

Em 24 de julho de 2013.

Processo: 48500.002663/2013-87

**Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CELESC Distribuição S.A – CELESC-DIS e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2013.**

## I. DO OBJETIVO

Apresentar o detalhamento do Reajuste Tarifário Anual de 2013 da **CELESC Distribuição S.A – CELESC-DIS**, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição n. 056/1999 e os seus termos aditivos.

## II. DOS FATOS

2. A **CELESC-DIS** atende cerca de 2,5 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual da ordem de **R\$ 4 bilhões**.

**Tabela 1: Consumo e clientes da CELESC-DIS**

| Classe de consumo            | Nº de Unidades Consumidoras <sup>1</sup> | Consumo de Energia <sup>2</sup> - MWh | Participação no Consumo |
|------------------------------|--|---------------------------------------|-------------------------|
| Residencial                  | 1.967.087                                | 4.751.588                             | 31,77%                  |
| Industrial                   | 94.053                                   | 4.493.800                             | 30,05%                  |
| Comercial, Serviços e Outras | 225.922                                  | 3.288.877                             | 21,99%                  |
| Rural                        | 226.918                                  | 1.173.103                             | 7,84%                   |
| Poder Público                | 20.317                                   | 387.084                               | 2,59%                   |
| Iluminação Pública           | 519                                      | 532.344                               | 3,56%                   |
| Serviço Público              | 2.533                                    | 300.360                               | 2,01%                   |
| Consumo Próprio              | 362                                      | 12.373                                | 0,08%                   |
| Rural Aquicultor             |  |                                       |                         |
| Rural Irrigante              | 3.679                                    | 16.776                                | 0,11%                   |
| <b>Total</b>                 | <b>2.541.390</b>                         | <b>14.956.306</b>                     | <b>100%</b>             |

1 - Competência: 05/2013 - Fonte: SAMP

2 - Consumo: 06/2012 a 05/2013 - Fonte: SAMP

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

3. O Despacho n. 795, de 19 de março de 2013, julgou procedente o pedido da **CELESC-DIS** sobre a consideração, no próximo processo tarifário, de componente financeiro referente à diferença entre o valor final da sua base de remuneração fiscalizada e o valor efetivamente homologado no seu 2º ciclo de revisão tarifária periódica.

4. A Nota Técnica n. 287/2013-SRE/ANEEL, de 04/07/2013, apresentou o cálculo da taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE devida pela **CELESC-DIS** para o período de agosto de 2013 a julho de 2014. Essa taxa foi fixada pelo Despacho n. 2.093, de 04/07/2013.

5. Por meio da Carta sem número, de 05/07/2013, cujo protocolo na ANEEL é 48513.023896/2013-00, a **CELESC-DIS** encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual a ser aplicado às suas tarifas a partir de 7 de agosto de 2013.

6. O Memorando n. 231/2013-SEM/ANEEL, de 12/07/2013, apresentou informações sobre os contratos bilaterais de compra e venda de energia da **CELESC-DIS**.

7. O Memorando n. 235/2013-SRT/ANEEL, de 12/07/2013, encaminhou a Nota Técnica nº 171/2013-SRT/ANEEL, de 12/07/2013, que apresenta as estimativas para os encargos de uso da Rede Básica e de conexão da **CELESC-DIS**.

8. O Memorando n. 951/2013-SFF/ANEEL, de 18/07/2013, apresentou os valores fiscalizados da CVA da **CELESC-DIS**.

## II.1. Aspectos Contratuais

9. Em 22 de julho de 1999 foi celebrado o Contrato de Concessão n. 56/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a **CELESC-DIS**. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que esta é titular. O mencionado contrato estabelece, na Subcláusula Terceira da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da Concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima.

10. Em 11 de julho de 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 art. 36 e 43 do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública n. 45/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

11. Em 16 de março de 2010, foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação a 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.

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

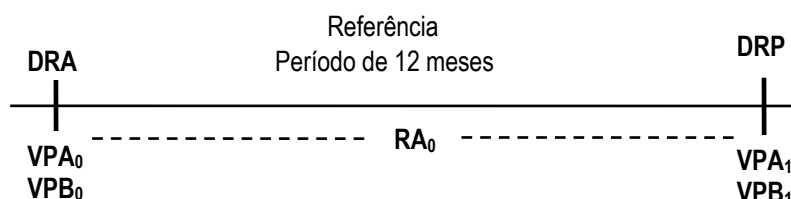
## II.2. Aspectos Metodológicos

12. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das 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, seja naquele momento, seja ao longo do período da concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

13. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora, além dos encargos setoriais, que não são gerenciáveis pela empresa. A Parcela B compreende o valor remanescente da receita, envolvendo, portanto, os chamados “custos gerenciáveis”. São custos próprios da atividade de distribuição e de gestão comercial dos clientes, que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária, ou seja, os custos de operação (pessoal, material e serviços de terceiros), além da quota de depreciação e da remuneração dos investimentos.

14. O objetivo do Reajuste Tarifário Anual é manter o poder de compra da receita da concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano da revisão tarifária periódica, na data de aniversário do contrato. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os custos da Parcela A. Os outros custos, constantes da Parcela B, são corrigidos pelo IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da Parcela B ainda depende do Fator X, índice fixado pela ANEEL por ocasião da revisão tarifária periódica. Sua função é compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da concessionária, decorrentes do crescimento do número de unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

15. Dessa forma, e em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica, para os anos compreendidos entre as revisões tarifárias periódicas, o procedimento de reajuste tarifário anual, conforme esquema abaixo:



16. 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:

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

onde:

RA<sub>0</sub> - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo o PIS/PASEP, a COFINS, o ICMS, os componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico e as receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade;

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

VPA<sub>1</sub> - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento (DRP) e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”, aqui entendido como o mercado de energia faturada da CONCESSIONÁRIA nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPB<sub>0</sub> - Valor da Parcela B considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior”, e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

VPA<sub>0</sub> - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Fator numérico calculado conforme regulamento próprio, a ser subtraído do Indicador de Variação da Inflação (IVI) quando da execução dos reajustes tarifários anuais entre revisões periódicas, com vistas a compartilhar com os usuários e consumidores os ganhos de eficiência empresarial e da competitividade estimados para o período.

### II.3. Revisão Tarifária Periódica de 2012

17. A Revisão Tarifária Periódica de 2012 da **CELESC-DIS** resultou, em média, em um reposicionamento das tarifas homologadas no ano de 2011 de 5,82% (cinco vírgula oitenta e dois por cento), sendo 3,99% (três vírgula noventa e nove por cento) relativos ao reposicionamento tarifário econômico e 1,84% (um vírgula oitenta e quatro por cento) referentes aos componentes financeiros pertinentes, conforme consta da Resolução Homologatória n. 1.322, de 31 de julho de 2012.

18. Destaca-se que no voto da Resolução Homologatória n. 1.322, de 2012, foi determinado à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF que analisasse o pedido da concessionária de consideração, em seu próximo processo tarifário, de componente financeiro referente à diferença entre o valor final da sua base de remuneração fiscalizada e o valor efetivamente homologado no seu 2º (segundo) ciclo de revisão tarifária periódica. Esse pedido foi analisado pela SFF, a qual se manifestou por meio da Nota Técnica n. 080, de 27 de fevereiro de 2013.

19. Por meio do Despacho nº 795, de 19 de março de 2013, a Diretoria Colegiada da ANEEL decidiu: *“dar provimento ao pedido formulado pela Celesc Distribuição S.A. de consideração, em seu próximo processo tarifário, de componente financeiro referente à diferença entre o valor final da sua base de remuneração fiscalizada e o valor efetivamente homologado no seu 2º ciclo de revisão tarifária periódica,...”*

### II.4. Revisão Tarifária Extraordinária de 2013

20. Com respaldo na Medida Provisória nº 579, de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, as tarifas da **CELESC-DIS** constantes da Resolução Homologatória n. 1.322, de 2012, foram recalculadas para refletir os efeitos da renovação das concessões de geração e transmissão, e da redução dos encargos setoriais. Tais tarifas foram publicadas na Resolução Homologatória nº 1.416, de 24 de janeiro de 2013, e servem de base para o cálculo do reajuste tarifário de 2013.

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

### III. DA ANÁLISE

#### III.1. Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2013

21. Por meio da Carta sem número, de 05/07/2013, cujo protocolo é 48513.023896/2013-00, a **CELESC-DIS** encaminhou à ANEEL a proposta de Reajuste Tarifário Anual com índice de 25,33% (vinte e cinco vírgula trinta e três por cento), a ser aplicado às suas tarifas a partir de 7 de agosto de 2013, sendo 22,87% (vinte e dois vírgula oitenta e oito por cento) relativo ao cálculo econômico e 2,46% (dois vírgula quarenta e seis por cento) referente aos componentes financeiros. O percentual médio pleiteado pela concessionária reflete a variação dos seguintes itens:

- a) índice de reajuste tarifário - IRT econômico, de 22,87%;
- b) CVA em processamento e saldo da CVA do ano anterior a compensar, de 0,55%;
- c) neutralidade de encargos setoriais, de 0%;
- d) demais financeiros, de 1,91%.

22. Na apuração de sua Receita Anual - RAO a concessionária utilizou valores estimados para os meses de junho e de julho de 2013 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados, bem como considerou em seus cálculos valores projetados para alguns encargos setoriais, para a cotação do dólar americano e para a variação do IGP-M e do IPCA em julho de 2013.

23. Destaca-se que no item “demais financeiros” foi solicitado no pleito:

*“A Celesc Distribuição, em carta encaminhada a essa nobre Agência Reguladora, em 11 de janeiro de 2013, solicitou o processamento de revisão tarifária extraordinária, embasada na recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão, tendo em vista os elevados custos incorridos com a compra de energia termelétrica e encargos associados, os quais não possuíam cobertura tarifária. Tal situação levou a empresa à captação de recursos junto ao mercado financeiro, de modo a normalizar o seu fluxo de caixa.*

*Deste modo, colocamos à sua nobre apreciação a inclusão, como item financeiro, do ressarcimento dos custos de captação de recursos externos, no montante de R\$ 6.436.860,82, associado ao período de realização dos intensivos despachos de térmicas, ou sejam de outubro de 2012 até a presente data.”*

24. Com relação a esse pedido de revisão tarifária extraordinária, informa-se que ele foi julgado na 26ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria da ANEEL, realizada em 16/07/2013, tendo sido indeferido, conforme o Despacho 2.300, de 16/07/2013.

25. Ainda no item “demais financeiros” do pleito de reajuste apresentado pela **CELESC-DIS** foi solicitado o seguinte:

*“Adicionalmente, tomamos a liberdade de reafirmar o pleito solicitado em 16 de agosto de 2012,..., e novamente em janeiro de 2013, ... ,que trata da divergência entre os valores dos itens financeiros das cooperativas não permissionárias, tendo sido reconhecido pela SFF o valor histórico de R\$18,8 milhões, não constando na nota técnica nº 246/2012. O valor foi atualizado utilizando a variação acumulada do IGPM do período, resultando no montante de R\$ 19.759.751,38 . ”*

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

26. Após analisar os componentes financeiros do processo da revisão tarifária de 2012, identificou-se que o subsídio para as cooperativas não permissionárias, no valor de R\$18.842.139,20, que foi validado e informado pela SFF por meio do Memorando n. 1171/2012-SFF/ANEEL, 23 de julho de 2012, realmente deixou de ser considerado naquele cálculo tarifário. Diante disso, esse valor foi incorporado neste reajuste, devidamente atualizado pelo IGP-M.

### III.2. Precedentes

27. A Superintendência de Regulação Econômica - SRE, em reunião realizada em 19/06/2013, na sede da ANEEL, procurou prestar aos representantes da **CELESC-DIS** os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia a ser adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual e apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.

28. Segundo o cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a **CELESC-DIS** encontra-se, nesta data, 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.

29. Sobre os valores dos serviços cobráveis previstos nos arts. 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414, de 09 de setembro de 2010, cabe esclarecer que, no momento da revisão tarifária das distribuidoras, toda a receita líquida com base em preços regulados é destinada à modicidade tarifária, visto que as despesas incorridas em sua prestação já estão contempladas na receita do serviço de distribuição de energia elétrica. Assim entendido, referidos valores integrantes do “Quadro S – Serviços Cobráveis” foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário da Concessionária, conforme previsto na Resolução Homologatória nº 1.121, de 15 de março de 2011.

### III.3. Período de Referência

30. O período de referência para o reajuste da **CELESC-DIS** é de agosto/2012 a julho/2013.

### III.4. Fator X

31. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido no momento da revisão tarifária, se mantenha ao longo do ciclo tarifário.

32. Por meio da Resolução Homologatória n. 1.322, de 31 de julho de 2012, que divulgou o resultado da Revisão Tarifária Periódica de 2012 da **CELESC-DIS**, foram estabelecidos, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, os valores dos componentes Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) e T (trajetória de custos operacionais) do Fator X em 1,33% e 0,00%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da Concessionária de 2013 a 2015.

33. Conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, o componente Q (qualidade do serviço) do Fator X é determinado no momento de cada reajuste tarifário anual para ser aplicado na atualização da Parcela B da concessionária.

34. O valor do componente Q é especificado em cada processo de reajuste a partir da variação dos indicadores de DEC e FEC apurados nos últimos dois anos civis disponíveis, conforme valores estabelecidos no Submódulo 2.5.

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



35. No estabelecimento do componente Q também é observado o desempenho relativo entre as distribuidoras. As concessionárias com os melhores desempenhos relativos têm a intensidade do componente Q reduzida em 50% em caso de piora dos indicadores de continuidade. Ao passo que as concessionárias com os piores desempenhos relativos têm a intensidade do componente Q reduzida em 50% em caso de melhora nos indicadores de qualidade. Para a definição dos desempenhos relativos às concessionárias são segregadas em dois grupos de acordo com o seu porte.

36. A variação média dos indicadores de DEC e FEC da **CELESC-DIS** entre os anos civis de 2011 e 2012, expurgando as interrupções decorrentes de causas externas ao sistema de distribuição, foi de -1,75%. Considerando o desempenho relativo da distribuidora, conforme regra estabelecida no Submódulo 2.5, o valor de componente Q a ser aplicado na atualização da Parcela B do reajuste tarifário de 2013 da distribuidora é de 0,00%.

**Tabela 2 – Fator X**

| Resultados Obtidos - Fator X |       |
|------------------------------|-------|
| IGPM                         | 5,40% |
| IPCA                         | 6,33% |
| Componente Pd do Fator X     | 1,33% |
| Componente T do Fator X      | 0,00% |
| Componente Q do Fator X      | 0,00% |
| FATOR X                      | 1,33% |
| (IVI - X)                    | 4,07% |

### III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2013

37. O Reajuste Tarifário Anual da **CELESC-DIS**, calculado pela SRE, para aplicação a partir de 7 de agosto de 2013, resultou no percentual total de 15,37% (quinze vírgula trinta e sete por cento), sendo 14,50% (quatorze vírgula cinquenta por cento) relativo ao cálculo econômico e 0,87% (zero vírgula oitenta e sete por cento) referente aos componentes financeiros pertinentes.

38. O índice médio final do reajuste, de 15,37%, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência, de 5,40%, e o Fator X de 1,33%, resultando um percentual de 4,07% a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária. O IRT compreende também a atualização de custos relativos à compra e à transmissão de energia, e aos encargos setoriais.

#### III.5.1. Receita Anual

39. No cálculo da Receita de Referência – RA<sub>0</sub> da **CELESC-DIS**, na Data de Referência Anterior (DRA) do período de referência, foi considerado o valor de R\$ 3.972.938.891,52, obtido do Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP.

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

**Tabela 3: Mercado no Período de Referência**

| MERCADO                 | MWh                  | R\$                     |
|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| <b>Fornecimento</b>     | <b>15.052.676,14</b> | <b>3.437.923.133,45</b> |
| A1 (230 kV ou mais)     | -                    | -                       |
| A2 (88 a 138 kV)        | 342.769,60           | 57.909.633,25           |
| A3 (69 kV)              | 92.341,83            | 15.621.705,54           |
| A3a (30 kV a 44 kV)     | 17.310,16            | 3.616.188,04            |
| A4 (2,3 kV a 25 kV)     | 5.739.232,94         | 1.210.820.221,66        |
| As                      | -                    | -                       |
| BT (menor que 2,3 kV)   | 8.861.021,62         | 2.149.955.384,96        |
| Suprimento              | 1.320.525,88         | 265.160.526,46          |
| Consumidores Livres     | 5.362.717,31         | 237.843.839,98          |
| Consumidor Distribuição | 155.429,33           | 12.332.814,34           |
| Consumidor Gerador      |                      | 19.678.577,30           |
| <b>TOTAL</b>            | <b>21.891.348,65</b> | <b>3.972.938.891,52</b> |

### III.5.2. Encargos Setoriais

40. Os Encargos Setoriais – CDE, CFURH, TFSEE, PROINFA, ESS, EER, P&D e ONS – são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária.

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

42. A CDE tem como finalidade: promover a universalização do serviço de energia elétrica; garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa dos consumidores Residencial Baixa Renda; prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados; prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (na vigência da MP 605/2013); e prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº 605/2013).

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

51. Em atendimento à regulamentação, os descontos foram retirados da estrutura tarifária das 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica por ocasião da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, realizada em 24/01/2013, conforme deliberação da Diretoria da ANEEL na 1ª Reunião Pública Extraordinária de 2013 (Processo nº 48500.006625/2012-12). Para 12 (doze) permissionárias de distribuição, os mesmos descontos foram retirados da estrutura tarifária na RTE realizada em 2/04/2013, conforme deliberação da Diretoria da ANEEL na 11ª Reunião Pública Ordinária de 2013 (48500.001080/2013-39).

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

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

54. **A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE** foi instituída pela Lei n.9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme redação dada pela Lei nº 12.783/2013. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

55. A Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto n. 5.025/2004. As quotas de custeio e de energia são determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece o Submódulo 5.3 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

56. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços ancilares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional - SIN, que compreenderão, dentre outros: I - custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito, por restrições de transmissão dentro de cada submercado; II - a reserva de potência operativa, em MW, disponibilizada pelos geradores para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; III - a reserva de capacidade, em MVAr, disponibilizada pelos geradores, superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador em Procedimentos de Rede do ONS, necessária para a operação do sistema de transmissão; e IV - a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas.

57. O **Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto n. 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado

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

Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

58. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE)** foi criado pela Lei nº. 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final da energia, conforme determinam as Resoluções Normativas nº 300/2008 e nº 316/2008 (até 31 de dezembro de 2015, os percentuais mínimos serão de 0,50%, tanto para pesquisa e desenvolvimento como para programas de eficiência energética).

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

- **Neutralidade dos Encargos Setoriais**

60. Após as etapas de contribuições no âmbito da Audiência Pública nº 043/2009, a Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 2 de fevereiro de 2010, aprovou o modelo-padrão de Termo Aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, para aprimoramento dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, de modo a assegurar a neutralidade dos itens de custos não gerenciáveis da “Parcela A”, em relação aos encargos setoriais.

61. Foi parcialmente alterada a redação da Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, especificamente no que se refere à definição do Valor da Parcela A na Data de Referência Anterior-DRA ( $VPA_0$ ), que passou a ser assim considerada:

*VPA<sub>0</sub>: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:*

*(i) Para a energia elétrica comprada: montante de Energia Elétrica Comprada valorado pelo preço médio de repasse que foi considerado no reajuste ou na revisão anterior;*

*(ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e*

***(iii) Para os demais itens da “Parcela A”: valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na “Data de Referência Anterior”, ao “Mercado de Referência”.***

*VPB<sub>0</sub>: Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:*

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

62. Com a nova redação do inciso (iii) acima apresentada, mesmo mantendo-se a fórmula de obtenção da “Parcela B” por diferença, esta não mais é influenciada, para mais ou para menos, pelos itens da “Parcela A” ( $VPA_0$ ) referentes aos encargos setoriais, custos estes que não variam na mesma proporção do

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

mercado, atendendo, desse modo, os objetivos de eliminar o efeito tarifário causado pela antiga metodologia de cálculo do reajuste anual e assegurar a neutralidade dos citados itens de custos não gerenciáveis da “Parcela A”. O aprimoramento da metodologia do reajuste tarifário anual consolida-se com o procedimento de cálculo previsto na nova Subcláusula Décima-Oitava da Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços.

63. Basicamente, o procedimento de cálculo ora introduzido busca assegurar que: (i) a neutralidade prevista na citada Subcláusula produza efeitos financeiros a partir de um mesmo mês para todas as concessionárias (fevereiro/2010), independentemente da data de reajuste contratual, proporcionando um tratamento tarifário isonômico em todas as concessões; (ii) o cálculo leve em consideração a variação de mercado, comparando os respectivos valores faturados de cada item no período de referência com os correspondentes valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, ou seja, o tratamento tarifário referente às perdas irrecuperáveis (inadimplência) permanece sendo objeto de regulamentação no âmbito das revisões periódicas; e (iii) as diferenças apuradas serão atualizadas também com base na taxa de juros SELIC, de modo a compatibilizar o cálculo da referida neutralidade com aquele adotado na apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002, por ambas possuírem características e finalidades análogas e complementares.

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

**Tabela 4: Encargos Setoriais da CELESC-DIS**

| Encargos Setoriais                                | DRA (R\$)             | DRP (R\$)             | Dispositivo Legal                    |
|---|-----------------------|-----------------------|--------------------------------------|
| Reserva Global de Reversão – RGR                  | -                     | -                     |                                      |
| Conta de Consumo de Combustíveis – CCC            | -                     | -                     |                                      |
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE         | 11.577.343,02         | 5.286.148,93          | Despacho nº 2093/2013                |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE         | 60.313.075,43         | 58.058.581,52         | REH 1409/2013                        |
| Comp.Financ.Uso de Recursos Hidráulicos - CFURH   | -                     | -                     |                                      |
| Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER | 91.106.182,94         | 158.510.435,15        | Previsão SRE - JUL/2013              |
| Proinfa   | 112.450.676,72        | 125.390.823,43        | REH 1385/2012                        |
| P&D e Eficiência Energética                       | 44.481.845,51         | 44.635.704,66         | Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008 |
| ONS   | 183.840,35            | 191.667,36            | Contribuição JUL/13 - JUN/14         |
| <b>Total de Encargos Tarifários</b>               | <b>320.112.963,97</b> | <b>392.073.361,05</b> |                                      |

65. Tendo em vista o disposto no Decreto n. 7.945/2013, de que poderão ser repassados recursos da CDE para “cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética, conforme decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico” (ESS - Segurança Energética), no IRT 2013 foi considerada a previsão do ESS de segurança energética apenas a partir de janeiro de 2014, bem como a previsão anual do ESS associado à restrição de operação e aos serviços ancilares, e do encargo de energia de reserva – EER.

66. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da 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, foi definida a previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e de Energia de Reserva – EER, no total de R\$ 158.510.435,15 .

### III.5.3. Transmissão de Energia

67. 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.

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

69. O **Custo de Conexão** refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das Demais Instalações de Transmissão (DIT) não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

70. O **Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional** refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

71. O **Custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição** refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência contratada multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

72. Para fins de repasse tarifário, os custos associados às instalações de transmissão (Rede Básica e Conexão/DIT), informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT, por meio do Memorando n. 235/2013-SRT/ANEEL, de 12/07/2013, estão detalhados nas Tabelas 5 e 6.

**Tabela 5: Custos com Uso da Rede Básica**

| <b>Componente</b>                     | <b>Valor (R\$)</b>    |
|---------------------------------------|-----------------------|
| Rede Básica                           | 124.978.134,00        |
| Rede Básica Fronteira                 | 37.697.578,00         |
| Rede Básica ONS (A2)                  | 1.869.643,87          |
| MUST Itaipu                           | 32.635.713,11         |
| <b>Total do Transporte de Energia</b> | <b>197.181.068,98</b> |

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



**Tabela 6: Custos com Conexão/DIT**

| Componente                                   | Valor (R\$)          |
|--|----------------------|
| ATE VI (contrato de concessão n. 11/2007)    | 117.279,80           |
| ELETROSUL (contrato de concessão n. 57/2001) | 27.751.482,44        |
| STC (contrato de concessão n. 06/2006)       | 3.364.138,73         |
| IESUL (contrato de concessão n. 16/2008)     | 181.153,71           |
| <b>Total da Conexão</b>                      | <b>31.414.054,67</b> |

73. Em relação à Tabela 6, cabe esclarecer que os valores que compõem o custo anual de conexão estão atualizados para agosto de 2013.

74. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa n. 349, de 13 de janeiro de 2009, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras – TUSDg conectadas no nível de tensão A2 (138 kV ou 88 kV), está sendo considerado o valor do componente tarifário Rede Básica TUSDg-ONS de R\$ 1.869.643,87 .

75. Observadas as disposições da Resolução Normativa n. 506, de 4 de setembro de 2012, e do Contrato de Concessão, foi também considerado no atual cálculo tarifário da **CELESC-DIS** o custo de transmissão de energia elétrica constante da Tabela 7, referente ao Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD firmado com a distribuidora COPEL-D (ponto de conexão em A3a).

**Tabela 7: Custos com Uso do Sistema de Distribuição**

| Componente                     | Valor (R\$)  |
|--------------------------------|--------------|
| Uso do Sistema de Distribuição | 2.226.694,80 |

76. A **CELESC-DIS** tem em sua área de concessão um consumidor conectado no nível de tensão A1 (230 kV ou mais) cujo nome é Vega do Sul, que é responsável pelo pagamento de parte dos encargos de conexão, conforme tabela a seguir:

**Tabela 8: Encargo de Conexão a ser pago pelo consumidor A1**

| Nome do Consumidor | ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) |
|--------------------|--------------------------|
| Vega do Sul        | 1.525.774,87             |

77. 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 9: Custo total de transmissão de energia elétrica**

| Componente                            | DRA (R\$)             | DRP (R\$)             |
|---------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Rede Básica                           | 109.609.636,00        | 124.978.134,00        |
| Rede Básica fronteira                 | 37.279.324,00         | 37.697.578,00         |
| Rede Básica ONS (A2)                  | 1.661.454,05          | 1.869.643,87          |
| Conexão                               | 31.143.530,98         | 31.414.054,67         |
| MUST Itaipu                           | 30.686.299,05         | 32.635.713,11         |
| Transporte de Itaipu                  | 14.213.147,42         | 14.572.505,78         |
| Uso do Sistema de Distribuição        | 2.515.271,91          | 2.226.694,80          |
| <b>Total dos Custos de Transporte</b> | <b>227.108.663,40</b> | <b>245.394.324,23</b> |

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



### **III.5.4. Compra de Energia**

78. A Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004, ao dispor sobre a comercialização de energia elétrica, alterou as regras de compra e venda de energia elétrica especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

79. O modelo instituído pela Lei n. 10.848/2004 define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Com relação aos agentes de distribuição, a opção é Ambiente de Contratação Regulada – ACR. O art. 2º da Lei n. 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

80. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa n. 206, de 22 de dezembro de 2005.

81. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto n. 5.163/2004 prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um 1% da carga da distribuidora.

82. Ainda, as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu. O valor da despesa com compra de energia de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, e adota-se uma data próxima ao reajuste tarifário anual. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

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

83. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. São denominadas perdas elétricas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas são o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

84. 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

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

faturados). A diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas. As equações a seguir ilustram o conceito apresentado:

$$\begin{aligned} \text{Energia Injetada} &= \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição} \\ \text{Perdas de Energia na Distribuição} &= \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Não Técnicas} \end{aligned}$$

85. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido em relação à energia injetada em seu sistema distribuição. Com o valor regulatório de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, é calculado o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária.

86. Cabe ressaltar que o referencial para a aplicação do índice de perdas técnicas é a energia injetada na concessionária, enquanto que para as perdas não técnicas o referencial é o mercado de baixa tensão. A tabela abaixo apresenta os valores para o atual reajuste tarifário da **CELESC-DIS**.

**Tabela 10: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas**

| Descrição                           | DRA   | DRP   |
|-------------------------------------|-------|-------|
| Perdas Técnicas                     | 6,40% | 6,40% |
| Perdas na Rede Básica (incluso DIT) | 2,36% | 1,68% |
| Perdas não Técnicas sobre BT        | 2,83% | 2,83% |

87. Conforme ficou estabelecido na Revisão Tarifária Periódica de 2012 da **CELESC-DIS**, o percentual regulatório de perdas técnicas, 6,40%, permanecerá constante em todos os reajustes anuais deste ciclo tarifário. Por sua vez, foi estabelecido que as perdas não técnicas sobre o mercado faturado de baixa tensão será de 2,83% também por todo o ciclo.

88. O referencial regulatório de perdas na Rede Básica em DRP, de 1,68%, foi calculado considerando as perdas apuradas na Rede Básica e as perdas apuradas nas Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado atribuídas à **CELESC-DIS**.

89. De acordo com o parágrafo 2º do art. 8º da Resolução Normativa n. 67, de 8 de junho de 2004, com redação alterada pela Resolução Normativa n. 210, de 13 de fevereiro de 2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

90. Antes da segregação das perdas nas DIT de uso compartilhado das perdas da rede básica, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contabilizava as perdas nas DIT como perdas da rede básica, sendo o percentual regulatório de perdas calculado com base nos valores apurados nos últimos 12 meses, a cada processo tarifário. Com efeito, as perdas nas DIT de uso compartilhado eram alocadas para todas as distribuidoras participantes do rateio das perdas na rede básica.

91. Com a nova sistemática de apuração, no caso da **CELESC-DIS**, iniciada a partir de setembro de 2012, as perdas nas DIT de uso compartilhado passaram a ser atribuídas de forma individualizada para a respectiva distribuidora responsável.

92. Dessa forma, para contemplar os efeitos dessa nova sistemática de aferição, que atribui às distribuidoras conectadas nestas DIT um aumento das perdas elétricas totais contabilizadas, a cada processo tarifário serão apuradas as perdas das DIT de uso compartilhado, com base nas medições dos últimos 12

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

meses de cada distribuidora, que serão somadas às perdas na Rede Básica que continuam sendo rateadas em regime de condomínio entre todas as distribuidoras. Para este processo tarifário utilizou-se a média relativa ao período de setembro/2012 a janeiro/2013, devido a inconsistências nas medições a partir de fevereiro de 2013, que estão sendo verificadas pela CCEE.

93. Por fim, para obtenção da energia requerida a ser considerada, tanto na Data de Reajuste Anterior (DRA) como na Data de Reajuste em Processamento (DRP), é necessário proceder ao cálculo das perdas de energia regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais regulatórios determinados na última revisão tarifária e somar o mercado de venda da concessionária. Sendo assim são apresentadas as energias requeridas na DRA e na DRP na tabela abaixo:

**Tabela 11: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP**

| Descrição                        | DRA                  | DRP                  |
|----------------------------------|----------------------|----------------------|
| Fornecimento (MWh)               | 15.052.676,14        |                      |
| Suprimento (MWh)                 | 1.320.525,88         |                      |
| Consumidores Livres (MWh)        | 5.518.146,64         |                      |
| Consumidores Rede B. (MWh)       | 224.934,49           |                      |
| <b>Mercado Total</b>             | <b>16.373.202,02</b> | <b>16.373.202,02</b> |
| Perdas Rede B. (MWh)             | 427.693              | 304.810              |
| Perdas na Distribuição (MWh)     | 1.749.378            | 1.749.378            |
| <i>Perdas Técnicas (MWh)</i>     | 1.498.611            | 1.498.611            |
| <i>Perdas não Técnicas (MWh)</i> | 250.767              | 250.767              |
| <b>Perdas Totais</b>             | <b>2.177.070</b>     | <b>2.054.188</b>     |
| <b>Energia Requerida</b>         | <b>18.550.272</b>    | <b>18.427.390</b>    |

#### III.5.4.2. Valoração da Compra de energia

94. O art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 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 arts. 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.

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

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

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

produção disponibilizada para o Brasil, definidas conforme os critérios estabelecidos na Resolução Normativa nº 331, de 16 de setembro de 2008.

- CCEAR – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto n. 5.163/2004.
- Angra I e II - referem-se à energia comercializada por Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil. As concessionárias de distribuição que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada por Angra I e Angra II, conforme disposto no Art. 11 da Lei n. 12.111, de 9 de dezembro de 2009.

Quotas das Concessões Renovadas: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Medida Provisória n. 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei n. 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

- **Na Data de Referência Anterior – DRA**

96. 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, valorados pelo preço médio de repasse do processo tarifário anterior, conforme a tabela a seguir:

**Tabela 12: Compra de energia na DRA**

| Energia Requerida<br>(MWh) | Tarifa Média<br>(R\$/MWh) | Energia Requerida<br>(R\$) |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 18.550.272                 | 127,25                    | 2.360.501.718,64           |

- **Na Data do Reajuste em Processamento – DRP**

97. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia em DRP seguirá, conforme o contrato de concessão, os seguintes critérios:

- (i) Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei n. 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 subsequentes;
- (ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei n. 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto 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 subsequentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior.

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

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

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

100. O requisito de energia elétrica da **CELESC-DIS** para atendimento ao seu mercado de referência apurado na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é de 18.427.390 **MWh**, formado por 16.373.202 **MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e 2.054.188 **MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

101. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da **CELESC-DIS**, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato, já computadas as deduções das sobras nos montantes de energia adquirida nos leilões.

**Tabela 13: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CELESC-DIS e respectivas Tarifas**

| Contratos   | Custo Total (R\$)       | Tarifa (R\$/MWh) | Compra (MWh)         |
|---|-------------------------|------------------|----------------------|
| <b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>                        |                         |                  |                      |
| Montante Reposição REN 421 - Produto finalizará em 2013 | 8.714.284,43            | 137,78           | 63.249,31            |
| 1º Existente 2006-08                                    | 4.681.457,41            | 104,39           | 44.846,77            |
| 1º Existente 2007-08                                    | 1.895.341,76            | 116,99           | 16.200,54            |
| 2º Existente 2008-08                                    | 85.642.607,29           | 125,52           | 682.286,51           |
| 4º Existente 2009-08                                    | 524.520.434,85          | 140,50           | 3.733.179,06         |
| 5º Existente 2007-08                                    | 402.994,52              | 148,97           | 2.705,26             |
| 8º Existente 2010-05                                    | 86.735,71               | 122,64           | 707,22               |
| Montante Reposição REN 421 - Produto finalizou em 2012  | 27.969.553,21           | 137,78           | 203.006,33           |
| 1º Nova A-3 2008-15 T                                   | 157.062.920,93          | 181,33           | 866.182,87           |
| 1º Nova A-3 2008-30 H                                   | 19.220.147,66           | 156,89           | 122.507,94           |
| 1º Nova A-4 2009-15 T                                   | 88.043.753,27           | 195,25           | 450.923,73           |
| 1º Nova A-4 2009-30 H                                   | 5.923.889,14            | 167,64           | 35.336,44            |
| 1º Nova A-5 2010-15 T                                   | 93.955.707,03           | 178,05           | 527.684,72           |
| 1º Nova A-5 2010-30 H                                   | 91.839.274,15           | 168,76           | 544.213,12           |
| 2º Nova A-3 2009-15 T                                   | 261.798.826,05          | 207,95           | 1.258.955,65         |
| 2º Nova A-3 2009-30 H                                   | 448.908.144,86          | 183,14           | 2.451.148,49         |
| 4º Nova A-3 2010-15 T                                   | 35.815.404,83           | 214,37           | 167.075,73           |
| 5º Nova A-5 2012-15 T                                   | 241.604.370,53          | 203,56           | 1.186.910,78         |
| 5º Nova A-5 2012-30 H                                   | 97.605.992,85           | 177,81           | 548.927,05           |
| 6º Nova A-3 2011-15 T                                   | 12.774.009,48           | 196,61           | 64.969,87            |
| Madeira Santo Antônio                                   | 47.588.277,59           | 106,81           | 445.543,54           |
| Madeira Santo Antônio                                   | 13.488.052,08           | 106,81           | 126.281,40           |
| <b>CONTRATOS BILATERAIS</b>                             |                         |                  |                      |
| CENAEEL   | 2.621.430,00            | 291,27           | 9.000,00             |
| CGH Roncador  | 761.716,80              | 122,07           | 6.240,00             |
| EOL Bom Jardim  | 195.972,00              | 279,96           | 700,00               |
| Lages Bioenergética                                     | 46.906.120,80           | 243,39           | 192.720,00           |
| ITAIPU  | 540.457.046,88          | 126,67           | 4.266.715,75         |
| PROINFA   | -                       | -                | 393.206,27           |
| <b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>                                  |                         |                  |                      |
| Cota Angra I/Angra II                                   | 98.278.512,87           | 135,67           | 724.408,73           |
| Cotas Lei n ° 12783/2013                                | 9.041.434,37            | 32,89            | 274.900,68           |
| Sobras(+)   | 164.791.196,09          | 167,58           | 983.344,22           |
| <b>Total</b>  | <b>2.803.013.217,28</b> | <b>152,11</b>    | <b>18.427.389,54</b> |

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

102. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia para contratos firmados após a Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004 (CCEARs) foi adotado o seguinte procedimento:

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 (doze) meses subsequentes;

ii) Para os contratos de Energia Existente e de Energia Nova, modalidade quantidade, foi usado o respectivo preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA até o mês do aniversário contratual;

iii) Para fins de estimativa do custo de aquisição de energia, conforme art. 7º-A da Resolução Normativa n. 421, de 30 de novembro de 2010, o montante de reposição para substituir contratos encerrados foi valorado pelo preço médio dos CCEARs de energia existente das distribuidoras.

iv) Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável na composição do valor a ser faturado e pago, apenas para fins de cálculo da cobertura tarifária econômica, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável calculada com base nas últimas informações fornecidas pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, que levam em consideração a previsão de valores do PLD e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVAenergia no próximo reajuste tarifário.

v) Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei n. 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 7.521, de 08 de julho de 2011, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

vi) Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente à Lei n. 10.848/2004 foram levadas em consideração as informações, preços de repasse e regras de reajuste informadas pela SEM por meio do Memorando nº 231/2013-SEM/ANEEL, de 12/07/2013, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

vii) O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos doze meses. Para os meses do ano em curso (2013) foram adotados os montantes publicados na Resolução Homologatória n. 1.386, de 04/12/2012, e para o restante do período de referência valores estimados a partir dos montantes dessa Resolução ajustados pela nova cota-parte de Itaipu definida para 2014. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, com data próxima do reajuste tarifário anual (neste reajuste, a data é 15/07/2013) e a tarifa de Itaipu, fixada em dólares, que foi publicada pela Resolução Homologatória n. 1.400, de 18/12/2012.

viii) Para o cálculo da despesa com a aquisição de energia proveniente de Angra e Quotas das Concessões Renovadas adotou-se o preço de repasse, em R\$/MWh, estabelecido pela ANEEL, vigente na data do reajuste em processamento.

103. Sendo assim, os custos considerados na DRA e na DRP para a concessionária **CELESC-DIS** a título de compra de energia elétrica são, respectivamente, de R\$ 2.360.501.718,64 e R\$ 2.803.013.217,28

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



### III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

104. O valor da tarifa de fornecimento de energia elétrica encerra um conceito de custo econômico. Entretanto, foram criados na legislação diversos componentes tarifários financeiros que não fazem parte da base tarifária, ou seja, não integram a tarifa econômica, pois se referem a valores positivos ou negativos a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

105. Os componentes financeiros deste IRT 2013 da **CELESC-DIS** são os seguintes:

i) **Ajuste da CVA Rede Básica da revisão tarifária de 2012.** Após analisar o cálculo da CVA Rede Básica do ano de 2012, foi constatado que a tarifa média calculada estava com problema, sendo que ela é comparada com a tarifa praticada. Por isso, a tarifa média dessa CVA foi recalculada e comparada novamente com a praticada. Logo, em decorrência das inconsistências nas tarifas médias utilizadas, essa CVA foi recalculada e resultou num valor, atualizado para agosto de 2012, de R\$ -3.876.405,39 (valor negativo). Na revisão do ano passado, foi considerado o valor de R\$ - 260.178,93, a preço de agosto de 2012. Logo, a diferença de R\$ -3.616.226,46, a preço de agosto de 2012, é considerado nesse reajuste para corrigir o problema no cálculo. Esse valor atualizado para agosto de 2013 pela Taxa Selic e utilizado nesse reajuste é de R\$ -3.877.926,07 .

ii) **Ajuste do Subsídio das Cooperativas não permissionárias.** Após analisar os cálculos dos componentes financeiros da revisão tarifária de 2012, nota-se que valor de R\$ 18.842.139,20 referente ao subsídio das cooperativas não permissionárias, que foi informado pela SFF, não consta. Por isso, neste reajuste é considerado o valor de R\$ 19.858.773,49 , que é valor anterior atualizado para agosto de 2013 pelo IGP-M.

iii) **Ajuste Financeiro das Reversões dos anos de 2011 e 2012 da Previsão da sobrecontratação de energia.** Após analisar os cálculos dos componentes financeiros da revisão tarifária de 2012, nota-se que o valor da Previsão da sobrecontratação de energia de 2011, no valor de R\$ 383.427,75 a preço de agosto de 2011, não foi revertida com o sinal negativo, mas foi considerado esse valor indevidamente com sinal positivo. Por isso, nesse reajuste é considerado o valor negativo dessa previsão para os anos de 2011 e 2012, o qual atualizado por IPCA, para agosto de 2013, é de R\$ -836.627,29.

iv) **Ajuste financeiro referente à concatenação do CUSD.** Em cumprimento ao disposto no Art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, os custos incorridos no período de julho/2012 a junho/2013 relativos ao CUSD firmado com a distribuidora COPEL DIS foi ajustado financeiramente com a data de reajuste tarifário anual da **CELESC-DIS**, totalizando R\$ -69.065,62 .

v) **Ajuste Financeiro referente ao recálculo dos processos de Reajuste e Revisão dos anos anteriores relativos à Base de Remuneração Regulatória (BRR) do 2º ciclo.** Por meio do Despacho n. 795, de 19 de março de 2013, a Diretoria Colegiada decidiu pelo "... provimento ao pedido formulado pela Celesc Distribuição S.A. de consideração, em seu próximo processo tarifário, de componente financeiro referente à diferença entre o valor final da sua base de remuneração fiscalizada e o valor efetivamente homologado no seu 2º ciclo de revisão tarifária periódica,..." Esse componente financeiro corresponde a R\$ 59.520.530,95 , a preço de agosto de 2013. A **CELESC-DIS** solicitou que esse valor seja repassado integralmente neste reajuste e por isso, para este caso, está sendo acatado o pedido.

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

vi) **Ajuste financeiro da RGR.** A Lei nº 12.783/2013 definiu que a partir de 1º de janeiro de 2013 as distribuidoras deixam de recolher a RGR. Desde 24 de janeiro de 2013, em consequência da Revisão Tarifária Extraordinária homologada em cumprimento ao art. 13, § 2º, dessa Lei, foi retirada a cobertura tarifária referente a esse encargo. Assim, o valor da RGR dada a maior para este mês de janeiro de 2013 deve ser corrigido e revertido ao consumidor. No caso da **CELESC-DIS**, reverteu-se o equivalente a R\$ -2.652.997,69, já atualizado para agosto de 2013, que corresponde a 23 dias de janeiro de 2013 do duodécimo do encargo anual de RGR considerado no processo de revisão ordinária realizado em 2012.

vii) **Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD).**

- Com o fim dos Contratos Iniciais, em dezembro de 2005, foi necessário estabelecer novas condições para o suprimento de energia às distribuidoras do Sistema Interligado Nacional - SIN, com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano. As contribuições recebidas na Audiência Pública (AP) nº 048/2005 resultaram na Resolução Normativa nº 206, de 2005, que estabeleceu a abertura das tarifas em Tarifa de Energia - TE e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD. As tarifas de uso foram fixadas pelo seu valor real e foram aplicados descontos nas tarifas de energia de forma a manter os subsídios existentes nos contratos iniciais.
- Posteriormente, verificou-se que essa metodologia estava em desacordo com o Decreto nº 4.541, de 2002, que previa a possibilidade de aplicação de desconto na TUSD, mas não na TE, devendo esta corresponder ao custo médio de compra de energia da supridora. Com isso, foi instaurada nova audiência pública (AP 013/2006), reabrindo as discussões acerca das tarifas de suprimento. Após análises e consolidações das contribuições recebidas na referida AP, foi emitida a REN nº 243, de 2006, que estabeleceu o desconto de 100% na componente Fio B da TUSD e a TE foi fixada pelo seu valor real. A definição do desconto na TUSD levou em consideração aspectos físicos e econômicos relacionados às concessionárias de distribuição que não estão conectadas diretamente na rede básica e sofrem com os problemas relacionados à escala reduzida do negócio.
- A aplicação da REN nº 243, de 2006, foi retroativa a janeiro de 2006, pois as tarifas da REN nº 206, de 2005, feriam o Decreto nº 4.541, de 2006, ou seja, havia um vício de legalidade. Dessa forma, gerou-se um passivo financeiro que, na maioria dos casos, foi desfavorável às concessionárias supridas, com impacto demasiadamente elevado em suas tarifas finais. Dessa forma, decidiu-se por diferir e até mesmo adiar a sua aplicação nas tarifas das concessionárias supridas.
- Considerado que esse passivo significa apenas um acerto de contas entre o consumidor da supridora e da suprida, com efeito pouco significativo para o primeiro e demasiadamente elevado para o segundo, chega-se à conclusão de que os valores remanescentes do passivo financeiro da REN nº 243, de 2006, devem ser reconhecidos nos processos tarifários das concessionárias supridas no tempo e na proporção passíveis de serem absorvidos por seus consumidores, até a sua completa quitação. Dessa forma, a cada processo de reajuste ou revisão tarifária das concessionárias supridas, será analisada a capacidade de repasse dos valores remanescentes da REN nº 243, de 2006.

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

- Pelo exposto, está sendo considerado no atual processo de revisão da **CELESC-DIS**, o valor negativo de R\$ -2.893.404,70, atualizado pelo IGPM para a data deste processo tarifário, que corresponde ao saldo remanescente da REN nº 243, de 2006, que será pago pelas concessionárias supridas COOPERALIANÇA, EFLJC, EFLUL e IGUAÇU.

viii) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

- Os valores da CVA em Processamento relativos à **CELESC-DIS** foram fiscalizados e informados pela SFF, conforme consta do Memorando n. 951/2013-SFF/ANEEL, de 18/07/2013.
- Com relação aos valores da CVAenergia, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, obedecida a ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação.
- Outro procedimento adotado pela SRE em relação à CVAenergia fiscalizada pela SFF foi a inclusão das faturas relativas aos montantes de energia (MWh) provenientes do PROINFA de maio/2012 a abril/2013, de modo a assegurar a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, haja vista que a energia do PROINFA (MWh) é parte integrante do balanço energético da concessionária, bem como compõe o cálculo da tarifa média da compra de energia apurada nos reajustes tarifários.
- Destaca-se que na CVAenergia fiscalizada pela SFF foram informadas faturas com pagamentos relativos a períodos de fiscalização anteriores, com datas entre 15/03/2011 a 15/05/2012. Após analisar essas faturas, foi constatado que as relativas aos acrônimos Of.ANEEL.045-2011-SEM, Of.ANEEL.113-2011-SRG-SEM e Desp.ANEEL.4122-11-(ii), que correspondem aproximadamente a R\$ 12,4 milhões, já tinham sido consideradas nas CVAenergia de 2011 e 2012, por isso elas estavam em duplicidade na CVAenergia deste ano e foram retiradas.
- Com relação às faturas da CVAenergia informadas pela SFF neste ano com os acrônimos CVU-Santa Cruz-OfANEEL, Despacho ANEEL nº 494-2012 e Lim.69814520124013400-SUAPE, das competências de janeiro de 2012 a março de 2012, no valor total aproximado de R\$ 2,5 milhões, correspondem a pagamentos relativos a período de fiscalização anterior e que deveria constar na CVAenergia de 2012. Para essas faturas, a Resolução Normativa nº 153, de 14 de março de 2005, determina no art. 5º que:

*“Art 5º A concessionária deverá enviar a ANEEL, no primeiro dia útil seguinte ao trigésimo dia anterior à data do reajuste tarifário anual, a documentação relativa à apuração do saldo da CVA<sub>ENERG</sub> até o trigésimo dia anterior à data do reajuste tarifário anual, juntamente com a proposta do respectivo reajuste.”*

Logo, essas faturas teriam de ser apresentadas até 8 de julho de 2012. Como elas não foram informadas até aquela data pela **CELESC-DIS** e por serem do cálculo da CVA de 2012, elas estão sendo desconsideradas neste reajuste por ser intempestivo o pedido.

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

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

*“§ 4º A Aneel homologará, nos processos tarifários realizados nos doze meses subsequentes à data de 8 de março de 2013, os montantes anuais de recursos da CDE a serem repassados pela Eletrobrás para cobrir, total ou parcialmente, o resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e das despesas de que trata o inciso II do caput”.*

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

Considerando que, no caso da **CELESC-DIS**, os limites previstos na REN n. 549/2013 foram atingidos, os saldos das CVA ESS e Energia Comprada, atualizados até o 5º dia útil anterior, de R\$ 55.800.437,91 e R\$ 513.706.823,81, respectivamente, serão integralmente cobertos com recursos da CDE e não foram repassados às tarifas dos usuários. Esse valor será repassado pela Eletrobrás à concessionária, em parcela única, em até 10 (dez) dias úteis contados da publicação da Resolução Homologatória do resultado deste processo tarifário.

- 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 atualizados até o 5º (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 e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses, ambos referente aos trinta dias anteriores à data do reajuste. No caso da **CELESC-DIS**, utilizou-se a taxa média anual SELIC, no valor de 7,9% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de R\$ 7.955.210,46.

**Tabela 14: Valores apurados da CVA em Processamento**

| Descrição CVA                         | DELTA               | 30º Dia Anterior    | 5º Dia Útil Anterior | 12 Meses Subseqüentes |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|
| CVA <sub>CCC</sub>                    | 12.108.949,52       | 12.727.724,48       | 12.793.176,72        | 13.327.880,91         |
| CVA <sub>CDE</sub>                    | (5.148.952,13)      | (5.272.274,05)      | (5.299.386,69)       | (5.520.880,09)        |
| CVA Rede B.                           | (11.864.570,36)     | (12.186.396,73)     | (12.249.065,19)      | (12.761.027,67)       |
| CVA <sub>COMPRA DE ENERGIA</sub>      | -                   | -                   | -                    | -                     |
| CVA <sub>TRANSPORTE ITAIPU</sub>      | 1.314.644,18        | 1.398.921,04        | 1.406.114,99         | 1.464.885,03          |
| CVA <sub>PROINFA</sub>                | 10.669.821,76       | 10.929.011,42       | 10.985.213,79        | 11.444.352,28         |
| CVA <sub>ESS</sub>                    | -                   | -                   | -                    | -                     |
| CVA <sub>COMPENSAÇÃO FINANCEIRA</sub> | -                   | -                   | -                    | -                     |
| <b>CVA TOTAL em processamento</b>     | <b>7.079.892,97</b> | <b>7.596.986,17</b> | <b>7.636.053,62</b>  | <b>7.955.210,46</b>   |

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

**ix) Saldo a Compensar da CVA-ano anterior (Revisão-2012).** Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2012 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele reajuste 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. No caso da **CELESC-DIS**, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior no valor de R\$ 943.079,61 .

**x) Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade com o disposto na Subcláusula Décima - Oitava do Contrato de Concessão procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para agosto de 2013 foi de de R\$ (12.814.959,55).

**xi) Diferencial Eletronuclear.** Componente Financeiro relativo à diferença entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009. 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 REH 1.406/2013. Neste Reajuste é considerado o valor relativo às parcelas mensais de janeiro de 2013 a maio de 2014, que totaliza R\$ 1.578,65 .

**xii) Repasse de Sobrecontratação de Energia.** De acordo com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas nº 255, de 06/03/2007, e nº 305, de 18/03/2008, em atendimento ao art. 38 do Decreto nº 5.163/04, foi contemplado no atual reajuste tarifário da **CELESC-DIS** o valor de R\$ -7.028.040,14 a título de sobrecontratação de energia, calculado com base nos dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE referentes ao ano civil de 2012. Por fim, foi revertido o valor do adiantamento considerado no processo tarifário anterior, que totalizou R\$ -27.414.704,53, já atualizado pelo IPCA.

**xiii) Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR) na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida no valor de R\$ 4.485.035,69 , já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2012.

**xiv) Parcela de Ajuste das DIT de uso exclusivo.** Refere-se ao impacto financeiro decorrente de outros ajustes e reforços, associado às instalações de conexão de uso exclusivo, informada pela SRT, no valor total de R\$ 498.804,33 , sendo esse valor a preço de agosto de 2013 e atualizado pelo IPCA.

- **Resumo dos Componentes Financeiros**

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

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



**Tabela 15: Componentes Financeiros**

| Componentes Financeiros  | Valor                    | % s/ RA1     |
|--|--------------------------|--------------|
| Ajuste CVArb (NODAL) do ano de 2012  | R\$ (3.877.926,07)       | -0,09%       |
| Ajuste do Subsídio das Cooperativas não permissionárias (RTP 2012)                                 | R\$ 19.858.773,49        | 0,48%        |
| Ajuste Financeiro das Reversões dos anos de 2011 e 2012 da Previsão da sobrecontratação de energia | R\$ (836.627,29)         | -0,02%       |
| Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs  | R\$ (69.065,62)          | 0,00%        |
| Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão anos anteriores da BRR do 2º ciclo               | R\$ 59.520.530,95        | 1,45%        |
| Ajuste Financeiro RGR Janeiro 2013   | R\$ (2.652.997,69)       | -0,06%       |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD)                             | R\$ (2.893.404,70)       | -0,07%       |
| CVA em Processamento Total   | R\$ 7.955.210,46         | 0,19%        |
| Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009   | R\$ 1.578,65             | 0,00%        |
| Exposição CCEAR entre Submercados  | R\$ 4.485.035,69         | 0,11%        |
| Neutralidade - Total   | R\$ (12.814.959,55)      | -0,31%       |
| Parcela de Ajuste de Conexão/DIT   | R\$ 498.804,33           | 0,01%        |
| Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007   | R\$ (7.028.040,14)       | -0,17%       |
| Reversão ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia                                   | R\$ (27.414.704,53)      | -0,67%       |
| Saldo a Compensar CVA ano anterior   | R\$ 943.079,61           | 0,02%        |
| <b>Total geral</b>   | <b>R\$ 35.675.287,57</b> | <b>0,87%</b> |

### III.7. Subvenção CDE – Descontos Tarifários

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

108. Conforme art. 3º do Decreto nº 7.891/2013, o montante mensal de recursos da CDE a ser repassado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - Eletrobras a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários deve ser homologado pela ANEEL. Para definição dos valores mensais a serem repassados durante o ano de 2013, utiliza-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem desconto resultantes do mesmo processo. A partir de 2014, a ANEEL deverá regulamentar metodologia para o repasse desses recursos, considerando as diferenças entre os valores previstos e os realizados.

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

110. Sendo assim, o valor mensal a ser repassado pela Eletrobras à **CELESC-DIS** em relação ao período de dezembro/2013 a julho/2014, até o 10º dia útil do mês subsequente, é de R\$ 31.800.561,89, conforme apresentado na tabela abaixo:



**Tabela 16: Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobrás a CELESC-DIS**

|                                    | Valor Anual           | Valor Mensal         |
|------------------------------------|-----------------------|----------------------|
| SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA   | 58.928.953,69         | 4.910.746,14         |
| SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA | 10.196.848,90         | 849.737,41           |
| SUBSIDIO DISTRIBUIÇÃO              | 182.526.681,08        | 15.210.556,76        |
| SUBSIDIO ÁGUA, ESGOTO E SANEAMENTO | 11.555.760,06         | 962.980,00           |
| SUBSIDIO RURAL                     | 116.099.530,03        | 9.674.960,84         |
| SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR      | 2.298.968,95          | 191.580,75           |
| <b>Total</b>                       | <b>381.606.742,71</b> | <b>31.800.561,89</b> |

### III.8. Análise dos Resultados

111. A comparação entre o reajuste solicitado pela **CELESC-DIS**, de 25,33%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de 15,37%, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

**Tabela 17: Comparação entre o pleito da CELESC-DIS e o cálculo da SRE/ANEEL**

| Descrição  | Empresa              | Aneel                | Motivo  |
|--|----------------------|----------------------|---|
| IGP-M - Fator X  | 4,35%                | 4,07%                | Valor estimado pela CELESC DIS                        |
| RA <sub>0</sub>  | 3.916.052.781        | 3.972.938.892        | Valor estimado pela CELESC DIS                        |
| <b>Encargos Setoriais</b>  | <b>577.460.794</b>   | <b>392.073.361</b>   |   |
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE  | 11.881.871           | 5.286.149            | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE  | 58.058.582           | 58.058.582           | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Encargo de Serviços do Sistema – ESS   | 337.851.956          | 158.510.435          | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Proinfa  | 125.390.823          | 125.390.823          | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| P&D e Eficiência Energética  | 44.075.460           | 44.635.705           | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| ONS  | 202.101              | 191.667              | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| <b>Custo com Transporte de Energia</b>   | <b>245.756.054</b>   | <b>245.394.324</b>   |   |
| Transporte de Itaipu   | 15.536.191           | 14.572.506           | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Rede B.  | 115.668.873          | 124.978.134          | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Rede B. fronteira  | 39.183.232           | 37.697.578           | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| MUST ITAIPU  | 33.211.014           | 32.635.713           | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Conexão  | 33.665.378           | 31.414.055           | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Uso do sistema de distribuição   | 6.695.376            | 2.226.695            | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| <b>Compra de Energia</b>   | <b>2.865.770.981</b> | <b>2.803.013.217</b> |   |
| Energia Comprada   | 2.375.754.643        | 2.262.556.170        | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Itaipu   | 490.016.338          | 540.457.047          | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| <b>VPB<sub>1</sub></b>   | <b>1.122.692.109</b> | <b>1.108.522.261</b> |   |
| <b>IRT</b>   | <b>22,87%</b>        | <b>14,50%</b>        |   |
| <b>CVA</b>   | <b>21.417.354</b>    | <b>(3.916.669)</b>   |   |
| CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade                             | 19.545.946           | 6.436.394            | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| CVA em Processamento - Transmissão   | 1.871.408            | (11.296.143)         | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes   | -                    | 943.080              | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| <b>Outros Componentes Financeiros</b>  | <b>75.059.468</b>    | <b>39.591.957</b>    |   |
| Repasso da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007                               | -                    | (7.028.040)          | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Reversão ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia                     | -                    | (27.414.705)         | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Exposição CCEAR entre Submercados  | -                    | 4.485.036            | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs  | -                    | (69.066)             | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão anos anteriores da BRR do 2º ciclo | 48.862.856           | 59.520.531           | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Ajuste CVArb (NODAL) do ano de 2012  | -                    | (3.877.926)          | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD)               | -                    | (2.893.405)          | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Ajuste Financeiro das Reversões dos anos de 2011 e 2012 da Previsão da sobreco       | -                    | (836.627)            | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Ajuste do Subsídio das Cooperativas não permissionárias (RTP 2012)                   | 19.759.751           | 19.858.773           | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| Custos Financeiros Captação recursos (Térmicas)                                      | 6.436.861            | -                    | Valores validados pela SRE/ANEEL.                     |
| <b>CVA</b>   | <b>0,55%</b>         | <b>-0,10%</b>        |   |
| <b>Subsídios</b>   | <b>0,00%</b>         | <b>0,00%</b>         |   |
| <b>Outros Componentes Financeiros</b>  | <b>1,92%</b>         | <b>0,96%</b>         |   |
| <b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>  | <b>25,33%</b>        | <b>15,37%</b>        |   |

112. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise pormenorizada da apuração do IRT da **CELESC-DIS**.

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

113. O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) de 2013 da **CELESC-DIS**, para aplicação a partir de 7 de agosto de 2013, resultou um percentual médio de 15,37%, sendo composto pelo IRT econômico de 14,50% e pelo somatório dos componentes financeiros (IRT financeiro) no total de 0,87%, representando um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 13,73% em relação às tarifas vigentes.

114. O Valor da Parcela A (VPA) apresentou uma variação de 18,32% no período de referência, representando 13,41% na composição do IRT da concessionária.

115. Dentre os diversos itens de custos considerados na Parcela A, cabe destacar:

i) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais aumentou em 22,5% em comparação com os valores referentes à Revisão Extraordinária em 2013 da **CELESC-DIS**, correspondendo a uma variação tarifária média de 1,8%. Esse aumento é explicado principalmente pela nova previsão de Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER, bem como da quota de custeio do PROINFA.

ii) **Custos de Transmissão**. Variação de 8,1% desses custos em relação ao processo anterior, correspondendo a um impacto tarifário de 0,5%. Esse aumento é explicado principalmente pela nova previsão dos custos com Rede Básica e com os custos da UHE Itaipu.

iii) **Mix de Compra de Energia**. Variação de 18,7% em relação ao processo anterior, contribuindo para um aumento tarifário de 11,1%, 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.

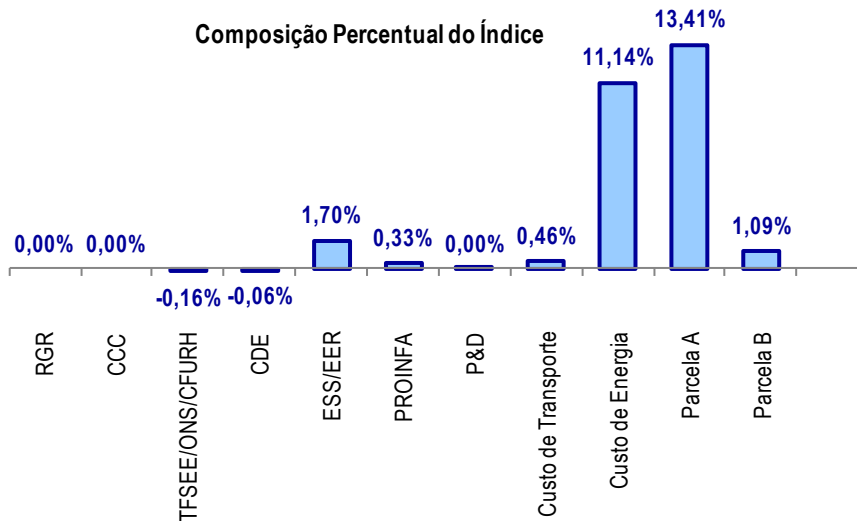
**Tabela 18: Comparação da variação do custo de energia**

| Tipo de contrato          | Montante de energia (MWh) |                      |               | Preço unitário (R\$/MWh) |               |               |
|---------------------------|---------------------------|----------------------|---------------|--------------------------|---------------|---------------|
|                           | DRA                       | DRP                  | Variação      | DRA                      | DRP           | Variação      |
| Exposição                 | -                         | -                    | 0,0%          | -                        | -             | 0%            |
| CCEAR - Energia Existente | 4.775.298                 | 4.401.561            | -7,8%         | 127,92                   | 137,78        | 8%            |
| CCEAR - Energia Nova      | 7.543.179                 | 8.157.937            | 8,1%          | 150,25                   | 183,66        | 22%           |
| Bilaterais                | 208.660                   | 208.660              | 0,0%          | 227,82                   | 241,95        | 6%            |
| Itaipu                    | 4.479.946                 | 4.266.716            | -4,8%         | 100,59                   | 126,67        | 26%           |
| Proinfa                   | 455.198                   | 393.206              | -13,6%        | -                        | -             | 0%            |
| Cota Lei 12.783/2013      | 274.901                   | 274.901              | 0,0%          | 32,89                    | 32,89         | 0%            |
| Cota Angra I/Angra II     | 724.409                   | 724.409              | 0,0%          | 135,00                   | 135,67        | 0%            |
| Geração Própria           | -                         | -                    | 0,0%          | -                        | -             | 0%            |
| <b>TOTAL</b>              | <b>18.461.590,52</b>      | <b>18.427.389,54</b> | <b>-0,19%</b> | <b>127,25</b>            | <b>152,11</b> | <b>19,54%</b> |

116. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGPM no período de agosto de 2012 a julho de 2013, de 5,40%, e o Fator X de 1,33%, sendo esse índice a diferença entre o IGPM e o Fator X, o que resulta em 4,07%. A atualização da Parcela B representou 1,09% na composição do IRT da concessionária.

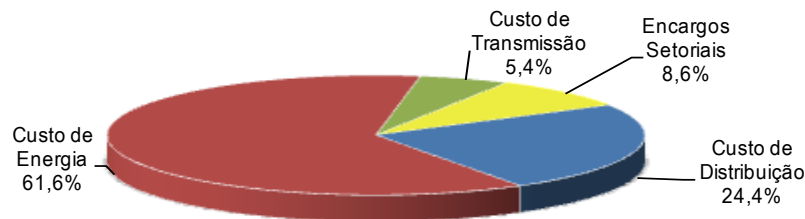
117. Abaixo se apresenta o gráfico da participação percentual dos itens da Parcela A (VPA) e dos itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT (Gráfico I).

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



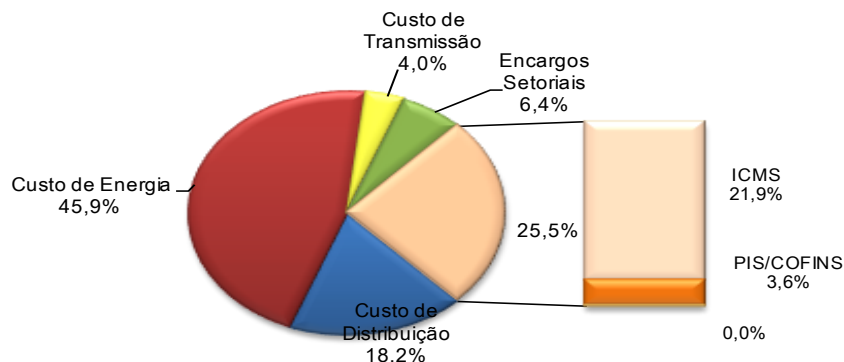
118. A seguir demonstra-se a participação dos itens da Parcela A (VPA – Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos itens gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da concessionária (Gráfico II).

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



119. O Gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora, ou seja, quanto de cada conta de energia elétrica se destina aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí inclusos os custos de operação e manutenção (O&M), a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, bem como quanto se destina ao pagamento dos encargos setoriais e dos tributos. Apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela concessionária foram considerados, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 21,9% para o ICMS e de 3,6% para o PIS e COFINS (total de 25,5% por dentro), incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que equivale a uma majoração de 34,2% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

**Composição da Receita com Tributos**



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

120. A tabela a seguir demonstra na primeira coluna quanto cada item evoluiu no período de 2012 a 2013. A segunda coluna apresenta a participação percentual dos itens da Parcela “A” (VPA) e itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. E a terceira coluna apresenta a distribuição da receita para cobrir os custos de Parcela A e de Parcela B.

**Tabela 19: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B**

| <b>REAJUSTE TARIFÁRIO</b>  | <b>Variação</b> | <b>Participação no IRT</b> | <b>Participação na Receita</b> |
|--|-----------------|----------------------------|--------------------------------|
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE  | -54,34%         | -0,16%                     | 0,12%                          |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE  | -3,74%          | -0,06%                     | 1,28%                          |
| Encargo de Serviços do Sistema - ESS   | 73,98%          | 1,70%                      | 3,48%                          |
| Proinfa  | 11,51%          | 0,33%                      | 2,76%                          |
| P&D e Eficiência Energética  | 0,35%           | 0,00%                      | 0,98%                          |
| ONS  | 4,26%           | 0,00%                      | 0,00%                          |
| <b>Encargos Setoriais</b>  | <b>22,48%</b>   | <b>1,81%</b>               | <b>8,62%</b>                   |
| Transporte de Itaipu   | 2,53%           | 0,01%                      | 0,32%                          |
| Rede B.  | 14,02%          | 0,39%                      | 2,75%                          |
| Rede B. fronteira  | 1,12%           | 0,01%                      | 0,83%                          |
| MUST ITAIPU  | 6,35%           | 0,05%                      | 0,72%                          |
| Conexão  | 0,87%           | 0,01%                      | 0,69%                          |
| Uso do sistema de distribuição   | -11,47%         | -0,01%                     | 0,05%                          |
| <b>Custo com Transporte de Energia</b>   | <b>8,05%</b>    | <b>0,46%</b>               | <b>5,39%</b>                   |
| Energia Comprada   | 18,86%          | 9,04%                      | 49,74%                         |
| Itaipu   | 18,26%          | 2,10%                      | 11,88%                         |
| <b>Compra de Energia</b>   | <b>18,75%</b>   | <b>11,14%</b>              | <b>61,62%</b>                  |
| <b>Receita Anual</b>   |                 |                            |                                |
| <b>Total Parcela A</b>   | <b>18,32%</b>   | <b>13,41%</b>              | <b>75,63%</b>                  |
| <b>Total Parcela B</b>   | <b>4,07%</b>    | <b>1,09%</b>               | <b>24,37%</b>                  |
| <b>Reajuste Tarifário Anual</b>  |                 | <b>14,50%</b>              |                                |
| <b>Financeiros</b>   |                 |                            |                                |
| CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade   |                 | 0,16%                      |                                |
| CVA em Processamento - Transmissão   |                 | -0,27%                     |                                |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes   |                 | 0,02%                      |                                |
| <b>CVA</b>   |                 | <b>-0,10%</b>              |                                |
| Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007   |                 | -0,17%                     |                                |
| Reversão ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia                                   |                 | -0,67%                     |                                |
| Exposição CCEAR entre Submercados  |                 | 0,11%                      |                                |
| Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs  |                 | 0,00%                      |                                |
| Ajuste Financeiro RGR Janeiro 2013   |                 | -0,06%                     |                                |
| Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão anos anteriores da BRR do 2º ciclo               |                 | 1,45%                      |                                |
| Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras                          |                 | 0,00%                      |                                |
| Ajuste CVArb (NODAL) do ano de 2012  |                 | -0,09%                     |                                |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD)                             |                 | -0,07%                     |                                |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TE)                               |                 | 0,00%                      |                                |
| Ajuste Financeiro das Reversões dos anos de 2011 e 2012 da Previsão da sobrecontratação de energia |                 | -0,02%                     |                                |
| Ajuste do Subsídio das Cooperativas não permissionárias (RTP 2012)                                 |                 | 0,48%                      |                                |
| Custos Financeiros Captação recursos (Térmicas)  |                 | 0,00%                      |                                |
| <b>Outros Componentes Financeiros</b>  |                 | <b>0,96%</b>               |                                |
| <b>Total dos componentes Financeiros</b>   |                 | <b>0,87%</b>               |                                |
| <b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>  |                 | <b>15,37%</b>              |                                |

121. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de 13,73%, a ser percebido pelo consumidor cativo da concessionária nos diferentes grupos de consumo.

| <b>Efeito médio a ser percebido pelo consumidor</b> |                           |
|---|---------------------------|
| <b>Grupo de Consumo</b>                             | <b>Variação Tarifária</b> |
| AT - Alta Tensão (> 2,3kV)                          | 14,07%                    |
| BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)                         | 13,47%                    |
| <b>Efeito médio geral</b>                           | <b>13,73%</b>             |

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

### III.9. Tarifas de Suprimento

122. As concessionárias de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano vinculadas à **CELESC-DIS** são: Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA, Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA, Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda. – EFLUL e Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. – IENERGIA. Essa última não adquire energia da **CELESC-DIS**, sendo apenas usuária do sistema de distribuição.

123. Sendo assim, consta do quadro abaixo as Tarifas de Energia Elétrica – TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da **CELESC-DIS**, a serem aplicadas às referidas distribuidoras, observadas as seguintes vigências: IENERGIA a partir de 07/08/2013, COOPERALIANÇA, JOÃO CESA e URUSSANGA a partir de 14/08/2013.

| CELESC-DIS<br>SUBGRUPO | TUSD (R\$/kW) |            | TUSD      | TE        |
|------------------------|---------------|------------|-----------|-----------|
|                        | Ponta         | Fora Ponta | (R\$/MWh) | (R\$/MWh) |
| A3                     | 2,2           | 1,5        | 5,48      | 170,44    |
| A4                     | 2             | 1,52       | 8,47      | 170,44    |

### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

124. O inciso IV do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

125. O inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

126. O art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

127. A Cláusula Sétima do Contrato de Concessão n. 56/1999 que estabelece a metodologia do processo do reajuste.

### V. DA CONCLUSÃO

128. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão n. 56/1999, no que consta do Processo nº 48500.002663/2013-87 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de 15,37% a ser aplicado às tarifas da **CELESC-DIS**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 13,73%, sendo de 14,07% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 13,47% 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 usuários da **CELESC-DIS**, inclusive para as distribuidoras IENERGIA, COOPERALIANÇA, JOÃO CESA e URUSSANGA ;

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

iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas com DIT de uso exclusivo, inclusive em relação ao consumidor do Subgrupo A1;

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;

v) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à **CELESC-DIS** para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária; e

vi) pela homologação do valor de recurso da CDE a ser repassado pela Eletrobrás à **CELESC-DIS**, de modo a custear os saldos apurados da Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA correspondentes à aquisição com compra de energia e ao Encargo de Serviço do Sistema – ESS.

## VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

## VII. ANEXOS

130. As tabelas relacionadas a seguir, constituem os Anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do IRT.

- Tabela I Detalhamento do cálculo do reajuste;
- Tabela II Componentes Financeiros;
- Tabela III CVA consolidada;
- Tabela IV Receita Anual-RA<sub>0</sub> e Mercado (MWh);
- Tabela V Energia Comprada e Tarifa Média; e
- Tabela VI Balanço Energético.

GEOVANE ANSELMO SILVEIRA CAPUTO  
Especialista em Regulação

WELLINGTON CARLOS CARVALHO  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

DAVI ANTUNES LIMA  
Superintendente de Regulação Econômica

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



# **REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DE 2013 DA CELESC-DIS**

## **ANEXOS**

**TABELA I – Detalhamento do cálculo do reajuste**

|                                 |           |                   |        |
|---------------------------------|-----------|-------------------|--------|
| <b>EMPRESA</b>                  | CELESC    | <b>IVI</b>        |        |
| <b>CÓDIGO DA EMPRESA</b>        | D11       | IGP-M             | 5,40%  |
| <b>ANO CIVIL</b>                | 2013      | IPCA              | 6,33%  |
| <b>ANO DA REVISÃO</b>           |           | FATOR X           | 1,33%  |
| <b>DATA DO REAJUSTE</b>         | 07-ago-13 | (IGP-M - FATOR X) | 4,07%  |
| <b>PERÍODO TARIFÁRIO (anos)</b> | 4         | IRT sem Neut.     | 15,83% |

|   | <b>DRA</b>                  | <b>DRP</b>                  | <b>2012/2013</b> | <b>% IRT</b> |
|---|-----------------------------|-----------------------------|------------------|--------------|
| <b>ENCARGOS SETORIAIS</b>                         | <b>R\$ 320.112.963,97</b>   | <b>R\$ 392.073.361,05</b>   | <b>22,5%</b>     | <b>1,8%</b>  |
| Reserva Global de Reversão – RGR                  | R\$ -                       | R\$ -                       | 0,0%             | 0,0%         |
| Conta de Consumo de Combustíveis – CCC            | R\$ -                       | R\$ -                       | 0,0%             | 0,0%         |
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE         | R\$ 11.577.343,02           | R\$ 5.286.148,93            | -54,3%           | -0,2%        |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE         | R\$ 60.313.075,43           | R\$ 58.058.581,52           | -3,7%            | -0,1%        |
| Compensação financeira - CFURH                    | R\$ -                       | R\$ -                       | 0,0%             | 0,0%         |
| Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER | R\$ 91.106.182,94           | R\$ 158.510.435,15          | 74,0%            | 1,7%         |
| PROINFA   | R\$ 112.450.676,72          | R\$ 125.390.823,43          | 11,5%            | 0,3%         |
| P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.         | R\$ 44.481.845,51           | R\$ 44.635.704,66           | 0,3%             | 0,0%         |
| ONS   | R\$ 183.840,35              | R\$ 191.667,36              | 4,3%             | 0,0%         |
| <b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>                      | <b>R\$ 227.108.663,40</b>   | <b>R\$ 245.394.324,23</b>   | <b>8,1%</b>      | <b>0,5%</b>  |
| Transporte de Itaipu                              | R\$ 14.213.147,42           | R\$ 14.572.505,78           | 2,5%             | 0,0%         |
| Rede Básica Contratos Iniciais                    | R\$ -                       | R\$ -                       | 0,0%             | 0,0%         |
| Rede Básica                                       | R\$ 109.609.636,00          | R\$ 124.978.134,00          | 14,0%            | 0,4%         |
| Rede Básica Fronteira                             | R\$ 37.279.324,00           | R\$ 37.697.578,00           | 1,1%             | 0,0%         |
| Rede Básica ONS (A2)                              | R\$ 1.661.454,05            | R\$ 1.869.643,87            | 12,5%            | 0,0%         |
| Rede Básica Export. (A2)                          | R\$ -                       | R\$ -                       | 0,0%             | 0,0%         |
| MUST Itaipu                                       | R\$ 30.686.299,05           | R\$ 32.635.713,11           | 6,4%             | 0,0%         |
| Conexão   | R\$ 31.143.530,98           | R\$ 31.414.054,67           | 0,9%             | 0,0%         |
| Uso do sistema de distribuição                    | R\$ 2.515.271,91            | R\$ 2.226.694,80            | -11,5%           | 0,0%         |
| <b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>                     | <b>R\$ 2.360.501.718,64</b> | <b>R\$ 2.803.013.217,28</b> | <b>18,7%</b>     | <b>11,1%</b> |
| ENERGIA COMPRADA                                  | R\$ 1.903.489.926,01        | R\$ 2.262.556.170,40        | 18,9%            | 9,0%         |
| ITAIPU  | R\$ 457.011.792,62          | R\$ 540.457.046,88          | 18,3%            | 2,1%         |
| <b>RA TOTAL</b>                                   | <b>R\$ 3.972.938.891,52</b> | <b>4.549.003.163,17</b>     |                  |              |
| VPA   | R\$ 2.907.723.346,01        | R\$ 3.440.480.902,56        | 18,32%           | 13,41%       |
| VPB   | R\$ 1.065.215.545,51        | R\$ 1.108.522.260,61        | 4,07%            | 1,09%        |
| Ajuste econômico                                  | R\$ -                       |                             |                  |              |
| RA0 GTF   | R\$ 3.972.938.891,52        |                             |                  | 14,50%       |

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

**TABELA II – Componentes Financeiros**

| Componentes Financeiros  | Valor               | % s/ RA1 |
|--|---------------------|----------|
| Ajuste CVArb (NODAL) do ano de 2012  | R\$ (3.877.926,07)  | -0,09%   |
| Ajuste do Subsídio das Cooperativas não permissionárias (RTP 2012)                                 | R\$ 19.858.773,49   | 0,48%    |
| Ajuste Financeiro das Reversões dos anos de 2011 e 2012 da Previsão da sobrecontratação de energia | R\$ (836.627,29)    | -0,02%   |
| Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs  | R\$ (69.065,62)     | 0,00%    |
| Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão anos anteriores da BRR do 2º ciclo               | R\$ 59.520.530,95   | 1,45%    |
| Ajuste Financeiro RGR Janeiro 2013   | R\$ (2.652.997,69)  | -0,06%   |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD)                             | R\$ (2.893.404,70)  | -0,07%   |
| CVA em Processamento Total   | R\$ 7.955.210,46    | 0,19%    |
| Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009   | R\$ 1.578,65        | 0,00%    |
| Exposição CCEAR entre Submercados  | R\$ 4.485.035,69    | 0,11%    |
| Neutralidade - Total   | R\$ (12.814.959,55) | -0,31%   |
| Parcela de Ajuste de Conexão/DIT   | R\$ 498.804,33      | 0,01%    |
| Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007   | R\$ (7.028.040,14)  | -0,17%   |

**TABELA III – CVA consolidada**

Dados da CVA em Processamento

| DESCRIÇÃO CVA              | Delta               | 30º dia anterior    | 5º dia útil anterior | 12 meses subsequentes |
|----------------------------|---------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|
| CVA CCC                    | 12.108.949,52       | 12.727.724,48       | 12.793.176,72        | 13.327.880,91         |
| CVA CDE                    | (5.148.952,13)      | (5.272.274,05)      | (5.299.386,69)       | (5.520.880,09)        |
| CVA Rede Básica            | (11.864.570,36)     | (12.186.396,73)     | (12.249.065,19)      | (12.761.027,67)       |
| CVA Compra Energia         | -                   | -                   | -                    | -                     |
| CVA Repasse Itaipu         |                     |                     |                      |                       |
| CVA CFURH                  |                     |                     |                      |                       |
| CVA Transporte Itaipu      | 1.314.644,18        | 1.398.921,04        | 1.406.114,99         | 1.464.885,03          |
| CVA Proinfa                | 10.669.821,76       | 10.929.011,42       | 10.985.213,79        | 11.444.352,28         |
| CVA ESS/EER                | -                   | -                   | -                    | -                     |
| <b>CVA TOTAL DAS CVA's</b> | <b>7.079.892,97</b> | <b>7.596.986,17</b> | <b>7.636.053,62</b>  | <b>7.955.210,46</b>   |

Cálculo da CVA Saldo a Compensar

| Valor da CVA 5º dia Útil do último IRT (R\$) |                 |
|--|-----------------|
| CVA TOTAL                                    | 33.183.450,04   |
| CVA CCC                                      | (2.384.353,17)  |
| CVA CONTA DES.ENERG - CDE                    | 13.290.286,86   |
| CVA REDE BÁSICA                              | (260.178,93)    |
| CVA COMPRA ENERGIA                           | 24.670.402,88   |
| CVA COMP. FINANCEIRA                         |                 |
| CVA TRANSPORTE ITAIPU                        | 287.572,65      |
| CVA PROINFA                                  | 13.265.842,30   |
| CVA ENCARGOS SERV SIST                       | (15.686.122,55) |

| Valor da CVA Faturada (R\$) + Sub. CDE |               |
|--|---------------|
| CVA Faturada                           | 33.558.381,44 |
| <b>CVA Faturada + Sub.CDE</b>          |               |

| Valor da CVA Saldo a Compensar (R\$) |                |
|--------------------------------------|----------------|
| CVA CCC                              | (1.344.277,29) |
| CVA CONTA DES.ENERG - CDE            | 1.751.102,75   |
| CVA REDE BÁSICA                      | (14.988,95)    |
| CVA COMPRA ENERGIA                   | 1.610.875,74   |
| CVA COMP. FINANCEIRA                 |                |
| CVA TRANSPORTE ITAIPU                | 28.539,60      |
| CVA PROINFA                          | 463.431,34     |
| CVA ENCARGOS SERV SIST               | (1.551.603,57) |

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

**TABELA IV – Receita e Mercado**

| DESCRIÇÃO                      | MERCADO (MWh)        | RECEITA (R\$)           |
|--------------------------------|----------------------|-------------------------|
| <b>FORNECIMENTO</b>            | <b>15.052.676,14</b> | <b>3.437.923.133,45</b> |
| A1 (230 kV >)                  | -                    | -                       |
| A2 (88 -138 kV)                | 342.769,60           | 57.909.633,25           |
| A3 (69 kV)                     | 92.341,83            | 15.621.705,54           |
| A3a (30 - 44 kV)               | 17.310,16            | 3.616.188,04            |
| A4 (2,3- 25 kV)                | 5.739.232,94         | 1.210.820.221,66        |
| AS                             | -                    | -                       |
| BT (<2,3 kV)                   | 8.861.021,62         | 2.149.955.384,96        |
| <b>SUPRIMENTO</b>              | <b>1.320.525,88</b>  | <b>265.160.526,46</b>   |
| <b>LIVRES A1</b>               | <b>224.934,49</b>    | <b>3.118.982,99</b>     |
| <b>LIVRES (demais)</b>         | <b>5.137.782,82</b>  | <b>234.724.856,98</b>   |
| <b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b> | <b>155.429,33</b>    | <b>12.332.814,34</b>    |
| <b>CONSUMIDOR GERADOR</b>      |                      | <b>19.678.577,30</b>    |
| <b>Subvenção CDE BR</b>        |                      |                         |
| <b>AJUSTE ECONÔMICO</b>        |                      |                         |
| <b>TOTAL</b>                   | <b>21.891.349</b>    | <b>3.972.938.892</b>    |
| <b>ENERGIA P/ APE/PIE</b>      |                      |                         |
| <b>BAIXA RENDA</b>             | 161.481,62           |                         |

**TABELA V – Energia Comprada e Tarifa Média**

| COMPRA DE ENERGIA  | Despesa (R\$)           | Tarifa (R\$/MWh) | Energia (MWh)     |
|--|-------------------------|------------------|-------------------|
| <b>5. ENERGIA CONTRATADA</b>                             |                         |                  |                   |
| <b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>                         |                         |                  |                   |
| Montante Reposição REN 421 - Produto finalizará em 2013  | 8.714.284,43            | 137,78           | 63.249            |
| 1º Existente 2006-08                                     | 4.681.457,41            | 104,39           | 44.847            |
| 1º Existente 2007-08                                     | 1.895.341,76            | 116,99           | 16.201            |
| 2º Existente 2008-08                                     | 85.642.607,29           | 125,52           | 682.287           |
| 4º Existente 2009-08                                     | 524.520.434,85          | 140,50           | 3.733.179         |
| 5º Existente 2007-08                                     | 402.994,52              | 148,97           | 2.705             |
| 8º Existente 2010-05                                     | 86.735,71               | 122,64           | 707               |
| Montante Reposição REN 421 - Produto finalizou em 2012   | 27.969.553,21           | 137,78           | 203.006           |
| 1º Nova A-3 2008-15 T                                    | 157.062.920,93          | 181,33           | 866.183           |
| 1º Nova A-3 2008-30 H                                    | 19.220.147,66           | 156,89           | 122.508           |
| 1º Nova A-4 2009-15 T                                    | 88.043.753,27           | 195,25           | 450.924           |
| 1º Nova A-4 2009-30 H                                    | 5.923.889,14            | 167,64           | 35.336            |
| 1º Nova A-5 2010-15 T                                    | 93.955.707,03           | 178,05           | 527.685           |
| 1º Nova A-5 2010-30 H                                    | 91.839.274,15           | 168,76           | 544.213           |
| 2º Nova A-3 2009-15 T                                    | 261.798.826,05          | 207,95           | 1.258.956         |
| 2º Nova A-3 2009-30 H                                    | 448.908.144,86          | 183,14           | 2.451.148         |
| 4º Nova A-3 2010-15 T                                    | 35.815.404,83           | 214,37           | 167.076           |
| 5º Nova A-5 2012-15 T                                    | 241.604.370,53          | 203,56           | 1.186.911         |
| 5º Nova A-5 2012-30 H                                    | 97.605.992,85           | 177,81           | 548.927           |
| 6º Nova A-3 2011-15 T                                    | 12.774.009,48           | 196,61           | 64.970            |
| Madeira Santo Antônio                                    | 47.588.277,59           | 106,81           | 445.544           |
| Madeira Santo Antônio                                    | 13.488.052,08           | 106,81           | 126.281           |
| <b>CONTRATOS BILATERAIS</b>                              |                         |                  |                   |
| CENAEEL  | 2.621.430,00            | 291,27           | 9.000             |
| CGH Roncador   | 761.716,80              | 122,07           | 6.240             |
| EOL Bom Jardim   | 195.972,00              | 279,96           | 700               |
| Lages Bioenergética                                      | 46.906.120,80           | 243,39           | 192.720           |
| ITAIPU   | 540.457.046,88          | 126,67           | 4.266.715,75      |
| PROINFA  | -                       | -                | <b>393.206</b>    |
| <b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>                                   |                         |                  |                   |
| Cota Angra I/Angra II                                    | 98.278.512,87           | 135,67           | 724.409           |
| Cotas Lei n º 12783/2013                                 | 9.041.434,37            | 32,89            | 274.901           |
| <b>6. Sobra (+) / Exposição (-)</b>                      | <b>164.791.196,09</b>   | <b>167,58</b>    | <b>983.344</b>    |
| <b>7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP</b>       | <b>2.803.013.217,28</b> | <b>152,11</b>    | <b>18.427.390</b> |
| <b>8. CUSTO TOTAL COMPRA DE ENERGIA EM DRA (3.1 * 3)</b> | <b>2.360.501.718,64</b> | <b>127,25</b>    | <b>18.550.272</b> |

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

TABELA VI – Balanço Energético

| Descrição                    | DRA       | DRP       |
|------------------------------|-----------|-----------|
| Perdas Técnicas              | 6,40%     | 6,40%     |
| Perdas na Rede Básica        | 2,36%     | 1,68%     |
| Perdas não Técnicas sobre BT | 2,83%     | 2,83%     |
| Mercado BT                   | 8.861.022 | 8.861.022 |

| PERDAS DE ENERGIA         | PERDAS EM DRA      |                   |                  |
|---------------------------|--------------------|-------------------|------------------|
|                           | % Energia Injetada | % Energia Vendida | Energia (MWh)    |
| <b>1.1 PERDAS</b>         |                    | <b>13,30%</b>     | <b>2.177.070</b> |
| Perdas na Rede Básica (%) |                    | 2,61%             | 427.693          |
| Distribuição (%)          | <b>7,40%</b>       | 10,68%            | 1.749.378        |
| Perdas Técnicas (%)       | <b>6,34%</b>       | 9,15%             | 1.498.611        |
| Perdas não Técnicas (%)   | <b>1,07%</b>       | 1,53%             | 250.767          |

| VENDA DE ENERGIA                          | Receita (R\$)           | Tarifa média (R\$/MWh) | Energia (MWh)     |
|---|-------------------------|------------------------|-------------------|
| <b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>       | <b>3.703.083.659,91</b> | <b>226,17</b>          | <b>16.373.202</b> |
| 2.1 Fornecimento                          | 3.437.923.133,45        | 228,39                 | 15.052.676        |
| 2.2 Suprimento                            | 265.160.526,46          | 200,80                 | 1.320.526         |
| 2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger.        | 266.736.248,62          | 48,34                  | 5.518.147         |
| 2.4 Consumidores Rede Básica              |                         |                        | 224.934           |
| <b>3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)</b> |                         |                        | <b>18.550.272</b> |

|   |  |  |                   |
|---|--|--|-------------------|
| <b>3. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)</b> |  |  | <b>18.427.390</b> |
|---|--|--|-------------------|

| PERDAS EM DRP      |                   |                  |
|--------------------|-------------------|------------------|
| % Energia Injetada | % Energia Vendida | Energia (MWh)    |
|                    | <b>12,55%</b>     | <b>2.054.188</b> |
|                    | 1,86%             | 304.810          |
| <b>7,40%</b>       | 10,68%            | 1.749.378        |
| <b>6,34%</b>       | 9,15%             | 1.498.611        |
| <b>1,07%</b>       | 1,53%             | 250.767          |

| PERDAS na REDE BÁSICA |           |
|-----------------------|-----------|
| DRP                   |           |
| <b>RB (MWh)</b>       | 304.809,9 |
| <b>DITc (MWh)</b>     |           |

TOTAL (%)      304.809,9  
**1,682%**

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