláusula Décima da Cláusula Oitava do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-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 processo tarifário anterior, devidamente atualizadas pela taxa SELIC.

v) **Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR).** Foram reconhecidos os pagamentos efetuados pela distribuidora no período de fevereiro de 2013 a janeiro de 2014, que foram fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF e atualizados pelo IPCA.

vi) **Repasso de Sobrecontratação de Energia.** Conforme as Resoluções Normativas nº 255, de 6/3/2007, e nº 305, de 18/3/2008, foram calculados, com base nos dados fornecidos pela CCEE referentes ao ano de 2013, os valores da sobrecontratação/exposição de energia. Ainda, foi revertido o valor do adiantamento considerado no processo tarifário anterior, devidamente atualizado.

vii) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004, 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 os CCEARs na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, o valor da exposição líquida, atualizado pelo IPCA, referente ao período de janeiro a dezembro de 2013.

viii) **Ajuste financeiro CUSD.** Em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002, ajustou-se financeiramente os custos decorrentes dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs) firmados com a COELBA, CPFL Paulista, Light e EMG.

ix) **Diferencial Eletronuclear.** É a diferença¹¹ entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009.

x) **Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior.** Refere-se ao ajuste financeiro decorrente dos Pedidos de Reconsideração interpostos pela distribuidora contra o Reajuste Tarifário Anual de 2012, em cumprimento aos Despachos nº 2.058/2013 e nº 2.262/2013, e contra a Revisão Tarifária Periódica de 2013, conforme proposto na Nota Técnica nº 91/2014-SRE/ANEEL, de 21/03/2014.

xi) **Penalidade por descumprimento de metas de universalização.** Conforme previsto na Resolução Normativa nº 238, de 28 de novembro de 2006, que alterou os critérios de aplicação de penalidades, estabelecidos pelo art. 14 da Resolução nº 223, de 29 de abril de 2003, referentes ao não

¹¹ A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1º Leilão e seu valor será repassado mensalmente pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela Resolução Homologatória 1.585/2013.

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

cumprimento, por parte das concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, das metas estabelecidas para o Programa de Universalização, foi considerado no atual reajuste da CEMIG-D o valor negativo de **R\$ (2.042.423,66)**, referente ao Valor Redutor calculado na forma dos §§ 6º e 7º do referido art. 14 da referida Resolução. Destaca-se que esta é a primeira de quatro parcelas da penalidade, as parcelas restantes deverão ser consideradas nos processos tarifários subsequentes da distribuidora, corrigidas pelo IGP-M.

xii) Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras. Decorrente do repasse aos consumidores da compensação financeira devido a violação dos limites de continuidade dos pontos de conexão dos acessos de distribuidoras à outras distribuidoras, conforme item 6.1.5.2, Seção 8.2, do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.

49. A tabela 10 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 10: Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS		
Nome do Financeiro	Valores	
	Soma de Valor	Soma de Percentual
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	-R\$ 76.744,44	0,00%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	R\$ 106.707.614,07	1,20%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	R\$ 14.864.992,39	0,17%
Exposição CCEAR entre Submercados	-R\$ 4.809.587,95	-0,05%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 457.216,94	0,01%
Penalidade por descumprimento de meta de universalização	-R\$ 2.042.423,66	-0,02%
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	R\$ 19.781.614,66	0,22%
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	-R\$ 73.051.933,08	-0,82%
CVA em Processamento - Energia comprada	R\$ 267.149.862,71	2,99%
CVA em Processamento - Transmissão	R\$ 56.375.696,83	0,63%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	R\$ 24.432.947,35	0,27%
Neutralidade - Encargos Setoriais	-R\$ 15.645.084,49	-0,18%
Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras	-R\$ 200.586,79	0,00%
Total Geral	R\$ 393.943.584,54	4,41%

III.6.1. Componentes Tarifários Financeiros Pleiteados pela empresa e não considerados

Custos ambientais

50. A distribuidora pleiteou um componente financeiro referente à custos ambientais referentes às taxas e impostos pagos, condicionantes ambientais e compensações, determinados pela legislação ambiental brasileira.

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

Fl. 15 Nota Técnica nº 95/2014-SRE/ANEEL, 28/03/2014.

51. Desta maneira, a empresa pleiteou o reconhecimento de R\$ 2.367.122,03, referentes a esses custos ambientais.

52. Destaca-se, entretanto, que a empresa já havia feito esse pedido anteriormente, sendo que a SRE realizou consulta à PGE sobre a legalidade dos referidos dispêndios. Contudo, ainda não houve resposta pela PGE, de modo que o pleito não pode ser atendido.

Financeiro de Conexão – PIS/PASEP e COFINS

53. A CEMIG solicitou o reconhecimento de R\$ 1.039.427,36, referente aos custos com PIS/PASEP e COFINS incluídos nas faturas das transmissoras. Em tratamento análogo ao feito no caso das faturas de uso de sistema de distribuição, em que não são repassados esses custos nos processos tarifários, esse pleito foi negado.

54. Nesse particular, cabe destacar o que dispõe o Submódulo 3.3 do PRORET, Parágrafo 9 da Seção 3:

“9. Havendo despesa com PIS/Pasep e Cofins paga pela distribuidora acessante à transmissora ou distribuidora acessada, não contemplada na sua cobertura tarifária econômica ou financeira, deverá esse fato ser levado em consideração quando da apuração e repasse da alíquota efetiva referente a esses tributos nas faturas dos seus consumidores/usuários.”

Migração de consumidores para a rede básica

55. A distribuidora alega que a migração do consumidor SAMARCO para a rede básica gera uma perda de receita que afeta a empresa até o final do ciclo tarifário, uma vez que o mercado do consumidor é utilizado, no momento da revisão tarifária, para o cálculo das tarifas de todos os demais consumidores. De acordo com a CEMIG, o impacto da saída da SAMARCO seria equivalente a R\$ 14.046.750,00.

56. No entanto, conforme já discutido amplamente em casos semelhantes, tanto para a CEMIG como para outras distribuidoras de energia, tal migração configura risco de mercado, não cabendo, assim, ressarcimento à empresa.

Conexão da CEMIG-D com a CEMIT-GT

57. De acordo com a CEMIG, ela possui pontos de conexão com a CEMIG-GT que entraram em operação comercial nas SEs Neves 1 e Barreiro 1 desde 2011, mas que não foram faturadas até março de 2014, momento em que foi emitida fatura retroativa.

58. Adicionalmente, a empresa alega que outras obras entraram em operação em 2012 e 2013, sendo capitalizadas após dezembro de 2012. Os valores retroativos das RAP's dessas obras desde a sua entrada em operação, bem como os valores de PIS/COFINS a elas associadas, também foram incluídos na fatura emitida em março de 2014. O valor total pleiteado pela CEMIG é de R\$ 4.332.334,07.

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

59. O pleito em questão não está sendo reconhecido, em cumprimento ao disposto no Submódulo 3.3 do PRORET, que diz no Parágrafo 7 da Seção 3 que:

“7. Em relação aos custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os riscos inerentes à contratação dos serviços e variações de mercado são próprios das atividades da distribuidora, vedado, portanto, a consideração de ajustes compensatórios posteriores em decorrência do surgimento de novos custos dessa natureza no Período de Referência”.

60. Por se tratar de risco inerente às atividades da distribuidora, novos custos com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, cujo início de vigência tenha sido posterior ao último cálculo tarifário, não são passíveis de repasse às tarifas, haja vista o regime jurídico do serviço pelo preço, e não pelo custo, e a inexistência de neutralidade para os custos relativos à compra e transmissão de energia elétrica, conforme ficou esclarecido no processo que resultou na aprovação pela Diretoria da ANEEL, na 4ª Reunião Pública Ordinária realizada em 02/02/2010, de modelo-padrão de aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, no âmbito da Audiência Pública nº 43/2009. Nestes casos, a cobertura tarifária correspondente se dará a partir do primeiro processo de reajuste ou revisão subsequente ao início de vigência do respectivo custo.

Conexão Pirapora – State Grid

61. A CEMIG solicita o reconhecimento das despesas de conexão definidas no contrato de conexão com a SPTE, CCT nº001/2008, desde a data de conexão de suas linhas de 138 kV à DIT da SPTE, tanto o valor retroativo quanto a cobertura adicional na Parcela A.

62. Sobre o assunto foi solicitada a manifestação da SRT por meio do nosso Memorando nº 112/2014-SRE/ANEEL, de 13/03/2014. A resposta veio através do Memorando nº 095/2014-SRT/ANEEL, de 1º de abril de 2014, que esclarece que no período questionado pela CEMIG-D as instalações em questão não estavam operacionais, de modo que não havia razão para repasse tarifário.

63. Adicionalmente, a SRT informou que até hoje a SPTE não informou a entrada em operação das referidas instalações e que tão logo isso aconteça e este fato seja informado à SRT, será estabelecida RAP para repasse tarifário econômico no 1º processo tarifário após sua publicação.

Saldo dos subsídios via CDE

64. A CEMIG também pleiteia, como componente financeiro ordinário, o saldo dos subsídios cujos valores são repassados mensalmente para a distribuidora. O valor pleiteado totaliza R\$ 10.928.501,43.

65. Este pleito não foi atendido, uma vez que tal acerto é feito por meio da CDE, e não através da tarifa paga pelos consumidores.

Inclusão das faturas de janeiro CCEAR

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

66. A CEMIG-D solicitou a consideração do saldo estimado da CVA_{energia} do mês de competência janeiro/2014, referente aos CCEARs por disponibilidade. Importa esclarecer que a proposta da concessionária contempla faturas que não foram quitadas até o 30º dia anterior ao do reajuste em processamento, ou seja, considera valores pagos somente depois de 09/03/2014 ou ainda não pagos (a vencer). Ademais, trata-se de informações da empresa ainda não fiscalizadas e validadas pela ANEEL.

67. Entende-se que o pleito da concessionária não pode ser atendido por ofender ao disposto na Portaria Interministerial MF/MME nº 25/2002 e na Resolução Normativa nº 153/2005, que estabelecem os critérios e procedimentos para cálculo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica - CVA_{ENERG}, definindo que o saldo da CVA referente a determinado processo tarifário deve ser validado pela fiscalização da ANEEL e ser correspondente àquele apurado no 30º dia anterior à data do reajuste em processamento, conforme transcrito a seguir:

PI nº 25/2002

Art. 4º. Fica a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL responsável pela fiscalização e aprovação dos valores contabilizados na CVA, devendo ser considerado para efeito de repasse às tarifas de energia elétrica das concessionárias de distribuição o valor do saldo da CVA validado pela fiscalização da ANEEL.

REN nº 153/2005

Art. 4º O saldo da CVA_{ENERG} referente ao trigésimo dia anterior à data de reajuste tarifário anual, calculado nos termos da fórmula definida no Anexo I desta Resolução, será remunerado pela taxa de juros SELIC até o quinto dia útil anterior ao referido reajuste e compensado nas tarifas de fornecimento nos 12 meses subsequentes.

§ 1º O saldo da CVA_{ENERG} apurado entre o vigésimo nono dia anterior ao reajuste tarifário anual e a efetiva data do reajuste será compensado no reajuste tarifário anual subsequente.

III.7. Subvenção CDE – Descontos Tarifários

68. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

69. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras – deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SRE utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

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

70. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás a distribuidora no período de abril/2014 a março/2015, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados no período de fevereiro/2013 a março/2014.

Tabela 11: Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobrás

TIPO	AJUSTE	PREVISÃO	TOTAL MENSAL
SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA	R\$ (91.738,27)	R\$ 9.355.269,92	R\$ 9.263.531,65
SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA	R\$ (25.121,84)	R\$ 2.006.701,00	R\$ 1.981.579,17
SUBSIDIO DISTRIBUIÇÃO	R\$ -	R\$ -	R\$ -
SUBSIDIO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO	R\$ (52.539,59)	R\$ 4.492.141,58	R\$ 4.439.601,99
SUBSIDIO RURAL	R\$ (307.567,93)	R\$ 24.869.257,15	R\$ 24.561.689,22
SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR	R\$ (74.763,68)	R\$ 9.099.165,94	R\$ 9.024.402,26
TOTAL	R\$ (551.731,31)	R\$ 49.822.535,59	R\$ 49.270.804,28

III.8. Análise dos Resultados

71. O IRT de 2014 da **CEMIG**, de 21,55%, é composto pelo IRT econômico, de 17,13% e pelo IRT financeiro, de 4,41%, representando um efeito tarifário médio de 20,10% a ser percebido pelos consumidores em relação às tarifas vigentes, conforme demonstra a tabela a seguir.

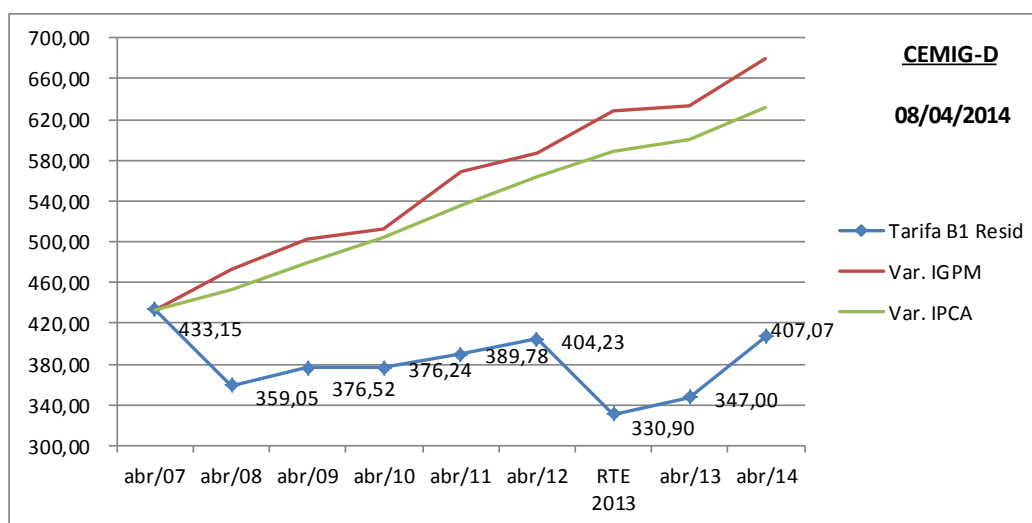
Tabela 12: Efeito Médio por Grupo de Consumo

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	22,88%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	18,90%
Efeito tarifário médio AT+BT	20,10%

72. A título de informação, importa ressaltar que, apesar do elevado percentual de reajuste resultante do atual processo tarifário, verifica-se que a tarifa B1-Residencial da CEMIG-D apresenta uma evolução nos últimos cinco anos bem abaixo da variação do IGP-M ou do IPCA no mesmo período, conforme demonstrado no gráfico abaixo.

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

Gráfico I: Tarifa B1 X IGP-M



73. O Valor da Parcela A apresentou uma variação de 23,62% no período de referência, representando 14,87% na composição do IRT, com destaque para:

i) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais resultou em acréscimo de 83,17% em comparação com os valores referentes ao último processo tarifário, correspondendo a uma variação tarifária média de 6,24%. Destaca-se variação de 6,04% do Encargo de Serviços do Sistema - ESS, correspondendo a um aumento tarifário médio de 0,11%, mas principalmente a elevação da CDE, de 420,36% com impacto de 6,02%.

ii) **Custos de Transmissão.** Variação de 20,08% em relação ao processo anterior, correspondendo a um impacto tarifário de 0,83%. Esse aumento é explicado principalmente pela nova previsão dos custos com Rede Básica e com os custos da UHE Itaipu.

iii) **Compra de Energia.** Variação de 15,20% em relação ao processo anterior, contribuindo para um aumento tarifário de 7,80%, principalmente devido ao aumento do custo dos CCEARs de Energia Nova, destacando-se a expressiva variação da tarifa média dos contratos por disponibilidade em decorrência da previsão do PLD para os próximos doze meses. O aumento no custo de energia também foi influenciado pela variação do preço da energia de Itaipu, em decorrência do aumento da cotação do dólar e da nova tarifa de repasse de potência. A Tabela 14 demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

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

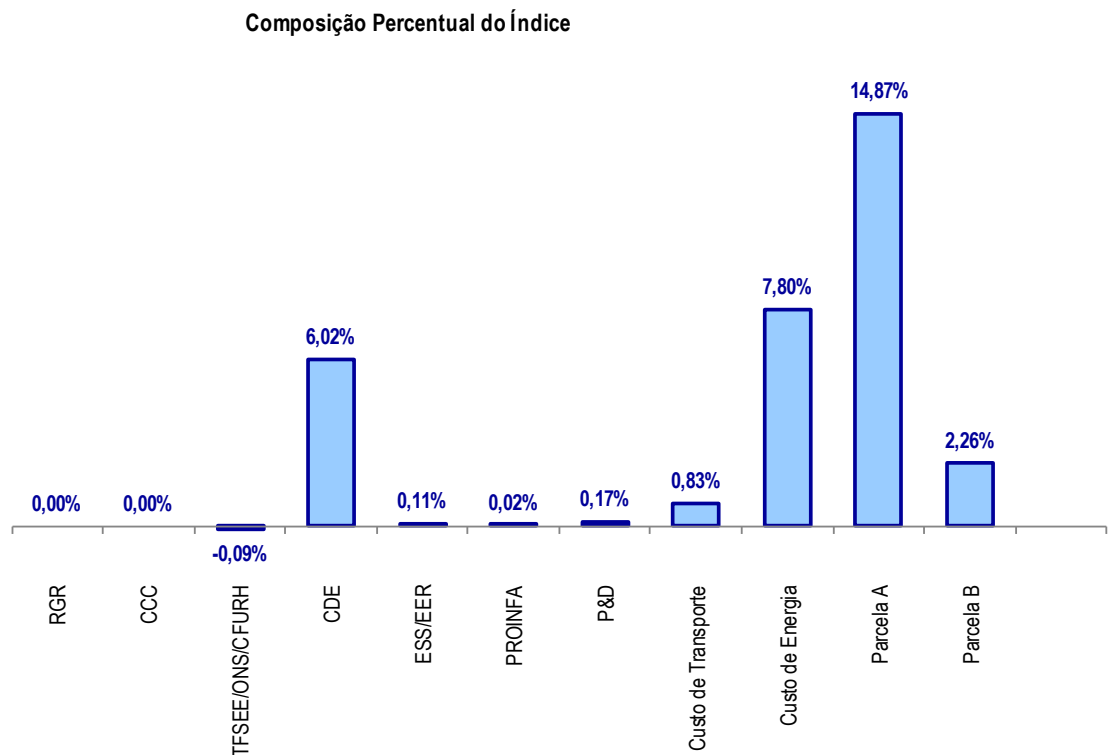
Tabela 13: Comparação da variação do custo de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo anterior	Processo atual	Variação	Processo anterior	Processo atual	Variação
Existente	3.409.852,4	1.568.371,1	-54,0%	113,62	152,81	34,5%
Nova	7.753.935,5	11.668.149,4	50,5%	277,33	269,70	-2,8%
Alternativa	531.038,8	592.168,4	11,5%	194,36	119,17	-38,7%
Santo Antônio	341.340,4	865.143,6	153,5%	105,49	112,39	6,5%
Jirau	-	131.228,2	0,0%	-	98,85	0,0%
Belo Monte	-	21.528,6	0,0%	-	97,99	0,0%
BILATERAL	1.745.247,8	1.702.958,4	-2,4%	176,45	188,55	0,0%
Cota Angra I/Angra II	1.106.213,0	1.117.505,5	1,0%	135,68	156,79	15,6%
Cotas Lei n° 12783/2013	7.211.160,3	7.367.692,2	2,2%	32,89	32,89	0,0%
Geração Própria	-	-	0,0%	-	-	0,0%
Itaipu	7.869.650,3	6.374.034,0	-19,0%	110,91	131,30	18,4%
Proinfa	673.678,1	640.382,7	-4,9%	-	-	0,0%
TOTAL	30.642.116,6	32.049.162,1	4,6%	138,54	160,53	15,9%

74. A atualização da Parcela B representou 2,26% na composição do IRT, refletindo a variação acumulada do IGP-M no período de referência descontado o Fator X.

75. O gráfico II apresenta a participação dos itens das Parcelas A e B na composição do IRT.

Gráfico II: Composição dos itens das Parcelas A e B no IRT

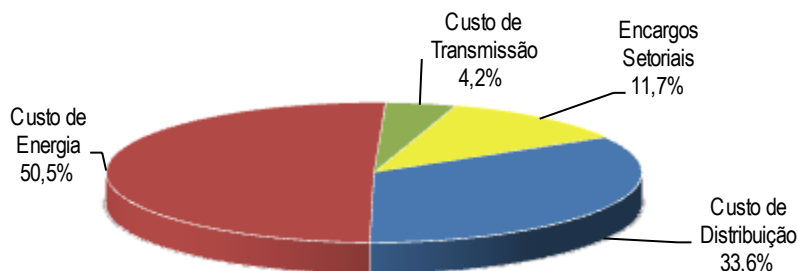


* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

76. O gráfico III demonstra-se a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

Gráfico III: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

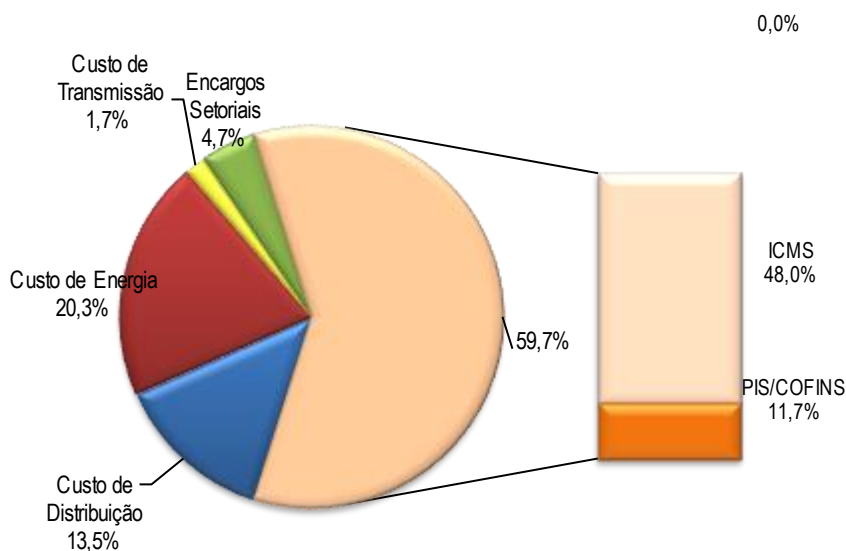
Participação dos Itens da Parcela "A" e "B" na Receita Atual



77. O Gráfico IV ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 48,0% para o ICMS e de 11,7% para o PIS e COFINS (total de 59,7% por dentro), o que equivale a uma majoração de 148,0% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

Gráfico IV: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos

Composição da Receita com Tributos



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

78. A tabela 14 demonstra a evolução de cada item em relação ao processo tarifário anterior (primeira coluna), a participação dos itens das Parcelas A e B na composição do IRT (segunda coluna) e a distribuição da receita para cobrir os custos das Parcelas A e B (terceira coluna).

Tabela 14: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B

REAJUSTE TARIFÁRIO	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Encargos Setoriais	83,17%	6,24%	11,73%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	-37,84%	-0,09%	0,12%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	420,36%	6,02%	6,36%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	6,04%	0,11%	1,70%
Proinfa	0,70%	0,02%	2,58%
P&D e Eficiência Energética	18,16%	0,17%	0,97%
Contribuição ONS	-11,52%	0,00%	0,00%
Custo com Transporte de Energia	20,08%	0,83%	4,23%
Rede Básica	21,81%	0,51%	2,43%
Rede Básica Fronteira	43,16%	0,24%	0,69%
Rede Básica ONS (A2)	11,27%	0,01%	0,08%
Rede Básica Export. (A2)	-	0,00%	0,00%
MUST Itaipu	6,35%	0,04%	0,57%
Transporte de Itaipu	2,53%	0,01%	0,25%
Conexão	12,88%	0,03%	0,20%
Uso do sistema de distribuição	-20,81%	-0,01%	0,02%
Compra de Energia	15,20%	7,80%	50,46%
Receita Anual			
Total Parcela A	23,62%	14,87%	66,42%
Total Parcela B	6,11%	2,26%	33,58%
Reajuste Tarifário Anual		17,13%	
Nome do Financeiro			
CVA		3,08%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		-0,82%	
CVA em Processamento - Energia comprada		2,99%	
CVA em Processamento - Transmissão		0,63%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		0,27%	
Neutralidade - Encargos Setoriais		-0,18%	
Outros Componentes Financeiros		1,51%	
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007		0,22%	
Exposição CCEAR entre Submercados		-0,05%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,01%	
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs		0,00%	
Penalidade por descumprimento de meta de universalização		-0,02%	
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior		1,20%	
Diferencial Eletro nuclear - Lei n° 12.111/2009		0,17%	
Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras		0,00%	
Total dos componentes Financeiros		4,41%	
Reajuste Tarifário com Financeiros		21,55%	

79. A comparação entre o pleito do reajuste da **CEMIG**, de 29,74%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de 21,55%, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

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

Tabela 12: Comparação entre o pleito e o cálculo da SRE/ANEEL

Descrição	Empresa	Aneel	Justificativa
IGP-M - Fabr X	4,18%	6,11%	IGP-M estimado Jboi subestimado
RA ₀	8.514.993.137	8.704.868.982	Mercado projetado pela empresa
Encargos Setoriais	1.159.037.249	1.196.097.769	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	18.381.851	12.449.671	Valor validado pela SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	638.410.654	648.536.167	Valor validado pela SRE
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	135.457.029	173.134.097	Valor validado pela SRE
Proinfla	263.215.018	263.215.018	
P&D e Eficiência Energética	103.324.068	98.480.415	
Contribuição ONS	248.629	282.401	
Custo com Transporte de Energia	437.562.374	431.610.910	
Rede Básica	247.293.168	247.291.469	
Rede Básica Fronteira	69.891.092	69.891.090	
Rede Básica ONS (A2)	8.064.469	7.781.269	
Rede Básica Export (A2)	-	283.200	
MUST Itaipu	57.726.995	57.726.995	
Transporte de Itaipu	25.830.035	25.830.035	
Conexão	25.914.142	20.357.806	
Uso do sistema de distribuição	2.842.473	2.449.047	
Compra de Energia	5.470.510.267	5.144.945.725	
VPB ₁	3.163.055.346	3.423.456.569	
IRT	20,14%	17,13%	
CVA	464.217.539	274.906.574	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(125.956.057)	(73.051.933)	Valor validado pela SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	559.990.256	267.149.863	Valor validado pela SRE
CVA em Processamento - Transmissão	50.204.008	56.375.697	Valor validado pela SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(20.020.669)	24.432.947	Valor validado pela SRE
Neutralidade - Encargos Setoriais	(52.532.768)	(15.645.084)	
Outros Componentes Financeiros	420.989.577	134.682.095	
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	190.075.359	19.781.615	Valor validado pela SRE
Exposição CCEAR entre Submercados	(16.704.487)	(4.809.588)	Valor validado pela SRE
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	399.413	457.217	Valor validado pela SRE
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	102.046	(76.744)	Valor validado pela SRE
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	1.285.968	-	Valor validado pela SRE/SRT
Penalidade por descumprimento de meta de universalização	-	(2.042.424)	Valor validado pela SRE
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	208.936.256	106.707.614	Valor validado pela SRE
Diferencial Eletro nuclear - Lei nº 12.111/2009	14.861.483	14.864.992	
Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras	-	(200.587)	Valor validado pela SRE/SRD
Ajuste Financeiro ref. concatenação de Conexão (Pasep/Cofins)	1.039.427	-	Submódulo 3.3 PRORET
Custos Ambientais	2.367.122	-	Pleito em análise pela PGR
Conexão Pirapora 2 - State Grid	4.580.240	-	Pleito em análise pela SRD
Migração do consumidor Samarco - Unidade Germano I para RB	14.046.750	-	Risco de mercado
CVA	5,20%	3,08%	
Neutralidade - Encargos Setoriais	-0,59%	-0,18%	
Subsídios	0,00%	0,00%	
Outros Componentes Financeiros	4,72%	1,51%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	29,47%	21,55%	

80. As principais diferenças entre o pleito da distribuidora e o IRT calculado pela SRE/ANEEL são: CVA de energia e na previsão da sobrecontratação de energia.

81. Por fim, os valores dos serviços cobráveis previstos nos artigos 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414, de 9/9/2010, estabelecidos no momento da revisão tarifária das distribuidoras e cuja receita líquida é destinada à modicidade tarifária, foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário, conforme previsto na Resolução Homologatória nº 1.121, de 15/3/2011.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

82. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 005/1997.

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

V. DA CONCLUSÃO

83. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 005/1997, no que consta do Processo nº 48500.006261/2013-51 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de 21,55% a ser aplicado às tarifas da **CEMIG**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 20,10%, sendo de 22,88% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 18,90% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da **CEMIG**;

iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo;

iv) pela aprovação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER; e

v) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Analista Administrativo

WELLINGTON CARLOS CARVALHO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica