

Processo: 48500.000724/2012-91

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TEs e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSDs referentes à Light Serviços de Eletricidade – LIGHT e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2012.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2012 da **Light Serviços de Eletricidade – LIGHT**, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, de acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima do seu Contrato de Concessão nº 1/1996.

II. DOS FATOS

2. A LIGHT, sediada na cidade de Rio de Janeiro (RJ), atende cerca de **3,5 milhões** de unidades consumidoras, abrangendo 31 municípios do Estado do Rio de Janeiro, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual da ordem de **R\$ 6,7 bilhões**.

Tabela 1: Consumo e clientes da LIGHT

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras	%	Participação no Consumo
Residencial	3.294.707	91,7%	41,3%
Industrial	9.321	0,3%	8,0%
Comercial, Serviços e Outras	265.504	7,4%	34,1%
Rural	10.783	0,3%	0,3%
Poder Público	10.732	0,3%	7,8%
Iluminação Pública	731	0,0%	3,5%
Serviço Público	1.274	0,0%	4,6%
Consumo Próprio	409	0,0%	0,4%
Rural Aquicultor	1	0,0%	0,0%
Total	3.593.462	100%	100%

Fonte: SAMP nov/11 a out/12

II.1. Aspectos Contratuais

3. Em 4 de junho de 1996 foi firmado o Contrato de Concessão nº 1/1996 entre a União, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica — DNAEE, sucedido pela Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL, e a Light Serviços de Eletricidade S.A. — Light. 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 terceira subcláusula da cláusula sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da Concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a sexta subcláusula da cláusula sétima.

4. Em 24 de agosto de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o qual deu nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

5. Em 26 de fevereiro de 2010, foi assinado o Segundo 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.

II.2. Aspectos Metodológicos

6. 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, eram 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.

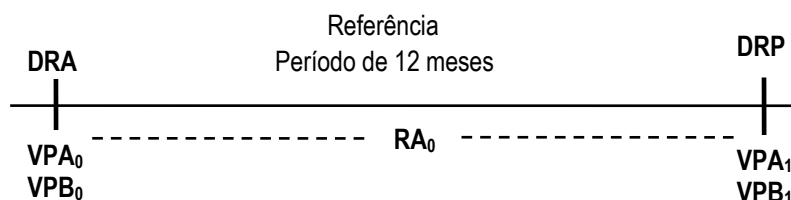
7. Segundo o contrato de concessão, a receita inicial da concessionária é dividida em duas parcelas. A Parcela A envolve os custos relacionados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica, cujos montantes e preços, em certa medida, escapam à vontade ou gestão da distribuidora, além dos 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.

8. 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

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

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.

9. 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:



10. 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_0 - 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;

VPA_1 - 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_0 - 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_0 - 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.

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

II.3. Reajuste Tarifário Anual de 2012

11. Em 07/11/2011, as tarifas da LIGHT foram, em média, reajustadas em 6,57%, sendo 7,21% relativos ao reajuste econômico e – 0,64% aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo, naquela ocasião, a um efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores cativos de 7,82%, conforme Resolução Homologatória n.º 1.232, de 01/11/2011.

III. DA ANÁLISE

III.1. Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2012

12. Por meio da Carta PRF n.º 021/12, de 05/10/2012, a Light encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual médio de **12,30%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 07 de novembro de 2012. O percentual médio pleiteado pela Concessionária reflete a variação dos seguintes itens:

- a) índice de reajuste tarifário — IRT econômico, de 8,88%;
- b) CVA em processamento e saldo da CVA do ano anterior a compensar, de 2,66%;
- c) neutralidade de encargos setoriais, de –0,04%;
- d) subsídios, de 1,11%;
- e) demais financeiros, de –0,32%.

13. Na apuração de sua Receita Anual-RAo a Concessionária utilizou valores realizados até o mês de agosto/2012 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, IPCA e da taxa SELIC dos meses de set/2012 e out/2012.

III.2. Precedentes

14. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 19/09/2012, na sede da ANEEL, procurou prestar aos representantes da Light 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. Ficou acertado que a taxa de câmbio para os cálculos referentes à energia de Itaipu seria a do dia 15 de outubro de 2012.

15. Segundo a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, à vista do disposto no art. 10 da Lei n.º 8.631, de 04 de março de 1993, alterado pelo art. 7º da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, abaixo reproduzido, a Light encontra-se, nesta data, adimplente com as obrigações intrassetoriais relacionadas no referido dispositivo legal.

“Art. 10. O inadimplemento, pelas concessionárias, pelas permissionárias e pelas autorizadas, no recolhimento das parcelas das quotas anuais de Reserva Global de Reversão - RGR, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, compensação financeira pela utilização de recursos hídricos e outros encargos tarifários criados por lei, bem como no pagamento pela aquisição de energia elétrica contratada de forma regulada e da Itaipu Binacional, acarretará a impossibilidade de revisão, exceto a

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

extraordinária, e de reajuste de seus níveis de tarifas, assim como de recebimento de recursos provenientes da RGR, CDE e CCC. (Redação dada pela Lei nº 10.848, de 2004)”

16. Sobre a atualização dos valores dos **serviços cobráveis** previstos nos arts. 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414/2010 é necessário esclarecer que tendo em vista a cobertura dos custos de execução de tais atividades via Empresa de Referência, conforme consta do Anexo I da REN nº 338, de 25/11/2008, o resultado do produto entre as frequências regulatórias e as taxas reais passou a ser revertido para modicidade tarifária, aplicando-se como redutor do custo da Empresa de Referência. Sendo assim, 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 1.121/2011.

III.3. Período de Referência

17. O período de referência para o reajuste da Light é de novembro/2011 a outubro/2012.

III.4. Fator X

18. Conforme a Resolução Homologatória nº 891, de 13/10/2009, que divulgou o resultado definitivo da revisão tarifária periódica de 2008 da Light, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, o valor do componente Xe em **0,00%**.

19. O componente Xa do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual na forma do Anexo VI da Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, sendo considerado para o atual reajuste tarifário o valor de **0,48%**, resultando um Fator X de **0,48%**, como demonstrado na tabela a seguir.

Tabela 2: Fator X

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	7,52%
IPCA	c	5,41%
Xe	e	0,00%
Xa	a	0,48%
Fator X	$e*(1+g-a)+a$	0,48%

III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2012

20. O Reajuste Tarifário Anual da Light, calculado pela SRE, para aplicação a partir de 7 de novembro de 2012, resultou no percentual total de **10,77%**, sendo **7,17%** relativo ao cálculo econômico e **3,60%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

21. O índice médio final do reajuste foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência e o Fator X conforme constam na Tabela 2 acima, resultando um percentual de **7,04%** a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária. O IRT compreende também a atualização de custos relativos à compra e transmissão de energia e aos encargos setoriais.

III.5.1. Receita Anual

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

22. No cálculo da Receita Anual – RA₀ da Light, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 6.705.407.965,59**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF, preenchido de acordo com as orientações constantes do Ofício nº 165/2012-SRE/ANEEL, dirigido à concessionária em 13/09/2012. Dessa receita foi deduzido o valor de R\$ **(2.293.581,74)**, devido às tarifas vigentes não considerarem o ajuste devido à republicação das TUSDg do subgrupo A2, totalizando R\$ **6.703.114.383,85**.

Tabela 3: Mercado GTF

MERCADO	MWh	R(\$)
Fornecimento	19.788.133,00	6.120.124.797,60
A1 (230 kV ou mais)	-	-
A2 (88 a 138 kV)	1.231.351,00	243.036.988,55
A3 (69 kV)	-	-
A3a (30 kV a 44 kV)	382.588,00	105.231.582,68
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4.880.850,00	1.464.226.977,42
As	283.325,00	97.932.684,31
BT (menor que 2,3 kV)	13.010.019,00	4.209.696.564,64
Suprimento	-	-
Consumidores Livres	3.284.593,00	329.465.599,30
Consumidor Distribuição	2.749.967,00	182.381.946,69
Consumidor Gerador	-	73.435.622,00
Ajuste econômico		(2.293.581,74)
TOTAL	25.822.693,00	6.703.114.383,85

III.5.2. Encargos Setoriais

23. Os Encargos Setoriais – RGR, CCC, 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.

24. **A Reserva Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução nº 023/1999, são definidas com base em 2,5% do investimento “*pro rata tempore*”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia. Conforme o contido no art. 20 da Lei nº 12.431, de 27/06/2011, a vigência deste encargo, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, foi prorrogada até 2035. De acordo com o art. 21 da Medida Provisória nº 579, de 11/09/2012, as concessionárias e permissionárias de distribuição ficam desobrigadas do recolhimento da quota anual da RGR a partir de 1º de janeiro de 2013.

25. **A Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoelétrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS. Essas previsões são feitas com base nas condições

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

pluviométricas esperadas, na taxa de crescimento do consumo projetada para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

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

27. A **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL n.º 67/2001.

28. A **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto n.º 2.410/1997. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

29. A Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL n.º 127/2004.

30. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS**, previsto no Decreto n.º 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 MVA, 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.

31. O **Encargo de Energia de Reserva – EER**, conforme previsto no Decreto n.º 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida

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

como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional - SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

32. 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).

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

- **Neutralidade dos Encargos Setoriais**

34. Após as etapas de contribuições no âmbito da Audiência Pública nº 043/2009, a Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 02 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.

35. 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:

VPA₀: 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”.

VPB₀: Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

36. 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

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

“Parcela A” (VPA₀) referentes aos encargos setoriais, custos estes que não variam na mesma proporção do 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.

37. 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.

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

Tabela 4: Encargos Setoriais da Light

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	132.149.709,80	78.857.280,92	Memo 1574/SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	328.733.900,91	169.190.676,25	REH 1291/2012
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	14.147.595,13	14.522.295,13	NT 370/2012
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	231.920.326,84	252.343.560,67	REH 1243/2011
Comp.Financ.Uso de Recursos Hidráulicos - CFURH	-	-	
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	133.373.675,62	145.508.699,31	Previsão SRE - OUT/2012
Proinfa	106.158.785,53	129.356.098,55	REH 1244/2011
P&D e Eficiência Energética	74.804.578,27	71.039.514,22	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
ONS	233.802,33	241.747,69	Contribuição JUL/12 - JUN/13
Total de Encargos Tarifários	1.021.522.374,43	861.059.872,74	

39. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de 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 quota anual da Light referente à Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL, de **R\$ 169.190.676,25**, e a previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER, no total **R\$ 145.508.699,31**, neste último também incluso os custos relacionados à segurança energética, ou seja, aqueles devidos à ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termelétricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.

40. Vale destacar que na definição do valor da quota anual da CCC foi considerado o custo unitário proposto para o exercício de 2012 de R\$ 7,75 por MWh, conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.291, de 15/05/2012.

41. Em relação ao P&D, considerou-se o adicional de 0,30% previsto no parágrafo único do art. 1º da Lei nº 9.991/2000, instituído pela Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, destinado ao

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

ressarcimento de Estados e Municípios que porventura tiverem perda de receita relativa ao ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados. Tendo em vista que a obrigação de recolher o citado adicional de 0,30% se encerra em dezembro/2012, foi considerado neste reajuste da Light apenas 2/12 dessa parcela do encargo.

III.5.3. Transmissão de Energia

42. 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.

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

44. 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.

45. 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.

46. 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.

47. Para fins de repasse tarifário, os custos associados às instalações de transmissão (Rede Básica e Conexão/DIT-Demais Instalações de Transmissão), informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, por meio do Memorando nº 274/2012, de 11/10/2012, estão detalhados nas tabelas abaixo.

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

Tabela 5: Custos com Uso da Rede Básica

Componente	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Rede Básica	399.853.847,27	REH 1.316, 26/06/2012
Rede Básica Fronteira	53.441.254,40	REH 1.316, 26/06/2012
MUST Itaipu	40.946.157,61	REH 1.316, 26/06/2012
Total do Transporte de Energia	494.241.259,27	

Tabela 6: Custos com Conexão/DIT

CONEXÃO	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
Furnas	27.786.143,64	-140.255,74		27.645.887,90
Light Energia	2.146.409,55			2.146.409,55
				0,00
TOTAL	29.932.553,19	-140.255,74	0,00	29.792.297,45
				Data de Referência: jun-12

48. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da TUSDg – Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição aplicável às centrais geradoras conectadas no nível de tensão A2 (138 kV ou 88 kV), a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD informou por meio do Memorando nº 471/2012-SRD/ANEEL, de 19/10/2012, o valor do componente tarifário Rede Básica TUSDg-ONS que, após atualizado pela variação do IGPM até novembro/2012, totalizou R\$ 6.951.486,27, ora considerado no atual reajuste da Light.

49. 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 7: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Rede básica (incluso TUSDg A2)	405.864.864,70	399.853.847,27	REH 1.316, 26/06/2012
Rede básica fronteira	52.254.589,00	53.441.254,40	REH 1.316, 26/06/2012
Conexão	32.002.048,65	31.276.723,13	REH 1.313, 26/06/2012
MUST Itaipu	40.214.353,94	40.946.157,61	REH 1.316, 26/06/2012
Transporte de Itaipu	46.155.070,44	49.889.487,11	REH 1.316, 26/06/2012
Total dos Custos de Transporte	576.490.926,72	575.407.469,51	

III.5.4. Compra de Energia

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

51. O modelo instituído pela Lei nº 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 nº 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

52. 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

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

seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005.

53. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto nº 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.

54. 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

55. 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.

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

$$\text{Energia Injetada} = \text{Energia Fornecida} + \text{Perdas de Energia na Distribuição}$$

$$\text{Perdas de Energia na Distribuição} = \text{Perdas Técnicas} + \text{Perdas Não Técnicas}$$

57. 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.

58. 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 Light.

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

Tabela 8: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas

Descrição	DRP
Perdas Técnicas	5,61%
Perdas na Rede Básica	2,39%
Perdas não Técnicas sobre BT	31,82%

59. Para a 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 físicas regulatórias (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 9: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	19.788.133,00	
Consumidores Livres (MWh)	7.591.231,38	
Mercado Total	19.788.133,00	19.788.133,00
Perdas Rede Básica (MWh)	583.474	616.650
Perdas na Distribuição (MWh)	6.259.826	6.013.106
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	1.887.159	1.873.318
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	4.372.667	4.139.788
Perdas Totais	6.843.300	6.629.755
Energia Requerida	26.631.433	26.417.888

III.5.4.2. Valoração da Compra de energia

60. 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.

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

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

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

- CCEAR – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

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

62. 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 reajuste tarifário anterior, conforme a tabela a seguir:

Tabela 10: Compra de energia na DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
26.631.433	107,79	2.870.717.752,57

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

63. 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 nº. 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente em DRP será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;

(ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº 5.163 de 2004, autorizados pela ANEEL até a data 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.

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

65. 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, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa.

66. O requisito de energia elétrica da Light para atendimento ao seu mercado de referência apurado na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é de **R\$ 26.417.888**, formado por **19.788.133 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **6.629.755 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

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

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

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

Tabela 11: Contratos de Compra de Energia Elétrica da Light e respectivas Tarifas

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
5. ENERGIA CONTRATADA	3.813.830.028,79	128,81	30.152.896
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
Montante reposição REN 421	407.300.975,50	95,92	4.246.448
10º Existente 2012-03	-	#DIV/0!	-
1º Existente 2005-08	59.401.884,85	85,14	697.690
1º Existente 2006-08	468.101.060,95	99,68	4.696.092
1º Existente 2007-08	100.781.988,03	111,71	902.135
2º Existente 2008-08	62.849.903,62	119,86	524.359
4º Existente 2009-08	-	#DIV/0!	-
5º Existente 2007-08	-	#DIV/0!	-
8º Existente 2010-05	-	#DIV/0!	-
9º Existente 2011-03	-	#DIV/0!	-
MCS D 10º Existente 2012-03	655.572,61	81,43	8.050
MCS D 1º Existente 2005-08	14.673.190,99	83,29	176.171
MCS D 1º Existente 2006-08	79.684.512,29	97,11	820.599
MCS D 1º Existente 2007-08	18.450.215,91	109,12	169.079
MCS D 2º Existente 2008-08	26.092.081,63	116,73	223.531
MCS D 4º Existente 2009-08	10.163.439,87	130,78	77.712
MCS D 5º Existente 2007-08	1.297.216,21	138,69	9.354
MCS D 8º Existente 2010-05	146.425,84	113,71	1.288
MCS D 9º Existente 2011-03	838.888,95	114,96	7.297
14º Leilão de ajuste	8.895.544,88	130,73	68.045
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	15.968.742,37	183,72	86.918
1º Alternativa A-3 2010-30 H	6.729.748,56	180,10	37.367
1º Nova A-3 2008-15 T	24.929.039,63	157,04	158.740
1º Nova A-3 2008-30 H	3.363.462,06	149,81	22.451
1º Nova A-4 2009-15 T	44.068.406,52	160,10	275.250
1º Nova A-4 2009-30 H	3.452.897,94	160,08	21.570
1º Nova A-5 2010-15 T	51.414.604,39	170,31	301.889
1º Nova A-5 2010-30 H	50.171.253,46	161,14	311.345
2º Nova A-3 2009-15 T	14.710.364,41	164,78	89.271
2º Nova A-3 2009-30 H	30.395.724,90	174,88	173.809
3º Nova A-5 2011-15 T	74.200.932,99	182,95	405.591
3º Nova A-5 2011-30 H	71.364.599,96	165,44	431.367
4º Nova A-3 2010-15 T	187.388.493,95	170,70	1.097.746
5º Nova A-5 2012-15 T	60.460.431,83	162,91	371.133
5º Nova A-5 2012-30 H	28.212.780,15	169,79	166.162
7º Nova A-5 2013-15 T	241.759.452,53	232,26	1.040.900
7º Nova A-5 2013-30 H	5.150.516,01	122,84	41.927
Madeira Jirau	14.680.377,49	90,19	162.770
Madeira Santo Antônio	7.762.624,79	102,54	75.702
Madeira Santo Antônio	8.825,66	102,54	86
CONTRATOS BILATERAIS			
Norte Fluminense	1.034.958.960,00	162,96	6.351.000
ITAIPU	583.344.887,07	108,91	5.356.366,22
PROINFA	-	-	545.684
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
6. Sobra (+) / Exposição (-)	458.121.638,21	122,66	3.735.007
7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP	3.355.708.390,58	127,02	26.417.888

68. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia para contratos firmados após a Lei nº 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;

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

iii) Para fins de estimativa do custo de aquisição de energia, conforme art. 7º-A da Resolução Normativa nº 421, de 30 de novembro de 2010 (redação dada pela Resolução Normativa nº 496, de 26 de junho de 2012, resultante da Audiência Pública nº 26/2012), o montante de reposição para substituir contratos encerrados foi valorado pelo preço médio dos CCEARs de energia existente da distribuidora;

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, a média dos valores da parcela variável calculada nos últimos 12 meses, tendo como base 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 nº 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto nº 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.

69. Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004 foram levadas em consideração as informações, preços de repasse e regras de reajuste informadas nos respectivos contratos de compra e venda de energia.

70. 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 (2012) foram adotados os montantes publicados na Resolução Homologatória nº 1.240, de 06/12/2011, e para o restante do período de referência valores estimados a partir dos montantes da REH nº 1.240/2011 ajustados pela cota-parte de Itaipu definida para 2013. Para valoração dessa despesa, considerou-se a taxa de câmbio de 2,04 R\$/MWh, do dia 15 de outubro de 2012. A tarifa de Itaipu, fixada em dólares, foi publicada pela Resolução Homologatória nº 1.260, de 31/01/2012.

71. Sendo assim, os custos considerados na DRA e na DRP para a concessionária Light a título de compra de energia elétrica são, respectivamente, de **R\$ 2.870.717.752,57** e **R\$ 3.355.708.390,58**.

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

72. 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/negativos a serem pagos/recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

73. Os componentes financeiros deste IRT 2012 da Light são os seguintes:

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

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

- Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento relativos à Light foram fiscalizados e informados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 1.574/2012-SFF/ANEEL, de 18/10/2012, e referem-se aos meses de competência pertencentes ao período de fiscalização deste IRT-2012.
- 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 de até 103% do mercado regulatório.
- Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVA_{EC} validada preliminarmente pela SFF dizem respeito à:
 - consideração dos valores de repasse do valor normativo à UTE Norte Fluminense, nos termos da Resolução n.º 488/2002, conforme calculados pela SEM, considerando as parcelas compensatórias do preço do gás mais atualizadas, conforme ofícios emitidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustível — ANP;
 - inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh) a partir de setembro de 2010, 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;
- 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 CVAs atualizados até o quinto dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais 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 Light, utilizou-se a taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na BMF, no valor de 7,25% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de R\$ 196.268.290,81 .

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

Tabela 13: Valores apurados da CVA em Processamento

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA _{CCC}	(1.468.864,60)	(1.579.025,86)	(1.585.550,54)	(1.646.483,06)
CVA _{CDE}	20.450.626,12	21.395.516,04	21.483.924,38	22.309.548,94
CVA _{REDE BÁSICA}	11.203.994,82	12.227.940,62	12.278.467,65	12.750.327,65
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	103.652.420,46	105.723.557,42	106.173.180,39	110.253.402,62
CVA _{PROINFA}	19.588.666,56	20.334.855,16	20.418.880,75	21.203.575,82
CVA _{ESS}	27.676.577,55	28.856.090,81	28.975.326,97	30.088.845,22
CVA TOTAL em processamento	182.307.031,44	188.214.374,43	189.004.857,44	196.268.290,81

ii) **Saldo a Compensar da CVA-ano anterior (IRT-2011).** 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 reajuste tarifário de 2011 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 Light, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior no valor de **R\$ 2.018.961,87**.

iii) **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 novembro de 2012 totalizou o valor negativo de **R\$ (3.615.488,65)**, ora revertido em favor da modicidade tarifária.

iv) **Parcela de Ajuste de Conexão/DIT Uso Exclusivo.** Informada pela SRT, por meio do Memorando nº 274/2012-SRT/ANEEL, no valor total de **R\$ (146.554,15)**. Esse valor já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M de junho de 2012 a novembro de 2012.

v) **Repasse de Sobrecontratação de Energia.** O art. 38 do Decreto nº 5.163/04 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Assim, em conformidade com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas nº 255, de 06/03/2007, e nº 305, de 18/03/2008, foi contemplado no atual reajuste tarifário da Light o valor de **R\$ 41.610.646,13**, a título de sobrecontratação de energia, calculado com base nos dados fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE referentes ao ano civil de 2011. Também foi considerada a previsão para os próximos doze meses, no valor de **R\$ 24.588.589,98**. Não há valor a ser revertido neste processo tarifário, visto que não foi concedida previsão no cálculo tarifário anterior.

vi) **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 negativo de **R\$**

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

(2.995.221,74), já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2011.

vii) **Ajuste financeiro dos consumidores CSN.** Considerando que, segundo a Nota Técnica n.º 339/2008-SRE/ANEEL, de 3 de novembro de 2008, havia previsão de saída para a rede básica dos consumidores livres CSN, CSA¹ e Valesul², haveria uma redução de cerca de 12% do mercado total da Concessionária e 2,5% de sua receita verificada no momento da revisão tarifária de 2008. Portanto, optou-se por desconsiderar esses três consumidores na receita verificada do ano-teste e nas projeções de mercado do fator X, mas, em contrapartida, reverteu-se na época, como componente financeiro negativo aplicável como redutor tarifário em benefício dos demais consumidores cativos atendidos pela concessionária, a receita auferida pela Empresa com a cobrança de tarifas à Valesul, à CSN e à CSA, enquanto elas permanecessem conectadas à rede da Distribuidora. Como a CSN ainda continua conectada até o momento, calculou-se um ajuste financeiro de **R\$ (109.632.827,22)**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ 128.831.910,87**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ (104.580.856,50)**.

viii) **Garantias financeiras na contratação regulada de energia elétrica (CCEAR).** Considerando o posicionamento da Procuradoria Geral na ANEEL, constante do Parecer n.º 295/2010-PGE/ANEEL, de 22/04/2010, o repasse tarifário dessa espécie restringe-se aos custos com garantias financeiras previstos nos contratos de que tratam os art. 15 (geração distribuída por chamada pública), art. 27 (CCEAR de leilões de energia nova e existente) e art. 32 (leilões de ajuste) do Decreto n.º 5.163/2004, ou seja, não devem ser reconhecidos eventuais custos incorridos com a constituição das garantias financeiras para participação dos leilões de energia, as quais, embora exigidas no edital, não estão previstas nos contratos de compra e venda de energia e são liberadas após o encerramento dos respectivos leilões. Também vale lembrar que, conforme consta do art. 12 do Decreto n.º 5.177/2004, é vedado o repasse tarifário de despesas ou ressarcimento de custos decorrentes da realização dos leilões de energia. Sendo assim, foram reconhecidos no atual cálculo tarifário os pagamentos efetuados pela Light no período de setembro de 2011 a setembro de 2012, devidamente fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), totalizando o valor já atualizado pelo IGPM de **R\$ 741.246,62**.

ix) **Ajuste financeiro referente ao recálculo do IRT 2011:** as tarifas de TUSDg do subgrupo A2 foram republicadas em 2011, porém, as tarifas dos demais consumidores, que são afetadas pela alteração de receita da TUSDg, não foram alteradas. Sendo assim, calculou-se um financeiro negativo no valor de **R\$ (2.478.560,70)**, já atualizado por IGPM.

x) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD (Fontes Incentivadas).** Conforme previsto no Art. 7º da Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004, foi considerado no atual reajuste tarifário da Light os valores relativos à perda de receita de distribuição decorrentes dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e aos geradores com potência instalada menor ou igual a 30 MW (PCH e Fontes Incentivadas), destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada e adquirida pelos consumidores livres. Foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF, referentes aos meses de competência de novembro/2011 a outubro/2012 (para consumidores livres) e de outubro/2011 a setembro/2012 (para geradores), resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGPM até novembro/2012, no total de **R\$ 67.063.704,27**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, já atualizada pela

¹ A CSA encerrou sua conexão a partir de maio de 2011, conforme faturas fiscalizadas pela SFF.

² A Valesul encerrou suas operações a partir de junho de 2010 segundo a Light.

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

variação do IGPM, de **R\$ (51.714.306,90)**, e as novas previsões de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 64.033.329,39** .

xi) Subsídio a autoprodutor — APE e produtor independente de energia — PIE. Consiste na perda de receita da Concessionária em função da concessão de descontos nas componentes da TUSD referentes a CCC, CDE e PROINFA, para o consumo próprio de autoprodutor e produtor independente de energia, conforme disciplinado na REN 166/2005. Foram reconhecidos no atual cálculo tarifário os descontos concedidos pela Light aos APE e PIE no período de novembro de 2011 a outubro de 2012, fiscalizados e validados pela SFF, totalizando o valor já atualizado pelo IGP-M de **R\$ 13.872.873,14** . Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, no valor atualizado de **R\$ (17.840.618,32)** e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 13.281.630,98** , em conformidade com os dados fornecidos pela SFF.

xii) Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 472, de 24/01/2012, que estabeleceu nova metodologia de apuração e custeio da Diferença Mensal de Receita – DMR das concessionárias e permissionárias de distribuição, decorrente da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE aos consumidores integrantes das Subclasses Residencial Baixa Renda, e considerando que, conforme consta do Anexo III da referida Resolução, a Light pertence ao Grupo B, correspondente às distribuidoras classificadas no ranking de tarifas B1-Residencial nas posições da 46ª maior até a 90ª menor tarifa, o custeio da DMR será por meio de alterações na estrutura tarifária, observado o disposto no art. 12 da REN nº 472/2012 (regra de transição = previsão por meio de componente financeiro).

- Desse modo, conforme a regra de transição prevista no art. 12 da REN nº 472/2012 foi considerado neste IRT-2012 da Light o componente financeiro denominado “Previsão Subsídio Baixa Renda” no valor de R\$ 25.702.808,29 , valor este menor que 0,5% da receita econômica da distribuidora;
- No próximo período de referência contratual da Light (nov/12 a out/13), será custeada com recursos da CDE a DMR que exceder 0,5% da sua receita econômica, no valor mensal de **R\$ 2.993.248** , além dos descontos às famílias indígenas e quilombolas.
- Foi apurado neste IRT da Light, conforme previsto no art. 11 da REN nº 472/2012, o ajuste compensatório correspondente à reversão da “Previsão Subsídio Baixa Renda” concedida no IRT 2011, no valor negativo atualizado de R\$ **(50.981.777,89)**, e sua substituição pelos valores definitivos apurados e validados pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC, conforme consta do Memorando nºs 384/2012-SRC/ANEEL, de 16/10/2012, no valor atualizado de **R\$ 24.802.912,44** aí já deduzidas a subvenção econômica da CDE repassada à concessionária pela ELETROBRÁS nos respectivos períodos.

- **Resumo dos Componentes Financeiros**

74. 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 14: Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS		
Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 196.268.290,81	2,73%
Neutralidade - Total	R\$ (3.615.488,65)	-0,05%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 2.018.961,87	0,03%
Subsídio, reversão e previsão consumidor livre de fonte inc. - Res. 77/2004	R\$ 77.590.531,02	1,08%
Subsídio, reversão e previsão ger. de fontes inc. - Res. 77/2004	R\$ 1.792.195,74	0,02%
Subsídio, reversão e previsão APE/PIE - Res. 166/2005	R\$ 9.313.885,80	0,13%
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ 128.831.910,87	1,79%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$ (146.554,15)	0,00%
Repasso da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	R\$ 41.610.646,13	0,58%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ (2.995.221,74)	-0,04%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 741.246,62	0,01%
Devolução de receita CSN e CSA	R\$ (109.632.827,22)	-1,53%
Previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ (104.580.856,50)	-1,46%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ (476.057,16)	-0,01%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 24.588.589,98	0,34%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	R\$ (2.478.560,70)	-0,03%
Total geral	R\$ 258.830.692,72	3,60%

III.7. Análise dos Resultados

75. A diferença entre o reajuste solicitado pela Light, de 12,30%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **10,77%**, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

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

Tabela 16: Diferenças entre o pleito da Light e o cálculo da SRE

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	7,32%	7,04%	Empresa usou IGP/ÍPCA estimados
Encargos Setoriais	921.615.914	861.059.873	
Reserva Global de Reversão – RGR	85.992.000	78.857.281	Considerado valor definido pela SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	174.163.328	169.190.676	Considerado valor definido pela SRE
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	15.328.139	14.522.295	Considerado valor definido pela SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	265.595.068	252.343.561	Considerado valor definido pela SRE
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	159.353.328	145.508.699	Considerado valor definido pela SRE
Proinfra	132.060.054	129.356.099	Considerado valor definido pela SRE
P&D e Eficiência Energética	88.872.912	71.039.514	Empres ausou base de cálculo com valores estimados
ONS	251.086	241.748	Considerado valor orçamento ONS jul/2012-2013
Custo com Transporte de Energia	573.784.464	575.407.470	
REDE BÁSICA ONS (A2)	6.672.818	6.951.486	Considerado valor definido pela SRD
Conexão	29.932.553	31.276.723	ANEEL usou valores definidos pela SRT e Res. Hom.
Compra de Energia	3.405.697.444	3.355.708.391	
Energia Comprada	2.830.423.564	2.772.363.504	Empresa usou montantes e tarifas diferentes
VPB₁	2.399.996.779	2.391.618.530	
IRT	8,88%	7,17%	
CVA	191.257.824	194.671.764	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	63.073.439	68.339.998	Considerados valores validados por SFF e SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	118.268.887	110.253.403	Considerados valores validados por SFF e SRE
CVA em Processamento - Transmissão	8.696.571	14.059.401	Considerados valores validados por SFF e SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	1.218.926	2.018.962	Considerados valores validados por SRE
Subsídios	81.170.073	88.220.555	
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/200	75.121.876	77.590.531	Considerados valores validados por SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	1.766.555	1.792.196	Considerados valores validados por SFF
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	7.348.207	9.313.886	Considerados valores validados por SFF
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	(3.066.565)	(476.057)	Considerado art. 12 REN 472/2012
Outros Componentes Financeiros	(23.332.100)	(24.061.627)	
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	42.172.406	41.610.646	Considerados valores validados por CCEE e SRE
Previsão da sobrecontratação de energia	24.609.828	24.588.590	Considerados valores validados por CCEE e SRE
Exposição CCEAR entre Submercados	(3.022.782)	(2.995.222)	Considerados valores validados por CCEE e SRE
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	648.167	741.247	Considerados valores validados por CCEE e SRE
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	(140.256)	(146.554)	ANEEL usou valores definidos pela SRT e Res. Hom.
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	(2.642.466)	(2.478.561)	ANEEL aplicou diferença das tarifas sobre o mercado
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	20.139.047	128.831.911	Considerados valores validados por SFF
Devolução de receita CSN e CSA	-	(109.632.827)	Considerados valores validados por SFF
Previsão devolução de receita CSN e CSA	(105.096.043)	(104.580.856)	Considerados valores validados por SFF
CVA	2,62%	2,71%	
Subsídios	1,11%	1,23%	
Outros Componentes Financeiros	-0,32%	-0,33%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	12,30%	10,77%	

76. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise pormenorizada da apuração do IRT da Light.

77. O Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) de 2012 da Light, para aplicação a partir de 07 de novembro de 2012, resultou um percentual final médio de **10,77%**. Este valor é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de **7,17%** e pelo somatório dos componentes financeiros (IRT financeiro) no total de **3,60%**, representando um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **12,27%** em relação às tarifas vigentes.

78. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de **7,24%** no período de referência (novembro/2011 a outubro/2012), representando **4,83%** na composição do IRT da concessionária, ou seja, aproximadamente **66,71%** do reajuste tarifário foram decorrentes da variação da Parcela A.

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

i) **Encargos Setoriais**. O valor total dos encargos setoriais reduziu **-15,71%** em comparação com os valores referentes ao reajuste 2011 da Light, correspondendo a uma redução tarifária média de -

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

2,39%, destacando-se as variações negativas de **-48,53%** da CCC e de **-40,33%** da RGR em relação ao ano anterior, contribuindo, respectivamente, com uma redução de **-2,38%** e de **-0,80%** nas tarifas da Light.

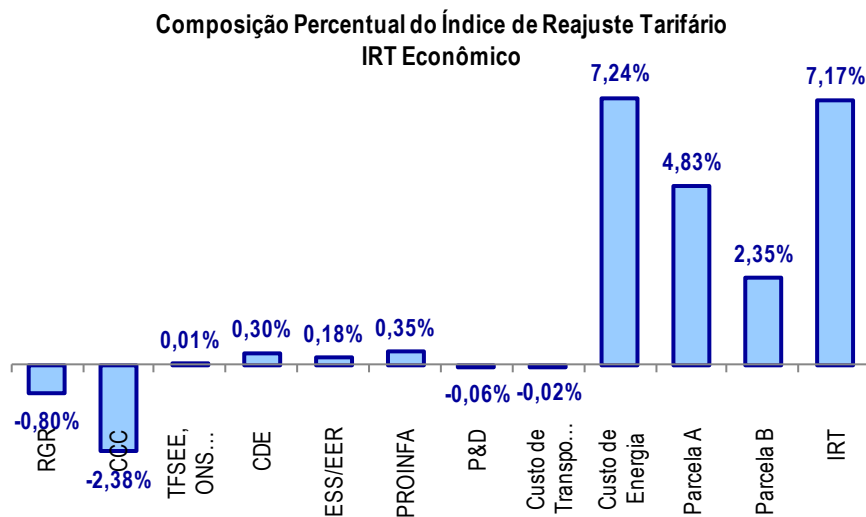
ii) **Custos de Transmissão**. Variação de **-0,19%** destes custos em relação ao ano anterior, já refletindo neste processo tarifário o efeito da variação do IGPM do período junho/2011 a maio/2012, considerada na atualização da TUST que passou a vigorar a partir de 01/07/2012 (REH nº 1.316/2012);

iii) **Mix de Compra de Energia**. Variação de **16,89%** em relação ao ano anterior, contribuindo para um aumento tarifário de **7,24%**, especialmente devido à maior participação no balanço energético da Light de energia proveniente dos novos empreendimentos de geração (leilões de energia nova), cujos preços são superiores aos da energia referentes aos leilões de energia existente. Tal variação do custo da energia comprada também foi influenciada pela variação do IPCA (**5,41%** a.a.) e do IGPM (**7,52%** a.a.), utilizados para reajustar os diversos preços dos produtos adquiridos nos leilões de energia e por meio dos contratos bilaterais anteriores à Lei nº 10.848/2004.

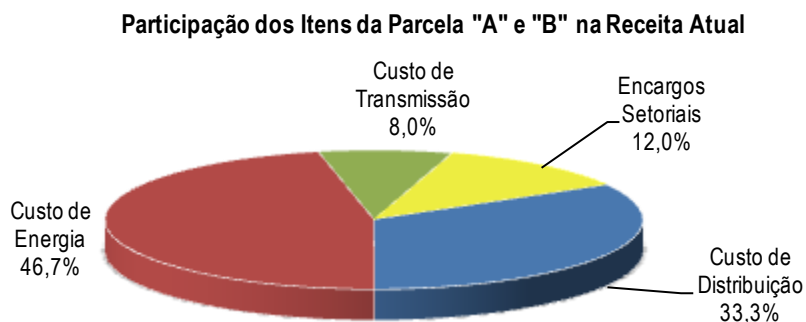
80. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGPM no período de novembro de 2011 a outubro de 2012, de **7,52%**, e o Fator X de **0,48%**, atingindo o percentual final de **7,04%**. A atualização da Parcela B representou **2,35%** na composição do IRT da concessionária.

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

81. 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).



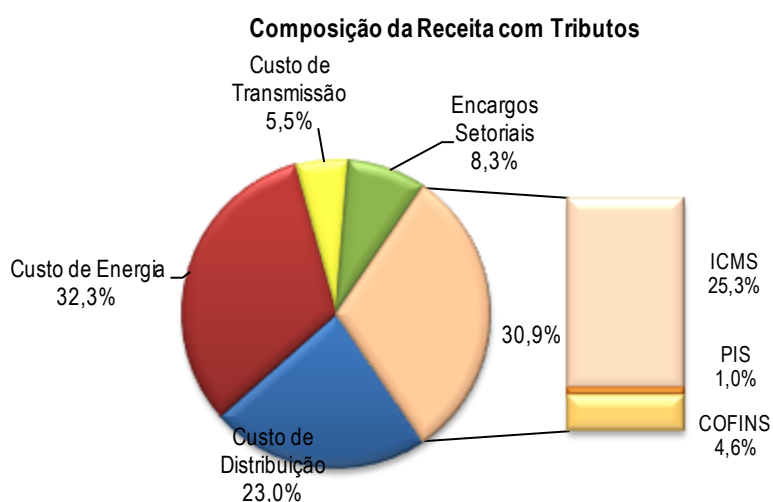
82. A seguir demonstra-se a participação dos itens da Parcela A (VPA – Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos itens gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da Light (Gráfico II).



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

83. O Gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da Light, 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 **25,27%** para o ICMS e de **5,62%** para o PIS e COFINS (total de **30,9%** 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 **44,7%** (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

Composição da receita com tributos



84. A tabela a seguir demonstra na primeira coluna quanto cada item evoluiu no período de 2011 a 2012. 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.

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

Tabela 17: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B da Light

REAJUSTE TARIFÁRIO	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	-40,33%	-0,80%	1,10%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	-48,53%	-2,38%	2,36%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	2,65%	0,01%	0,20%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	8,81%	0,30%	3,51%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	9,10%	0,18%	2,03%
Proinfa	21,85%	0,35%	1,80%
P&D e Eficiência Energética	-5,03%	-0,06%	0,99%
ONS	3,40%	0,00%	0,00%
Encargos Setoriais	-15,71%	-2,39%	11,99%
Transporte de Itaipu	8,09%	0,06%	0,69%
Rede básica	-1,64%	-0,10%	5,47%
Rede básica fronteira	2,27%	0,02%	0,74%
REDE BÁSICA ONS (A2)	8,62%	0,01%	0,10%
MUST ITAIPU	1,82%	0,01%	0,57%
Conexão	-2,27%	-0,01%	0,44%
Custo com Transporte de Energia	-0,19%	-0,02%	8,01%
Energia Comprada	17,06%	6,03%	38,59%
Itaipu	16,12%	1,21%	8,12%
Compra de Energia	16,89%	7,24%	46,71%
Receita Anual			
Total Parcela A	7,24%	4,83%	66,71%
Total Parcela B	7,04%	2,35%	33,29%
Reajuste Tarifário Anual		7,17%	

Financeiros	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	0,95%
CVA em Processamento - Energia comprada	1,53%
CVA em Processamento - Transmissão	0,20%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	0,03%
CVA	2,71%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	1,08%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	0,02%
Subsídio, Reversão e Previsão APE/PIE-Res.166/2005	0,13%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	-0,01%
Subsídios	1,23%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	0,58%
Previsão da sobrecontratação de energia	0,34%
Exposição CCEAR entre Submercados	-0,04%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	0,01%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	0,00%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	-0,03%
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	1,79%
Devolução de receita CSN e CSA	-1,53%
Previsão devolução de receita CSN e CSA	-1,46%
Outros Componentes Financeiros	-0,33%
Total dos componentes Financeiros	3,60%
Reajuste Tarifário com Financeiros	10,77%

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

85. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de **12,27%**, a ser percebido pelo consumidor cativo da Light nos diferentes grupos de consumo.

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A2 - 138kV	14,65%
A3a - 34,5kV	13,26%
A4 - 13,8kV	13,00%
AS	12,59%
B1-Residencial	11,82%
B1-Baixa Renda	13,97%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	13,20%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	11,85%
Efeito médio geral	12,27%

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

86. 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.

87. 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.

88. 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.

V. DA CONCLUSÃO

89. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 01/1996, no que consta do Processo nº 48500.000724/2012-91 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opinamos:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **10,77%** a ser aplicado às tarifas da **Light Serviços de Eletricidade – LIGHT**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **12,27%**, sendo de **13,20%** em média para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de **11,85%** em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD;

iii) pelo estabelecimento da receita anual referente às instalações de Conexão/DIT;

iv) pela aprovação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da quota anual da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL e da previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER da Light; e

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

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

VII. ANEXOS

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

- Tabela I Memória de Cálculo – Reajuste Tarifário Anual – IRT;
- Tabela II Componentes Financeiros;
- Tabela III CVA consolidada;
- Tabela IV Receita Anual-RA₀ e Mercado (MWh);
- Tabela V Encargos Setoriais e Custos de Transmissão de Energia;
- Tabela VI Rede Básica;
- Tabela VII Conexão/DIT uso exclusivo;
- Tabela VIII Energia Comprada e Tarifa Média; e
- Tabela IX Balanço Energético

FLÁVIA LIS PEDERNEIRAS
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 2012 DA LIGHT

ANEXOS

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

TABELA I – Memória de Cálculo

IVI	
IGP-M	7,52%
IPCA	5,41%
FATOR X	0,48%
(IGP-M - FATOR X)	7,04%
IRT sem Neut.	10,87%

ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO	
IRT Anexo II	7,17%
Fin R\$	258.830.692,72
% Fin	3,60%
IRT Anexo I	10,77%

Efeito Médio Consumidor	12,27%
-------------------------	--------

	DRA	DRP	2011/2012	% IRT
ENCARGOS SETORIAIS	R\$ 1.021.522.374,43	R\$ 861.059.872,74	-15,7%	-2,4%
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 132.149.709,80	R\$ 78.857.280,92	-40,3%	-0,8%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 328.733.900,91	R\$ 169.190.676,25	-48,5%	-2,4%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 14.147.595,13	R\$ 14.522.295,13	2,6%	0,0%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 231.920.326,84	R\$ 252.343.560,67	8,8%	0,3%
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 133.373.675,62	R\$ 145.508.699,31	9,1%	0,2%
PROINFA	R\$ 106.158.785,53	R\$ 129.356.098,55	21,9%	0,3%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 74.804.578,27	R\$ 71.039.514,22	-5,0%	-0,1%
ONS	R\$ 233.802,33	R\$ 241.747,69	3,4%	0,0%
TRANSPORTE DE ENERGIA	R\$ 576.490.926,72	R\$ 575.407.469,51	-0,2%	0,0%
Transporte de Itaipu	R\$ 46.155.070,44	R\$ 49.889.487,11	8,1%	0,1%
Rede Básica Contratos Iniciais	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Rede básica	R\$ 399.465.224,60	R\$ 392.902.361,00	-1,6%	-0,1%
Rede básica fronteira	R\$ 52.254.589,00	R\$ 53.441.254,40	2,3%	0,0%
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 6.399.640,10	R\$ 6.951.486,27	8,6%	0,0%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
MUST ITAIPU	R\$ 40.214.353,94	R\$ 40.946.157,61	1,8%	0,0%
Conexão	R\$ 32.002.048,65	R\$ 31.276.723,13	-2,3%	0,0%
Uso do sistema de distribuição	R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
ENERGIA COMPRADA TOTAL	R\$ 2.870.717.752,57	R\$ 3.355.708.390,58	16,9%	7,2%
ENERGIA COMPRADA	R\$ 2.368.359.207,14	R\$ 2.772.363.503,51	17,1%	6,0%
ITAIPU	R\$ 502.358.545,43	R\$ 583.344.887,07	16,1%	1,2%
RA TOTAL	R\$ 6.703.114.383,85	7.183.794.262,83		
VPA	R\$ 4.468.731.053,73	R\$ 4.792.175.732,83	7,2%	4,83%
VPB	R\$ 2.234.383.330,12	R\$ 2.391.618.530,00	7,0%	2,35%
Bolha Econômica	R\$ (2.293.581,74)			
RA0 GTF	R\$ 6.705.407.965,59			

* 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		
Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 196.268.290,81	2,73%
Neutralidade - Total	R\$ (3.615.488,65)	-0,05%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 2.018.961,87	0,03%
Subsídio, reversão e previsão consumidor livre de fonte inc. - Res. 77/2004	R\$ 77.590.531,02	1,08%
Subsídio, reversão e previsão ger. de fontes inc. - Res. 77/2004	R\$ 1.792.195,74	0,02%
Subsídio, reversão e previsão APE/PIE - Res. 166/2005	R\$ 9.313.885,80	0,13%
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ 128.831.910,87	1,79%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$ (146.554,15)	0,00%
Repasse da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007	R\$ 41.610.646,13	0,58%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$ (2.995.221,74)	-0,04%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 741.246,62	0,01%
Devolução de receita CSN e CSA	R\$ (109.632.827,22)	-1,53%
Previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ (104.580.856,50)	-1,46%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ (476.057,16)	-0,01%
Previsão da sobrecontratação de energia	R\$ 24.588.589,98	0,34%
Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	R\$ (2.478.560,70)	-0,03%
Total geral	R\$ 258.830.692,72	3,60%

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

TABELA III – CVA

QUADRO RESUMO	
Descrição	Valores (R\$)
CVA em processamento	196.268.290,81
CVA saldo a compensar	2.018.961,87
Total	198.287.252,68

Dados da CVA em Processamento

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30° DIA ANTERIOR	5° DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENT
CVA CCC	(1.468.864,60)	(1.579.025,86)	(1.585.550,54)	(1.646.483,06)
CVA CONTA DES.ENERG - C	20.450.626,12	21.395.516,04	21.483.924,38	22.309.548,94
CVA REDE BÁSICA	11.203.994,82	12.227.940,62	12.278.467,65	12.750.327,65
CVA COMPRA ENERGIA	103.652.420,46	105.723.557,42	106.173.180,39	110.253.402,62
CVA REPASSE ITAIPU				
CVA COMP. FINANCEIRA				
CVA TRANSPORTE ITAIPU	1.203.610,54	1.255.440,25	1.260.627,85	1.309.073,62
CVA PROINFA	19.588.666,56	20.334.855,16	20.418.880,75	21.203.575,82
CVA ENCARGOS SERV SIST	27.676.577,55	28.856.090,81	28.975.326,97	30.088.845,22
CVA TOTAL DAS CVA's	182.307.031,44	188.214.374,43	189.004.857,44	196.268.290,81

Cálculo da CVA Saldo a Compensar

Valor da CVA 5° dia Útil do último IRT (R\$)		Valor da CVA Faturada (R\$)		
CVA TOTAL DAS CVA's	27.535.234,86	FATURADO	27.007.520,36	
Mês/Ano	Selic Efetiva*	CVA recebida total	CVA Saldo atualizado	CVA Saldo a Compensar
nov/11	1,00860477	2.095.453,74	27.772.169,22	25.676.715,48
dez/11	1,00907328	2.285.206,99	25.909.687,51	23.624.480,52
jan/12	1,00891016	2.301.873,00	23.834.978,42	21.533.105,43
fev/12	1,00748773	2.436.527,88	21.694.339,51	19.257.811,63
mar/12	1,00821139	2.621.798,82	19.415.945,03	16.794.146,21
abr/12	1,00711876	2.353.773,31	16.913.699,70	14.559.926,39
mai/12	1,00744724	2.272.778,90	14.668.357,66	12.395.578,76
jun/12	1,00641503	2.117.540,21	12.475.096,77	10.357.556,56
jul/12	1,00679965	2.102.326,81	10.427.984,32	8.325.657,51
ago/12	1,00691811	2.140.080,24	8.383.255,32	6.243.175,09
set/12	1,00538995	2.140.080,24	6.276.825,49	4.136.745,25
out/12	1,00538995	2.140.080,24	4.159.042,10	2.018.961,87

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

TABELA IV – Receita e Mercado (GTF)

MERCADO DE ENERGIA	
DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
FORNECIMENTO	19.788.133
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	1.231.351
A3 (69 kV)	
A3a (30 kV a 44 kV)	382.588
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4.880.850
As	283.325
BT (menor que 2,3 kV)	13.010.019
SUPRIMENTO	
CONSUMIDORES LIVRES	3.284.593
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	2.749.967
CONSUMIDOR GERADOR	
TOTAL	25.822.693
RECEITA - RA0	
DESCRIÇÃO	R\$
FORNECIMENTO	6.120.124.797,60
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	243.036.988,55
A3 (69 kV)	
A3a (30 kV a 44 kV)	105.231.582,68
A4 (2,3 kV a 25 kV)	1.464.226.977,42
As	97.932.684,31
BT (menor que 2,3 kV)	4.209.696.564,64
SUPRIMENTO	
CONSUMIDORES LIVRES	329.465.599,30
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	182.381.946,69
USO GERAÇÃO	73.435.622,00
TOTAL	6.705.407.965,59
AJUSTE ECONÔMICO - BOLHA	(2.293.581,74)
TOTAL com ajuste	6.703.114.383,85
* Preenchimento Facultativo	
DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
Residencial	
Industrial	
Comercial	
Rural	
Demais	
TOTAL Cativo	-
Suprimento	-
CATIVO + SUPRIMENTO	-
Livres/Dist./Uso Ger.	6.034.560,00
TOTAL	6.034.560,00
Energia Destinada APE/PIE	1.051.422
Mercado Total Baixa Renda GTF	190.249
Mercado Baixa Renda SRC	
DESCRIÇÃO	MWh
Consumo mensal faixa 1	43.797,00
Consumo mensal faixa 2	66.411,00
Consumo mensal faixa 3	57.494,00
Consumo mensal faixa 4	22.547,00
* Informações contidas na coluna D da planilha da SRC.	

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

TABELA V – Encargos Setoriais e Custos de Transmissão

Encargos Setoriais	DRA		DRP
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária	
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 132.149.709,80	R\$ 131.158.416,48	R\$ 78.857.280,92
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 328.733.900,91	R\$ 327.697.397,10	R\$ 169.190.676,25
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 14.147.595,13	R\$ 14.049.037,77	R\$ 14.522.295,13
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 231.920.326,84	R\$ 231.189.150,42	R\$ 252.343.560,67
Compensação financeira - CFURH			
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	R\$ 133.373.675,62	R\$ 133.728.006,79	R\$ 145.508.699,31
PROINFA	R\$ 106.158.785,53	R\$ 105.823.952,59	R\$ 129.356.098,55
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 74.804.578,27	R\$ 74.552.311,55	R\$ 71.039.514,22
ONS	R\$ 233.802,33	R\$ 232.716,94	R\$ 241.747,69
Total de Encargos Tarifários	R\$ 1.021.522.374,43	R\$ 1.018.430.989,65	R\$ 861.059.872,74
		ALÍQUOTA P&D (%)	1,05%

Transporte de Energia	DRA	DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ 46.155.070,44	R\$ 49.889.487,11	REH 1.316, 26/06/2012
Rede Básica Contratos Iniciais			
Rede básica	R\$ 399.465.224,60	R\$ 392.902.361,00	REH 1.316, 26/06/2012
Rede básica fronteira	R\$ 52.254.589,00	R\$ 53.441.254,40	REH 1.316, 26/06/2012
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 6.399.640,10	R\$ 6.951.486,27	Memo SRD/471
MUST ITAIPU	R\$ 40.214.353,94	R\$ 40.946.157,61	REH 1.316, 26/06/2012
Conexão	R\$ 32.002.048,65	R\$ 31.276.723,13	REH 1.313, 26/06/2012
Uso do sistema de distribuição	R\$ -	R\$ -	
Total do Transporte de Energia	R\$ 576.490.926,72	R\$ 575.407.469,51	

Encargos Setoriais + Transporte	R\$ 1.598.013.301,16	R\$ 1.436.467.342,25
--	-----------------------------	-----------------------------

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

TABELA VI – Rede Básica

REDE BÁSICA					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
	ADRIANÓPOLIS---138	5.560,00	4.368,00	82.844,00	65.083,20
BRISA MAR---138	5.554,00	4.354,00	9.280.734,00	7.275.534,00	1671,0
C. PAULISTA---138	5.392,00	4.220,00	18.009.280,00	14.094.800,00	3340,0
GRAJAÚ---138	5.598,00	4.379,00	122.820.120,00	96.075.260,00	21940,0
JACAREPAGUÁ---138	5.640,00	4.426,00	58.926.720,00	46.242.848,00	10448,0
NILO PEÇANHA---138	5.566,00	4.348,00	7.135.612,00	5.574.136,00	1282,0
SANTA CRUZ---138	5.585,00	4.378,00	6.177.010,00	4.842.068,00	1106,0
SÃO JOSÉ---138	5.514,00	4.314,00	109.322.218,20	85.530.658,20	19826,3
ADRIANÓPOLIS---138 FP	1.097,00	2.161,00	17.222,90	33.927,70	15,7
BRISA MAR---138 FP	1.094,00	2.155,00	2.023.900,00	3.986.750,00	1850,0
C. PAULISTA---138 FP	1.057,00	2.080,00	3.572.660,00	7.030.400,00	3380,0
GRAJAÚ---138 FP	1.103,00	2.169,00	25.357.970,00	49.865.310,00	22990,0
JACAREPAGUÁ---138 FP	1.113,00	2.194,00	11.808.930,00	23.278.340,00	10610,0
NILO PEÇANHA---138 FP	1.097,00	2.152,00	1.656.470,00	3.249.520,00	1510,0
SANTA CRUZ---138 FP	1.101,00	2.168,00	1.341.018,00	2.640.624,00	1218,0
SÃO JOSÉ---138 FP	1.085,00	2.133,00	21.932.515,50	43.117.101,90	20214,3
Total/Tarifas Médias	3.290,05	3.236,00	399.465.224,60	392.902.361,00	121.416,20

133.201.973,60

REDE BÁSICA FRONTEIRA					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
	ADRIANÓPOLIS---138	800,00	878,00	11.920,00	13.082,20
BRISA MAR---138	2.074,00	1.677,00	3.465.654,00	2.802.267,00	1671,0
C. PAULISTA---138	1.136,00	907,00	3.794.240,00	3.029.380,00	3340,0
GRAJAÚ---138	725,00	542,00	15.906.500,00	11.891.480,00	21940,0
JACAREPAGUÁ---138	645,00	584,00	6.738.960,00	6.101.632,00	10448,0
NILO PEÇANHA---138	1.409,00	1.141,00	1.806.338,00	1.462.762,00	1282,0
SANTA CRUZ---138	2.074,00	1.677,00	2.293.844,00	1.854.762,00	1106,0
SÃO JOSÉ---138	471,00	410,00	9.338.187,30	8.128.783,00	19826,3
ADRIANÓPOLIS---138 FP	155,00	448,00	2.433,50	7.033,60	15,7
BRISA MAR---138 FP	396,00	818,00	732.600,00	1.513.300,00	1850,0
C. PAULISTA---138 FP	224,00	453,00	757.120,00	1.531.140,00	3380,0
GRAJAÚ---138 FP	142,00	267,00	3.264.580,00	6.138.330,00	22990,0
JACAREPAGUÁ---138 FP	128,00	288,00	1.358.080,00	3.055.680,00	10610,0
NILO PEÇANHA---138 FP	266,00	551,00	401.660,00	832.010,00	1510,0
SANTA CRUZ---138 FP	396,00	818,00	482.328,00	996.324,00	1218,0
SÃO JOSÉ---138 FP	94,00	202,00	1.900.144,20	4.083.288,60	20214,3
Total/Tarifas Médias	430,38	440,15	52.254.589,00	53.441.254,40	121.416,20
				18.157.106,20	

MUST ITAIPU					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
	ITAIPU	3.462,00	3.525,00	40.214.353,94	40.946.157,61

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

TABELA VII – Conexão

CONEXÃO - VALORES ATUALIZADOS	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
Furnas	29.033.925,57	-146.554,15	0,00	28.887.371,42
Light Energia	2.242.797,56	0,00	0,00	2.242.797,56
TOTAL	31.276.723,13	R\$ (146.554,15)	0,00	31.130.168,98

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

TABELA VIII – Energia Comprada e Tarifa Média

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
5. ENERGIA CONTRATADA	3.813.830.028,79	128,81	30.152.896
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
Montante reposição REN 421	407.300.975,50	95,92	4.246.448
10º Existente 2012-03	-	#DIV/0!	-
1º Existente 2005-08	59.401.884,85	85,14	697.690
1º Existente 2006-08	468.101.060,95	99,68	4.696.092
1º Existente 2007-08	100.781.988,03	111,71	902.135
2º Existente 2008-08	62.849.903,62	119,86	524.359
4º Existente 2009-08	-	#DIV/0!	-
5º Existente 2007-08	-	#DIV/0!	-
8º Existente 2010-05	-	#DIV/0!	-
9º Existente 2011-03	-	#DIV/0!	-
MCSD 10º Existente 2012-03	655.572,61	81,43	8.050
MCSD 1º Existente 2005-08	14.673.190,99	83,29	176.171
MCSD 1º Existente 2006-08	79.684.512,29	97,11	820.599
MCSD 1º Existente 2007-08	18.450.215,91	109,12	169.079
MCSD 2º Existente 2008-08	26.092.081,63	116,73	223.531
MCSD 4º Existente 2009-08	10.163.439,87	130,78	77.712
MCSD 5º Existente 2007-08	1.297.216,21	138,69	9.354
MCSD 8º Existente 2010-05	146.425,84	113,71	1.288
MCSD 9º Existente 2011-03	838.888,95	114,96	7.297
14º Leilão de ajuste	8.895.544,88	130,73	68.045
1º Alternativa A-3 2010-15 OF	15.968.742,37	183,72	86.918
1º Alternativa A-3 2010-30 H	6.729.748,56	180,10	37.367
1º Nova A-3 2008-15 T	24.929.039,63	157,04	158.740
1º Nova A-3 2008-30 H	3.363.462,06	149,81	22.451
1º Nova A-4 2009-15 T	44.068.406,52	160,10	275.250
1º Nova A-4 2009-30 H	3.452.897,94	160,08	21.570
1º Nova A-5 2010-15 T	51.414.604,39	170,31	301.889
1º Nova A-5 2010-30 H	50.171.253,46	161,14	311.345
2º Nova A-3 2009-15 T	14.710.364,41	164,78	89.271
2º Nova A-3 2009-30 H	30.395.724,90	174,88	173.809
3º Nova A-5 2011-15 T	74.200.932,99	182,95	405.591
3º Nova A-5 2011-30 H	71.364.599,96	165,44	431.367
4º Nova A-3 2010-15 T	187.388.493,95	170,70	1.097.746
5º Nova A-5 2012-15 T	60.460.431,83	162,91	371.133
5º Nova A-5 2012-30 H	28.212.780,15	169,79	166.162
7º Nova A-5 2013-15 T	241.759.452,53	232,26	1.040.900
7º Nova A-5 2013-30 H	5.150.516,01	122,84	41.927
Madeira Jirau	14.680.377,49	90,19	162.770
Madeira Santo Antônio	7.762.624,79	102,54	75.702
Madeira Santo Antônio	8.825,66	102,54	86
CONTRATOS BILATERAIS			
Norte Fluminense	1.034.958.960,00	162,96	6.351.000
ITAIPU	583.344.887,07	108,91	5.356.366,22
PROINFA	-	-	545.684
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
6. Sobre (+) / Exposição (-)	458.121.638,21	122,66	3.735.007
7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP	3.355.708.390,58	127,02	26.417.888

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

TABELA IX – Balanço Energético

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	5,61%	5,61%
Perdas na Rede Básica	2,24%	2,39%
Perdas não Técnicas sobre BT	33,61%	31,82%
Mercado BT	13.010.019	13.010.019

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA		
	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
1.1 PERDAS		34,58%	6.843.300
Perdas na Rede Básica (%)		2,95%	583.474
Distribuição (%)	18,61%	31,63%	6.259.826
Perdas Técnicas (%)	5,61%	9,54%	1.887.159
Perdas não Técnicas (%)	13,00%	22,10%	4.372.667

PERDAS EM DRP		
% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
	33,50%	6.629.755
	3,12%	616.650
18,01%	30,39%	6.013.106
5,61%	9,47%	1.873.318
12,40%	20,92%	4.139.788

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)	6.120.124.797,60	309,28	19.788.133
2.1 Fornecimento	6.120.124.797,60	309,28	19.788.133
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger.	585.283.167,99	77,10	7.591.231
2.4 Consumidores Rede Básica			-
3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)			26.631.433
4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)			26.417.888

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