

Processo: 48500.001992/2011-49

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica, das tarifas de uso dos sistemas de distribuição — TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão e estabelecimento do valor da taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica — TFSEE, referentes à Light Serviços de Eletricidade S.A. — Light.

## I. DO OBJETIVO

Esta nota técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do reajuste tarifário anual de 2011 da **Light Serviços de Eletricidade S.A. — 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 n.º 1/1996.

## II. DOS FATOS

2. A Light, sediada na cidade do Rio de Janeiro (RJ), atende aproximadamente **3,7 milhões** de unidades consumidoras, abrangendo 31 municípios no estado do Rio de Janeiro, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual da ordem de **R\$ 6,3 bilhões**.

**Tabela 1: Consumo e clientes da Light**

Classe de consumo	N.º de Unidades Consumidoras <sup>1</sup>	Consumo de Energia <sup>2</sup> - MWh	Participação no Consumo
Residencial	3.392.857	8.430.737	42,6%
Industrial	9.588	1.699.718	8,6%
Comercial, Serviços e Outras	247.981	6.271.303	31,7%
Rural	10.694	52.355	0,3%
Poder Público	10.366	1.484.080	7,5%
Iluminação Pública	735	678.171	3,4%
Serviço Público	1.309	1.097.339	5,5%
Consumo Próprio	360	82.558	0,4%
Rural Aquicultor	-	-	0,0%
Rural Irrigante	-	-	0,0%
<b>Total</b>	<b>3.673.890</b>	<b>19.796.260</b>	<b>100%</b>

## II.1. Aspectos Contratuais

3. Em 4 de junho de 1996, foi firmado o Contrato de Concessão n.º 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 28 de setembro de 2005, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o qual dá nova redação à sua cláusula sétima — Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2.º dos art. 36 e 43 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 45/2004, 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

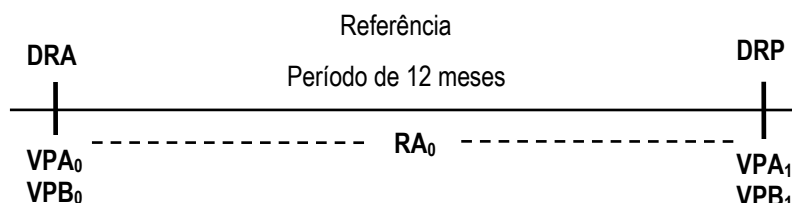
6. Quando da assinatura do contrato de concessão, a Empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas na estrutura tarifária, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão das tarifas estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente 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 restabelecer o poder de compra da receita da Concessionária, segundo fórmula prevista no contrato de concessão. Acontece anualmente, exceto no ano de revisão tarifária, 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 índice geral de preços do mercado — IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A correção da parcela B ainda depende do fator X, índice fixado pela ANEEL por ocasião da revisão tarifária periódica. Sua função é compartilhar com o consumidor os ganhos de eficiência e competitividade da Concessionária, decorrentes do crescimento do número de

unidades consumidoras e do aumento do consumo do mercado existente, o que contribui para a modicidade tarifária.

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, assim definido:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 \cdot (\text{IVI} - \text{X})}{\text{RA}_0}$$

onde:

$\text{VPA}_1$  = valor da parcela A considerando-se as condições vigentes na 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;

$\text{RA}_0$  = receita anual, calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na 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;

$\text{VPB}_0$  = valor da parcela B considerando-se as condições vigentes na data de referência anterior e o mercado de referência, calculado da seguinte forma:

$$\text{VPB}_0 = \text{RA}_0 - \text{VPA}_0$$

onde:

$\text{VPA}_0$  = 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 IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à data de referência anterior. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

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

### II.3. Reajuste Tarifário Anual de 2010

11. Em 7 de novembro de 2010, as tarifas da Light foram, em média, reajustadas em 6,88%, sendo 8,21% relativos ao reajuste econômico e -1,33% aos componentes financeiros pertinentes, conforme a Resolução Homologatória n.º 1.085, de 3 de novembro de 2010.

### III. DA ANÁLISE

#### III.1. Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2011

12. Por meio da carta PRS 233/11, datada de 7 de outubro de 2011, a Light encaminhou à ANEEL solicitação de reajuste tarifário anual médio de **7,66%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 7 de novembro de 2011. O percentual médio pleiteado pela Concessionária reflete a variação dos seguintes itens:

- a) índice de reajuste tarifário — IRT econômico, de 8,39%;
- b) CVA em processamento e saldo da CVA do ano anterior a compensar, de 0,43%;
- c) neutralidade de encargos setoriais, de -0,33%;
- d) subsídios, de 1,93%;
- e) demais financeiros, de -2,77%.

13. Na apuração de sua receita anual — RA<sub>0</sub>, a Light utilizou valores realizados até o mês de agosto de 2011 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados. Por outro lado, considerou em seus cálculos valores estimados para a variação do IGP-M e do índice de preços ao consumidor amplo — IPCA de setembro e outubro de 2011.

14. Por fim, a Light solicitou a atualização pela variação do IPCA da tabela de preços dos serviços cobráveis, de que trata a Resolução ANEEL n.º 457, de 29 de novembro de 2000.

#### III.2. Precedentes

15. A Superintendência de Regulação Econômica — SRE, em reunião realizada em 21 de setembro de 2011, na sede da ANEEL, procurou prestar aos técnicos 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 atendidos para entrega de informações. Ficou acertado que a taxa de câmbio para os cálculos referentes à energia de Itaipu seria a do dia 17 de outubro de 2011.

16. Segundo a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF, conforme as disposições constantes do art. 10 da Lei n.º 8.631, de 4 de março de 1993, alterado pelo art. 7.º da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, a Light encontra-se, nesta data, adimplente com as obrigações intrassetoriais relacionadas no referido dispositivo legal.

#### III.3. Período de Referência

17. O período de referência para o reajuste da Light é de novembro de 2010 a outubro de 2011.

#### III.4. Fator X

18. Conforme a Resolução Homologatória n.º 891, de 13 de outubro de 2009, que homologou o resultado definitivo da revisão tarifária periódica de 2008 da Light, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da Distribuidora, o valor do componente X<sub>e</sub> em **0%**.

19. O componente  $X_a$  do fator X é recalculado em cada reajuste tarifário anual na forma do Anexo VI da Resolução Normativa n.º 234, de 31 de outubro de 2006, sendo considerado para o atual reajuste o valor de  $-0,01\%$ , resultando, para a Light, um fator X de  $-0,01\%$ , como pode ser verificado na tabela 2 a seguir.

**Tabela 2: Fator X**

Resultados Obtidos - Fator X	
IGPM	6,95%
IPCA	7,01%
Xa	-0,01%
FATOR X	-0,01%

### III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2011

20. O reajuste tarifário anual da Light, calculado pela SRE, para aplicação em 7 de novembro de 2011, resultou no percentual total de **6,57%**, sendo 7,21% relativos ao cálculo econômico e  $-0,64\%$  referente aos componentes financeiros pertinentes.

21. O índice médio final do reajuste foi calculado considerando o IGP-M acumulado para o período de referência e o fator X conforme constam na tabela do item III.4, resultando um percentual de 6,96% a ser aplicado para atualizar a parcela B da receita da Concessionária. O índice compreende também a atualização de custos relativos à compra de energia, aos encargos setoriais e ao transporte de energia.

#### III.5.1. Receita Anual

22. No cálculo da receita anual —  $RA_0$  da Light, no período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 6.234.281.134,90**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento — GTF enviado pela Concessionária, conforme a tabela 3:

**Tabela 3: Mercado GTF**

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	R\$
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>19.809.857</b>	<b>5.711.410.087,33</b>
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	1.239.287	233.659.670,75
A3 (69 kV)		
A3a (30 kV a 44 kV)	455.252	116.394.688,37
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4.816.863	1.331.249.358,79
AS	318.864	101.279.534,93
BT (menor que 2,3 kV)	12.979.591	3.928.826.834,49
<b>SUPRIMENTO</b>		
<b>CONSUMIDORES LIVRES</b>	<b>3.156.913</b>	<b>290.898.005,96</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>2.945.750</b>	<b>163.800.915,61</b>
<b>CONSUMIDOR GERADOR</b>		<b>68.172.126,00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>25.912.520</b>	<b>6.234.281.134,90</b>

#### III.5.2. Encargos

23. Os encargos setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, PROINFA, ESS, P&D e ONS, são definidos em leis, 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, pois seus valores são repassados integralmente.

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 n.º 23/2009, 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” constantes da “Receita Líquida”, de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

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 termoe elétrica nos sistemas isolados. Esses 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 ELETROBRAS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

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; e (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 IPCA, do 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:  $CFURH = TAR \cdot GH \cdot 6,75\%$ , 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 ELETROBRAS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto n.º 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 n.º 127/2004.

30. O **encargo de serviços do sistema — ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema interligado nacional — SIN para o atendimento da carga, apurado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica — CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo (distribuição, autoprodutores e comercialização) aos agentes de geração que prestaram serviços não remunerados pelo preço de liquidação de diferenças — PLD, regulamentado pela REN 109/2004. O ESS divide-se em encargo de serviços de restrição de transmissão e o encargo de serviços ancilares. Esse último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL n.º 265/2003 e n.º 688/2003.

31. O encargo referente à **pesquisa e desenvolvimento energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL n.º 271/2000 e a REN 316/2008.

32. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema — ONS**. Esse 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**

33. Após as etapas de contribuições no âmbito da Audiência Pública n.º 43/2009, a Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 2 de fevereiro de 2010, aprovou o modelo-padrão de termo aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, para aprimoramento dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, de modo a assegurar a neutralidade dos itens de custos não gerenciáveis da parcela A, em relação aos encargos setoriais.

34. 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 DRA —  $VPA_0$ , que passou a ser assim considerada:

*“ $VPA_0$ : 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 e o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior, para o uso, e valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, para a conexão; e*

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

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

35. Com a nova redação do inciso (iii) acima apresentada, mesmo mantendo-se a fórmula de obtenção da parcela B por diferença, esta não mais é influenciada, para mais ou para menos, pelos itens da parcela A — VPA<sub>0</sub> referentes aos encargos setoriais, cujos custos 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.

36. 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 de 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 irre recuperáveis (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 do Sistema Especial de Liquidação e Custódia — 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 n.º 25/2002, por ambas possuírem características e finalidades análogas e complementares.

37. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela 4:

**Tabela 4: Encargos setoriais da Light**

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Reserva Global de Reversão – RGR	7.331.580,00	131.158.416,48	Memo 1198/2011-SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	313.451.805,06	327.697.397,10	REN 427/2011
Taxa de Fisc. de Serviços de E. E. – TFSEE	15.028.559,61	14.049.037,77	NT 289/2011-SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	211.433.997,38	231.189.150,42	REH 1093/2010
Encargo de Serviços do Sistema – ESS	111.752.633,09	133.728.006,79	Previsão SRE - out/2011
PROINFA	109.840.234,70	105.823.952,59	REH 1101/2010
P&D e Eficiência Energética	70.131.402,63	74.552.311,55	Fórmula - REN 316/2008
ONS	206.864,82	232.716,94	Contribuição JUL/11 - JUN/12
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>839.177.077,28</b>	<b>1.018.430.989,65</b>	

38. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da neutralidade dos encargos setoriais e da CVA referente ao ESS e ao encargo de energia de reserva — EER do próximo reajuste da Concessionária, foi considerada a previsão do custo anual dos referidos encargos para a Light, no valor de **R\$ 133.728.006,79**, aí inclusos 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.

39. Em relação ao P&D, considerou-se o adicional de 0,30% previsto no parágrafo único do art. 1.º da Lei n.º 9.991/2000, instituído pela Lei n.º 12.111, de 9 de dezembro de 2009, destinado ao ressarcimento de estados e municípios que tiverem eventual perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos sistemas isolados.

40. Quanto à quota anual da RGR, informada pelo Memorando n.º 1.198/2011-SFF/ANEEL, de 26 de outubro de 2011, tendo em vista o contido no art. 20 da Lei n.º 12.431, de 27 de junho de 2011, que prorrogou a vigência deste encargo até 2035, cabe esclarecer que o valor considerado para a Light incorpora a parcela não incluída no último reajuste tarifário da Concessionária, ocasião em que se concedeu cobertura tarifária referente apenas ao período de setembro a dezembro de 2010, devido ao que então dispunha a Lei n.º 9.648/1998, com redação dada pela Lei n.º 10.438/2002, que determinava a extinção do referido encargo para o final do exercício de 2010.

### III.5.3. Transmissão de Energia

41. Os custos com transporte de energia elétrica cobrem a transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo compostos por: rede básica, conexão, transporte de Itaipu e uso de sistemas de distribuição, não constituindo ganhos de receita para a Concessionária.

42. 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 TUST<sub>RB</sub>, relativa ao uso de instalações da rede básica, e TUST<sub>FR</sub>, referente ao uso de instalações de fronteira com a rede básica. As distribuidoras quotistas de Itaipu pagam também a parcela atribuída à geradora Itaipu Binacional pelo uso da rede básica (MUST Itaipu), de forma proporcional às suas quotas-partes.

43. O **custo de conexão** refere-se ao uso, 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.

44. O **transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional** refere-se ao custo de transporte 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, em MW, adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW.

45. 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.

46. Os custos associados às instalações de transmissão (rede básica e conexão), informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão — SRT, por meio do Memorando n.º 375/2011-SRT/ANEEL, de 14 de outubro de 2011, são detalhados nas tabelas 5 e 6.

**Tabela 5: Uso da rede básica**

Componente	Valor (R\$)
Rede Básica	401.966.175,10
Rede Básica Fronteira	51.711.885,00
MUST Itaipu	40.271.747,96
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>493.949.808,05</b>

**Tabela 6: Conexão referente às DIT**

CONEXÃO - VALORES ATUALIZADOS	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)
<b>Furnas</b>	29.712.282,38
<b>Light Energia</b>	2.289.766,26
<b>TOTAL</b>	<b>32.002.048,65</b>

47. Tendo em vista o disposto na REN 349/2009, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da tarifa de uso dos sistemas de distribuição aplicável às centrais geradoras — TUSDg conectadas no nível de tensão A2 (138 kV ou 88 kV), a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição — SRD informou, por meio do Memorando n.º 374/2011-SRD/ANEEL, de 18 de outubro de 2011, o valor do componente tarifário TUSDg-ONS, que, após atualização pela variação do IGP-M até novembro de 2011, totalizou **R\$ 6.399.640,10**, ora considerado no atual reajuste da Light.

48. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (em DRA e DRP) estão demonstrados na tabela 7:

**Tabela 7: Encargo de uso e conexão da rede básica**

Transporte de Energia	DRA	DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ 43.253.141,08	R\$ 46.411.007,00	REH 1173/2011
Rede básica	R\$ 356.869.722,50	R\$ 395.566.535,00	REH 1173/2011
Rede básica fronteira	R\$ 47.756.996,50	R\$ 51.711.885,00	REH 1173/2011
Rede básica ONS (A2)	R\$ 3.954.144,64	R\$ 6.399.640,10	Memo 374/2011-SRD
MUST Itaipu	R\$ 34.967.323,62	R\$ 40.271.747,96	REH 1173/2011
Conexão	R\$ 27.310.311,29	R\$ 32.002.048,65	REH 1171/2011
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>R\$ 514.111.639,63</b>	<b>R\$ 572.362.863,70</b>	

### III.5.4. Compra de Energia

49. A Lei n.º 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.

50. O modelo instituído pela Lei n.º 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 o ACR. O art. 2.º da Lei n.º

10.848/2004 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

51. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no ambiente de contratação regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos art. 14 e 15 do Decreto n.º 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 REN 206, de 22 de dezembro de 2005.

52. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto n.º 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.

53. Ainda, as concessionárias de distribuição situadas nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidroelétrica 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**

54. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. Denomina-se 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.

55. As perdas na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia vendida (considerados o mercado cativo e suprimento) acrescida do consumo de 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:

Energia Injetada = Energia Vendida + Energia de Consumidor Livre + Perdas de Energia na Distribuição

Perdas de Energia na Distribuição = Perdas Técnicas + Perdas Não Técnicas

56. 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.

57. Cabe ressaltar que o referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada na concessionária, enquanto, para perdas não técnicas, o referencial é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. A tabela 8 apresenta os valores para o atual reajuste tarifário da Light.

**Tabela 8: Perdas na rede básica, técnicas e não técnicas**

Descrição	DRA	DRP
Perdas técnicas	5,61%	5,61%
Perdas na rede básica	2,50%	2,24%
Perdas não técnicas sobre BT	35,40%	33,61%

58. Para a obtenção da energia requerida a ser considerada, tanto na DRA como na DRP, é necessário proceder ao cálculo das perdas físicas (MWh) regulatórias, de acordo com as respectivas perdas percentuais determinadas na última revisão tarifária e somar o mercado de venda da concessionária. Sendo assim, são apresentadas as energias requeridas em DRA e em DRP na tabela 9:

**Tabela 9: Energia requerida (MWh) — DRA & DRP**

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA			PERDAS EM DRP		
	% Energia injetada	% Energia vendida	Energia (MWh)	% Energia injetada	% Energia vendida	Energia (MWh)
<b>1.1 PERDAS</b>		36,26%	7.183.458		34,65%	6.863.330
Perdas na rede básica (%)		3,32%	658.374		2,95%	584.389
Distribuição (%)	18,96%	32,94%	6.525.085	18,38%	31,70%	6.278.941
Perdas técnicas (%)	5,61%	9,74%	1.930.309	5,61%	9,67%	1.916.501
Perdas não técnicas (%)	13,35%	23,19%	4.594.775	12,77%	22,02%	4.362.441

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	5.711.410.087,33	288,31	19.809.857
2.1 Fornecimento	5.711.410.087,33	288,31	19.809.857
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores livres/dist./ger.	522.871.047,57	64,76	8.073.427
2.4 Consumidores rede básica	-	-	-
<b>3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)</b>			26.993.315
<b>4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)</b>			26.673.187

### III.5.4.2. Valoração da Compra

59. O art. 36 do Decreto n.º 5.163/2004 estabelece que a ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base A dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os art. 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.

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

- **Contratos bilaterais** — são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei n.º 10.848/2004. As contratações de energia de geração distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei n.º 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 REN 167/2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de geração distribuída.
- **Contratos de leilões** — são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto n.º 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 — referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na REN 218/2006.
- CCEAR — são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto n.º 5.163/2004.

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

61. 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, o qual foi calculado conforme a tabela 10 a seguir:

**Tabela 10: Compra de energia na DRA**

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
26.993.315	104,02	2.807.782.281,02

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

62. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP seguirá, conforme o Contrato de Concessão aos seguintes critérios:

(i) para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei n.º 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na DRP será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;

(ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei n.º 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto n.º 5.163/2004, autorizados pela ANEEL até a 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.

63. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o balanço energético da Concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o período de referência em questão.

64. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório de geração própria, contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado — CCEAR, energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do PROINFA.

65. O requisito de energia elétrica da Light para atendimento ao seu mercado de referência calculado no item anterior é de **26.673.187 MWh**, formado por **19.809.857 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **6.863.330 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica. Na tabela 11 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.

**Tabela 11: Balanço de energia — DRP**

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>			
1º Existente 2005-08	358.333.263,51	80,80	4.434.554,67
1º Existente 2006-08	472.568.811,46	94,60	4.995.312,90
1º Existente 2007-08	101.715.328,54	106,03	959.347,31
2º Existente 2008-08	63.398.788,23	113,76	557.320,99
MCS D 1º Existente 2005-08	51.969.674,20	79,20	656.171,39
MCS D 1º Existente 2006-08	48.775.685,06	92,12	529.487,32
MCS D 1º Existente 2007-08	10.116.725,82	103,51	97.734,42
MCS D 2º Existente 2008-08	18.851.793,71	110,76	170.198,92
MCS D 4º Existente 2009-08	2.502.132,24	124,59	20.083,44
MCS D 5º Existente 2007-08	715.679,34	131,63	5.436,97
10º Leilão de Ajuste P10M-SE	2.864.344,84	110,92	25.823,52
1º Alternativa A-3 2010-15 T A	19.383.199,14	170,44	113.724,47
1º Alternativa A-3 2010-30 H A	6.387.018,89	170,93	37.366,61
1º Nova A-3 2008-15 T	16.443.871,43	103,59	158.739,95
1º Nova A-3 2008-30 H	3.192.169,15	142,18	22.451,27
1º Nova A-4 2009-15 T	27.566.255,08	100,15	275.249,68
1º Nova A-4 2009-30 H	3.277.050,27	151,93	21.569,82
1º Nova A-5 2010-15 T	41.032.812,57	135,92	301.889,44
1º Nova A-5 2010-30 H	47.616.153,91	152,94	311.345,37
2º Nova A-3 2009-15 T	10.145.694,61	113,65	89.271,40
2º Nova A-3 2009-30 H	28.847.744,78	165,97	173.808,71
3º Nova A-5 2011-15 T	56.859.845,22	140,19	405.591,31
3º Nova A-5 2011-30 H	67.730.174,98	157,01	431.367,20
4º Nova A-3 2010-15 T	140.888.652,85	107,97	1.304.887,03
5º Nova A-5 2012-15 T	31.384.649,85	101,20	310.125,00
5º Nova A-5 2012-30 H	22.374.442,43	161,14	138.847,45
<b>CONTRATOS BILATERAIS</b>			
Norte Fluminense	930.675.540,00	146,54	6.351.000,00
ITAIPU	503.828.714,65	93,60	5.383.037,09
PROINFA	-	-	533.498,02
<b>GERAÇÃO PRÓPRIA</b>			
Sobras(+)	214.227.596,14	100,01	2.142.054,21
<b>Total</b>	<b>2.875.218.620,61</b>	<b>107,79</b>	<b>26.673.187,46</b>

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

- (i) para os contratos de energia existente, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 meses subsequentes;



(ii) para os contratos de energia nova, modalidade quantidade, foi utilizado o preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA da data de fechamento do referido produto até outubro de 2010, conforme previsão do Banco Central;

(iii) 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 tarifários está sendo considerada uma estimativa de preço baseada em informações fornecidas pela SRG em agosto de 2011, que leva em consideração a previsão de valores do PLD para o ano e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVA de energia no próximo reajuste tarifário.

67. Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei n.º 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto n.º 5.163/2004, que regulamentam os limites de repasse para os contratos supracitados. A tabela 12 mostra cada leilão e o preço de sua energia, calculado conforme exposto no § 76.

**Tabela 12: Preço médio dos leilões — CCEAR**

<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>3.089.446.216,75</b>	<b>109,24</b>	<b>28.281.743,65</b>
1º Existente 2005-08	358.333.263,51	80,80	4.434.554,67
1º Existente 2006-08	472.568.811,46	94,60	4.995.312,90
1º Existente 2007-08	101.715.328,54	106,03	959.347,31
2º Existente 2008-08	63.398.788,23	113,76	557.320,99
MCSD 1º Existente 2005-08	51.969.674,20	79,20	656.171,39
MCSD 1º Existente 2006-08	48.775.685,06	92,12	529.487,32
MCSD 1º Existente 2007-08	10.116.725,82	103,51	97.734,42
MCSD 2º Existente 2008-08	18.851.793,71	110,76	170.198,92
MCSD 4º Existente 2009-08	2.502.132,24	124,59	20.083,44
MCSD 5º Existente 2007-08	715.679,34	131,63	5.436,97
10º Leilão de Ajuste P10M-SE	2.864.344,84	110,92	25.823,52
1º Alternativa A-3 2010-15 T A	19.383.199,14	170,44	113.724,47
1º Alternativa A-3 2010-30 H A	6.387.018,89	170,93	37.366,61
1º Nova A-3 2008-15 T	16.443.871,43	103,59	158.739,95
1º Nova A-3 2008-30 H	3.192.169,15	142,18	22.451,27
1º Nova A-4 2009-15 T	27.566.255,08	100,15	275.249,68
1º Nova A-4 2009-30 H	3.277.050,27	151,93	21.569,82
1º Nova A-5 2010-15 T	41.032.812,57	135,92	301.889,44
1º Nova A-5 2010-30 H	47.616.153,91	152,94	311.345,37
2º Nova A-3 2009-15 T	10.145.694,61	113,65	89.271,40
2º Nova A-3 2009-30 H	28.847.744,78	165,97	173.808,71
3º Nova A-5 2011-15 T	56.859.845,22	140,19	405.591,31
3º Nova A-5 2011-30 H	67.730.174,98	157,01	431.367,20
4º Nova A-3 2010-15 T	140.888.652,85	107,97	1.304.887,03
5º Nova A-5 2012-15 T	31.384.649,85	101,20	310.125,00
5º Nova A-5 2012-30 H	22.374.442,43	161,14	138.847,45

68. Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada — fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente à Lei n.º 10.848/2004, foram observados os preços de repasse e regras de reajuste informadas pela SEM por meio do Memorando n.º 338/2011-SEM/ANEEL, de 10 de outubro de 2011, observada a data de reajuste prevista em cada contrato.

69. 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 valoração dessa despesa, considerou-se a taxa de câmbio de **R\$ 1,7488/US\$ 1**, do dia 17

de outubro de 2011. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e foi publicada na Resolução Homologatória n.º 1.095/2010.

70. Com base no exposto, os custos a serem considerados na DRA e DRP da Light a título de compra de energia elétrica são respectivamente de **R\$ 2.807.782.281,02** e **R\$ 2.875.218.620,61**.

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

71. Consistem em obrigações, que não os encargos setoriais, impostas às concessionárias e permissionárias por lei, decreto ou atos regulamentares, e que representem ônus financeiros com potencial de gerar desequilíbrio econômico-financeiro. Os componentes financeiros, assim, são montantes apurados pela ANEEL anualmente e que são acrescentados ou subtraídos da receita requerida, objetivando a neutralização de aspectos não considerados na fórmula de reajuste econômico e que possam gerar desequilíbrio econômico-financeiro.

72. Os componentes financeiros consistem em:

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 n.º 25, de 24 de janeiro de 2002, dos Ministérios de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

- Os valores da conta de compensação de variação de valores de itens da parcela A — CVA em processamento relativos à Light foram encaminhados pela SFF, conforme consta do Memorando n.º 1.198/2011-SFF/ANEEL.
- Com relação aos valores da CVA de energia comprada —  $CVA_{EC}$  informados pela SFF, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, observada a ordem de corte prevista na REN 255/2007, alterada pela REN 305/2008, 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 em 20 de dezembro de 2009 e 16 de dezembro de 2010;
  - 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; e

- incorporação nas faturas referentes aos CCEAR por disponibilidade (leilões de energia nova de usinas térmicas) dos pagamentos feitos à CCEE pela Light relativos aos efeitos financeiros a eles pertinentes, bem como daqueles pagamentos e recebimentos feitos por meio do mecanismo auxiliar de compensação — MAC da CCEE.
- Em conformidade com os §§ 2.º e 3.º do art. 3.º da Portaria Interministerial MF/MME n.º 25/2002, e os §§ 1.º e 2.º do art. 6.º da Resolução n.º 89/2002, os valores das CVA 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 referentes aos trinta dias anteriores à data do reajuste. No caso da Light, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados na BM&F, no valor de 10,46% a.a., resultando o valor final da CVA em processamento de **R\$ 29.047.829,19**.
- Conforme previsto no § 4.º do art. 3.º da Portaria Interministerial MF/MME n.º 25/2002, foi verificado se o saldo da CVA em processamento considerado no reajuste tarifário de 2010 teria sido efetivamente compensado com as tarifas homologadas, levando 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 do ano anterior de **R\$ 3.787.424,11**.
- Ainda em relação à CVA<sub>EC</sub>, no que tange à Norte Fluminense, detectou-se que o valor de repasse considerado ano a ano no cálculo da CVA desde o reajuste de 2005 não considerou as parcelas compensatórias mais atualizadas. Desta forma, a área técnica entende que o repasse das faturas desse contrato, de acordo com as regras da Resolução n.º 488/2002, deva ser recalculado até o próximo processo tarifário, considerando as parcelas compensatórias mais atuais para cada período, conforme calculado pela Superintendência de Estudos Econômicos de Mercado — SEM.

*ii) Neutralidade dos encargos setoriais.* Em conformidade com o exposto nos §§ 33-36 desta nota técnica, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir de novembro de 2010 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 taxa do SELIC para novembro de 2011, totalizou o valor negativo de **R\$ (19.171.785,73)**, ora revertido em favor da modicidade tarifária.

*iii) Parcela de ajuste da rede básica fronteira.* Está sendo considerada a parcela de ajuste da rede básica fronteira — PAF, informada pela SRT por meio do Memorando n.º 375/2011, no valor total negativo de **R\$ (487.841,30)**, em consonância com o disposto no Anexo VI da REH 1.171/2010, em que foram considerados os valores financeiros à parcela de ajuste devida à Revisão da receita anual permitida — RAP de fronteira para o ciclo tarifário de transmissão 2010-2011. A referida PAF será contabilizada no ciclo 2011-2012 pelo ONS como valor complementar a menor nos avisos de débito emitidos para a Light. O valor da PAF deverá ser considerado no cálculo da tarifa média da rede básica, para fins de apuração da CVA de rede básica no próximo reajuste tarifário.

iv) **Parcela de ajuste de conexão referente às DIT.** Refere-se ao impacto financeiro decorrente da revisão das transmissoras e de outros ajustes, associado às instalações de conexão de uso exclusivo, informada pela SRT por meio do Memorando n.º 375/2011, no valor total de **R\$ (634.993,07)**. Esse valor já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M de junho de 2011 a novembro de 2011. Além disso, está sendo considerado um passivo financeiro complementar referente ao pagamento à transmissora Light-GT de valores referentes a reforços no módulo de conexão de transformador de 138 kV. Esses valores foram pagos pela Distribuidora de junho a novembro de 2011, e não fazem parte da parcela de ajuste de conexão acima descrita. Atualizados pelo IGP-M, tais valores montam a **R\$ 28.294,29**.

v) **Repasso de sobrecontratação de energia.** O art. 38 do Decreto n.º 5.163/2004 determina que, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus art. 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 na REN 255/2007, alterada pela REN 305/2008, foi contemplado no atual reajuste tarifário da Light o valor total de **R\$ (85.039.378,75)**, calculado com base nos dados fornecidos pela CCEE referentes ao ano civil de 2010. Não há valor a ser revertido no atual reajuste tarifário, pois não foi considerada qualquer previsão no IRT 2010.

vi) **Exposição por diferenças de preços entre submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto n.º 5.163/2004, em seus §§ 2.º e 3.º, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida de **R\$ (6.695.003,98)**, já atualizada pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2010.

vii) **Ajuste financeiro dos consumidores CSN e CSA.** 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 referidos consumidores livres, 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, a receita auferida pela Empresa com a cobrança de tarifas à Valesul<sup>1</sup>, à CSN e à CSA, enquanto elas permanecessem conectadas à rede da Distribuidora. Como a CSN e a CSA<sup>2</sup> ainda continuam até o momento, calculou-se um ajuste financeiro de **R\$ (98.864.755,14)**.

viii) **Garantias financeiras na contratação regulada de energia elétrica.** São os custos relativos à constituição ou manutenção das garantias financeiras exigidas na contratação de energia elétrica no ambiente regulado, em conformidade com os editais de leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes (fiança bancária, contrato de constituição de garantia — CCG ou cessão de CDB) ou de novos empreendimentos (contrato de constituição de garantia de pagamento — CCG, via vinculação de receitas), haja vista que a existência de tais garantias contribui para a modicidade tarifária, uma vez que possibilitam aos vendedores a redução dos preços de venda, dada a segurança do recebimento dos valores envolvidos na compra e venda de energia elétrica. Sendo assim, foram considerados no atual cálculo tarifário da Light os valores fiscalizados e validados pela SFF, referentes aos dispêndios relativos ao período de outubro de 2010 a setembro de 2011, resultando um componente financeiro, atualizado pela variação do IGP-M até novembro de 2011, de **R\$ 558.696,05**.

<sup>1</sup> A Valesul encerrou suas operações a partir de junho de 2010 segundo a Light.

<sup>2</sup> A CSA encerrou sua conexão a partir de maio de 2011, conforme faturas fiscalizadas pela SFF.

ix) **Subsídio na TUSD a consumidores livres de fontes incentivadas.** Conforme previsto no art. 7.º da REN 77/2004, 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 hidroelétricos 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 (para consumidores livres), referentes aos meses de competência de setembro de 2010 a outubro de 2011, resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGP-M até novembro de 2011, no total de **R\$ 48.317.359,48**. Também foram consideradas a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, atualizada pela variação do IGP-M, de **R\$ (40.905.468,70)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 47.022.386,16**.

x) **Subsídio na TUSDg a geradores de fontes incentivadas.** Já os valores fiscalizados e validados pela SFF para geradores, referentes aos meses de competência de outubro de 2010 a setembro de 2011, resultaram um componente financeiro, atualizado pela variação do IGP-M até novembro de 2011, no total de **R\$ 1.109.369,39**. Também foram consideradas a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, atualizada pela variação do IGP-M, de **R\$ (872.977,25)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 1.074.451,28**.

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 2010 a outubro de 2011, fiscalizados e validados pela SFF, totalizando o valor já atualizado pelo IGP-M de **R\$ 17.126.946,34**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, no valor atualizado de **R\$ (8.092.049,24)** e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 16.592.648,55**, em conformidade com os dados fornecidos pela SFF.

xii) **Subsídio à subclasse baixa renda.** Com base nas informações fornecidas pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade — SRC sobre mercado e faturamento de consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda, conforme consta do Memorando n.º 421/2011-SRC/ANEEL, de 14 de outubro de 2011, a Light se encontra adimplente quanto à aprovação e homologação das informações enviadas. Assim, a Concessionária terá direito à previsão para o subsídio a ser concedido nos próximos doze meses, no valor de **R\$ 47.176.925,96**, bem como ao acerto entre a previsão concedida em novembro de 2010, que revertida resulta **R\$ (42.388.887,99)**, e o valor total do subsídio concedido não coberto pelos recursos da CDE, de **R\$ 48.511.383,22**. Os valores referidos já consideram eventuais diferenças de receita decorrentes do cumprimento ao disposto na Lei n.º 12.212/2010, que versa sobre a tarifa social de energia elétrica, e no art. 13 da Lei n.º 12.111/2009, que veda o repasse de percentual referente ao encargo setorial CCC aos consumidores integrantes da subclasse residencial de baixa renda.

### **Resumo dos Componentes Financeiros**

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

**Tabela 13: Componentes Financeiros**

Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 29.047.829,19	0,43%
Neutralidade - Total	R\$ (19.171.785,73)	-0,29%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 3.787.424,11	0,06%
Subsídio, reversão e previsão consumidor livre de fonte inc. - Res. 77/2004	R\$ 54.434.276,94	0,81%
Subsídio, reversão e previsão ger. de fontes inc. - Res. 77/2004	R\$ 1.310.843,42	0,02%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ 53.299.421,19	0,80%
Subsídio, reversão e previsão APE/PIE - Res. 166/2005	R\$ 25.627.545,64	0,38%
Repasse da sobrecontratação de energia REN 255/2007	R\$ (85.039.378,75)	-1,27%
Parcela de ajuste RB fronteira	R\$ (487.841,30)	-0,01%
Parcela de ajuste de conexão/DIT	R\$ (634.993,07)	-0,01%
Devolução de receita CSN e CSA	R\$ (123.887.037,29)	-1,85%
Previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ (119.819.984,95)	-1,79%
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ 144.842.267,10	2,17%
Exposição CCEAR diferença entre submercados	R\$ (6.695.003,98)	-0,10%
Passivo financeiro complementar de conexão/DIT	R\$ 28.294,29	0,00%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 558.696,05	0,01%
<b>Total geral</b>	<b>R\$ (42.799.427,12)</b>	<b>-0,64%</b>

### III.8. Análise dos Resultados

74. A diferença entre o reajuste solicitado pela Light, de **7,65%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **6,57%**, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.



**Tabela 14: Diferenças entre o pleito da Light e o cálculo da SRE**

Descrição	Empresa	ANEEL	Motivo
IGP-M – Fator X	6,94%	6,96%	
RA <sub>0</sub>	6.234.357.356	6.234.281.135	
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>1.000.137.910</b>	<b>1.018.430.990</b>	
Reserva Global de Reversão – RGR	86.036.499	131.158.416	Memo XXX/2011-SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	337.886.664	327.697.397	Projeção conforme mercado GTF
Taxa de Fisc. de Serviços de E. E. – TFSEE	16.242.322	14.049.038	NT 289/2011-SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	249.518.000	231.189.150	REH 1093/2010
ESS/EER	125.741.500	133.728.007	Projeção SRE - out. 2011
PROINFRA	113.440.440	105.823.953	REH 1101/2010
P&D, Efic. Energ. e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	71.272.485	74.552.312	Fórmula paramétrica
ONS	-	232.717	Orçamento ONS 2011/2012
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>570.317.566</b>	<b>572.362.864</b>	
Transporte de Itaipu	46.991.858	46.411.007	Montantes conforme SRT
Rede básica	395.644.445	395.566.535	Montantes conforme SRT
Rede básica fronteira	51.720.845	51.711.885	Montantes conforme SRT
REDE BÁSICA ONS (A2)	6.536.950	6.399.640	Valor conforme SRD
MUST ITAIPU	40.651.110	40.271.748	Montantes conforme SRT
Conexão	28.772.358	32.002.049	Valores conforme SRT
<b>Compra de Energia</b>	<b>2.973.105.551</b>	<b>2.875.218.621</b>	
Energia Comprada	2.484.064.930	2.371.389.906	Tarifas e montantes atualizados conforme SEM e SRE
Itaipu	489.040.621	503.828.715	Taxa de câmbio definitiva
<b>VPB<sub>1</sub></b>	<b>2.213.720.948</b>	<b>2.217.593.198</b>	Fórmula paramétrica
<b>IRT</b>	<b>8,39%</b>	<b>7,21%</b>	
<b>CVA</b>	<b>6.768.559</b>	<b>13.663.468</b>	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	41.237.421	51.098.913	Valores fiscalizados pela SFF
CVA em Processamento - Energia comprada	(41.708.205)	(44.609.814)	Valores fiscalizados pela SFF
CVA em Processamento - Transmissão	7.239.343	3.386.945	Valores fiscalizados pela SFF
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	-	3.787.424	Conforme mercado faturado do GTF
<b>Subsídios</b>	<b>129.661.166</b>	<b>134.672.087</b>	
Subsídio, reversão e previsão cons. livre fonte inc. - Res. 77/2004	56.011.547	54.434.277	Valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, reversão e previsão ger. fonte inc. - Res. 77/2004	1.332.653	1.310.843	Valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, reversão e previsão APE/PIE - Res. 166/2005	25.619.089	25.627.546	Valores fiscalizados pela SFF
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	46.697.877	53.299.421	Valores conforme SRC
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>(186.324.555)</b>	<b>(191.134.982)</b>	
Repasso da sobrecontratação de energia REN 255/2007	(82.679.001)	(85.039.379)	Valores de curto prazo conforme CCEE
Exposição CCEAR diferença entre submercados	-	(6.695.004)	Valores conforme CCEE
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	564.349	558.696	Valores fiscalizados pela SFF
Parcela de ajuste RB fronteira	-	(487.841)	Valores conforme SRT
Parcela de ajuste de conexão/DIT	-	(634.993)	Valores conforme SRT
Passivo financeiro complementar de conexão/DIT	-	28.294	Valores conforme SRT
Devolução de receita CSN e CSA	(123.947.226)	(123.887.037)	
Previsão devolução de receita CSN e CSA	(119.819.985)	(119.819.985)	
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	139.557.308	144.842.267	Valores fiscalizados pela SFF e inflação atualizada
<b>CVA</b>	<b>0,10%</b>	<b>0,20%</b>	
<b>Subsídios</b>	<b>1,92%</b>	<b>2,01%</b>	
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>-2,76%</b>	<b>-2,86%</b>	
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>7,65%</b>	<b>6,57%</b>	

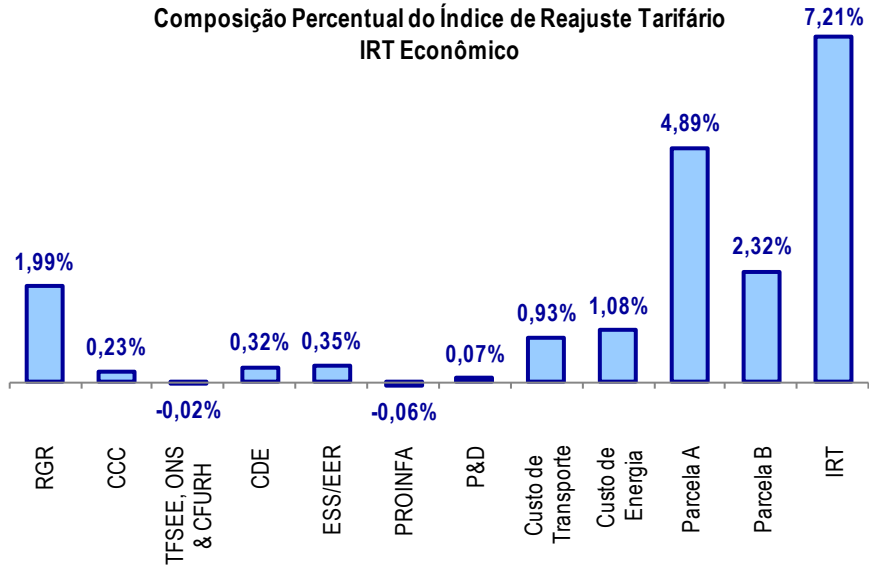
75. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise da apuração do IRT da Light.
76. O IRT de 2011 da Light, para aplicação a partir de 7 de novembro de 2011, resultou um percentual final médio de **6,57%**. Esse valor é composto pelo IRT econômico de **7,21%**, acrescidos os componentes financeiros (IRT financeiro) no total de **-0,64%**, representando um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **7,82%** em relação às tarifas vigentes.
77. O valor da parcela A apresentou uma variação de **7,33%** no período de referência (novembro de 2010 a outubro de 2011), representando **4,89 pontos percentuais** na composição do IRT da Concessionária. Dentre os diversos itens de custos considerados, cabe destacar:
- i) **Encargos setoriais.** Variação de 21,36% em relação ao ano anterior, contribuindo para o aumento tarifário com **2,88 pontos percentuais**, em especial por causa da RGR (como exposto no § 40 desta nota), cuja variação de 1.688,95% resultou numa participação no IRT de **1,99 pontos percentuais**.
  - ii) **Custo com transporte de energia.** Variação de 11,33% em relação ao ano anterior, contribuindo para o aumento tarifário com **0,93 pontos percentuais**, especialmente devida à variação do índice de atualização da RAP, à entrada em operação de novas instalações e à entrada em operação da interligação internacional sob responsabilidade da CIEN, conforme detalha o Memorando n.º 375/2011-SRT/ANEEL.
78. O índice utilizado para reajustar a parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de novembro de 2010 a outubro de 2011, de **6,95%**, que, com o fator X avaliado em **-0,01%**, atingiu o percentual final de **6,96%**, representando uma participação de **2,32 pontos percentuais** na composição do IRT da Concessionária.
79. Do ponto de vista dos componentes financeiros, merecem destaque: (i) a CVA de energia comprada, com impacto tarifário de **-0,67 pontos percentuais**; (ii) o repasse da sobrecontratação de energia, cujo impacto no atual reajuste tarifário da Light é de **-1,27 pontos percentuais**; e (iii) o ajuste referente aos consumidores CSN e CSA, cujo valor contribuiu para o índice de reajuste com **-1,48 pontos percentuais**.
80. A tabela 15 demonstra, na primeira e segunda colunas, a participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. A terceira coluna demonstra quanto cada item evoluiu no período de 2010 a 2011. A quarta coluna apresenta a participação percentual no índice de reajuste tarifário, e a quinta coluna representa a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis. Também são apresentados, logo abaixo, os itens que compõem os financeiros da Light, separados em CVA, subsídios e outros componentes financeiros.

**Tabela 15: Variação e participação no IRT das parcelas A e B da Light**

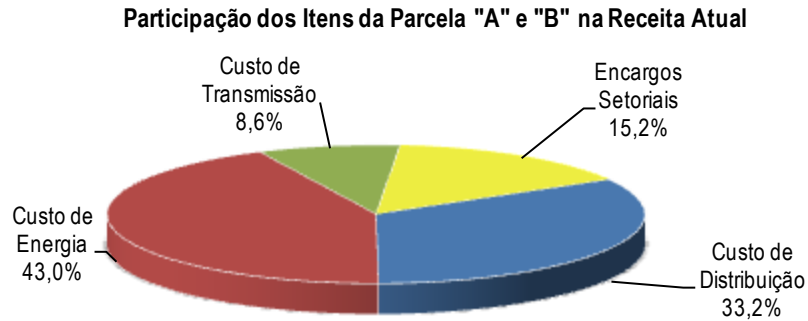
REAJUSTE TARIFÁRIO	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	7.331.580	131.158.416	1688,95%	1,99%	1,96%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	313.451.805	327.697.397	4,54%	0,23%	4,90%
Taxa de Fisc. de Serviços de E. E. – TFSEE	15.028.560	14.049.038	-6,52%	-0,02%	0,21%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	211.433.997	231.189.150	9,34%	0,32%	3,46%
ESS/EER	111.752.633	133.728.007	19,66%	0,35%	2,00%
PROINFA	109.840.235	105.823.953	-3,66%	-0,06%	1,58%
P&D, Efic. Energ. e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	70.131.403	74.552.312	6,30%	0,07%	1,12%
ONS	206.865	232.717	12,50%	0,00%	0,00%
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>839.177.077</b>	<b>1.018.430.990</b>	<b>21,36%</b>	<b>2,88%</b>	<b>15,24%</b>
Transporte de Itaipu	43.253.141	46.411.007	7,30%	0,05%	0,69%
Rede básica	356.869.723	395.566.535	10,84%	0,62%	5,92%
Rede básica fronteira	47.756.997	51.711.885	8,28%	0,06%	0,77%
Rede básica ONS (A2)	3.954.145	6.399.640	61,85%	0,04%	0,10%
MUST Itaipu	34.967.324	40.271.748	15,17%	0,09%	0,60%
Conexão	27.310.311	32.002.049	17,18%	0,08%	0,48%
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>514.111.640</b>	<b>572.362.864</b>	<b>11,33%</b>	<b>0,93%</b>	<b>8,56%</b>
Energia comprada	2.328.765.475	2.371.389.906	1,83%	0,68%	35,48%
Itaipu	479.016.806	503.828.715	5,18%	0,40%	7,54%
<b>Compra de Energia</b>	<b>2.807.782.281</b>	<b>2.875.218.621</b>	<b>2,40%</b>	<b>1,08%</b>	<b>43,02%</b>
<b>Receita Anual</b>	<b>6.234.281.135</b>	<b>6.683.605.672</b>			
<b>Total Parcela A</b>	<b>4.161.070.998</b>	<b>4.466.012.474</b>	<b>7,33%</b>	<b>4,89%</b>	<b>66,82%</b>
<b>Total Parcela B</b>	<b>2.073.210.137</b>	<b>2.217.593.198</b>	<b>6,96%</b>	<b>2,32%</b>	<b>33,18%</b>
<b>Reajuste Tarifário Anual</b>		<b>7,21%</b>		<b>7,21%</b>	

Financeiros		
CVA em processamento - encargos setoriais + neutralidade	51.098.913	0,76%
CVA em processamento - energia comprada	(44.609.814)	-0,67%
CVA em processamento - transmissão	3.386.945	0,05%
Saldo a compensar CVA-ano anterior + ajustes	3.787.424	0,06%
<b>CVA</b>	<b>13.663.468</b>	<b>0,20%</b>
Subsídio, reversão e previsão cons. livre fonte inc. - Res. 77/2004	54.434.277	0,81%
Subsídio, reversão e previsão ger. fonte inc. - Res. 77/2004	1.310.843	0,02%
Subsídio, reversão e previsão APE/PIE - Res. 166/2005	25.627.546	0,38%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	53.299.421	0,80%
<b>Subsídios</b>	<b>134.672.087</b>	<b>2,01%</b>
Repasse da sobrecontratação de energia REN 255/2007	(85.039.379)	-1,27%
Exposição CCEAR diferença entre submercados	(6.695.004)	-0,10%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	558.696	0,01%
Parcela de ajuste RB fronteira	(487.841)	-0,01%
Parcela de ajuste de conexão/DIT	(634.993)	-0,01%
Passivo financeiro complementar de conexão/DIT	28.294	0,00%
Devolução de receita CSN e CSA	(123.887.037)	-1,85%
Previsão devolução de receita CSN e CSA	(119.819.985)	-1,79%
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	144.842.267	2,17%
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>(191.134.982)</b>	<b>-2,86%</b>
<b>Total dos componentes Financeiros</b>	<b>(42.799.427)</b>	<b>-0,64%</b>
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>		<b>6,57%</b>

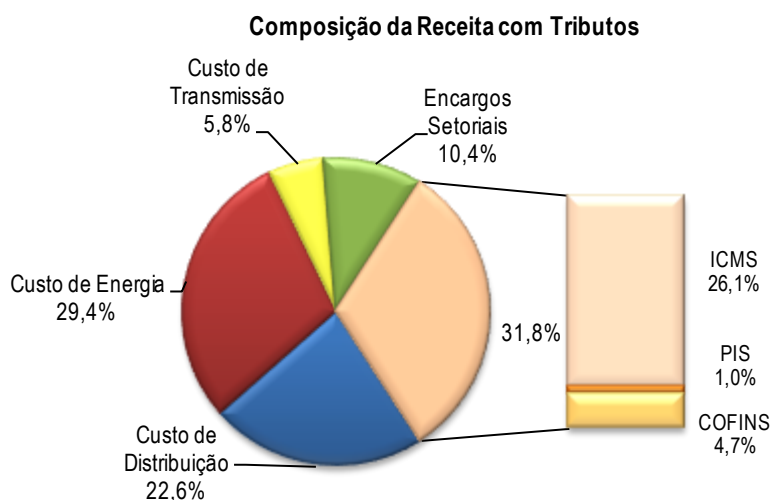
81. Abaixo se apresenta o gráfico da participação percentual dos itens da parcela A (VPA) e dos itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT.



82. A seguir demonstra-se a participação dos itens da parcela A e da parcela B na composição da nova receita anual da Light.



83. O gráfico a seguir 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 incluídos 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 26,1% para o ICMS e de 5,7% para o PIS e a COFINS (total de 31,8% por dentro), incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de 46,5% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.



84. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de **7,82%**, a ser percebido pelo consumidor cativo da Light nos diferentes grupos de consumo, em relação às tarifas homologadas em 7 de novembro de 2010.

**Tabela 16: Efeitos médios para consumidores cativos**

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo	
Grupo de Consumo	Variação Tarifária
A2	4,64%
A3a	6,98%
A4	7,76%
AS	8,77%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	7,36%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	8,04%
<b>Efeito médio geral</b>	<b>7,82%</b>

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

85. O inciso IV do art. 15 da Lei n.º 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.

86. O inciso X do art. 4.º do Anexo I do Decreto n.º 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.

87. O art. 3.º da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9.º da Lei n.º 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

88. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão n.º 1/1996, no que consta do processo n.º 48500.001992/2011-49 e nas informações contidas nesta nota técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **6,57%** a ser aplicado às tarifas da **Light Serviços de Eletricidade S.A. — Light**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **7,82%**, sendo de 7,36% em média para os consumidores cativos conectados em alta tensão — AT, e de 8,04% em média para aqueles conectados em baixa tensão — BT;

ii) pela fixação das tarifas de uso dos sistemas de distribuição — TUSD;

iii) pelo estabelecimento dos valores da taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica — TFSEE e da receita anual referente às instalações de conexão; e

iv) pela aprovação da quota da conta de consumo de combustíveis fósseis — CCC e, para fins exclusivos de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da conta de compensação de variação de valores de itens da parcela A — CVA do próximo reajuste, da cobertura tarifária relativa aos encargos de serviço do sistema — ESS e de energia de reserva — EER.



## VI. DA RECOMENDAÇÃO

89. Fundamentado no exposto nesta nota técnica, recomenda-se a aprovação do reajuste tarifário anual em questão, conforme detalhado na conclusão acima.

## VII. ANEXOS

90. 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 — RA<sub>0</sub> e mercado (MWh);
- Tabela V Encargos setoriais e custos de transmissão de energia;
- Tabela VI Rede básica;
- Tabela VII Conexão;
- Tabela VIII Energia comprada, tarifa média e balanço energético.

**DANIEL KLUG NOGUEIRA**  
Especialista em Regulação

**EDUARDO DE ALENCASTRO**  
Líder do Processo de Reajuste

De acordo,

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica

# **REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DA LIGHT — 2011**

## **ANEXOS**

**TABELA I**

	DRA	DRP	2010/2011	% IRT
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>R\$ 839.177.077,28</b>	<b>R\$ 1.018.430.989,65</b>	<b>21,36%</b>	<b>2,88%</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 7.331.580,00	R\$ 131.158.416,48	1688,95%	1,99%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 313.451.805,06	R\$ 327.697.397,10	4,54%	0,23%
Taxa de Fisc. de Serviços de E. E. – TFSEE	R\$ 15.028.559,61	R\$ 14.049.037,77	-6,52%	-0,02%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 211.433.997,38	R\$ 231.189.150,42	9,34%	0,32%
Compensação Financeira – CFURH	R\$ -	R\$ -	0,00%	0,00%
ESS/EER	R\$ 111.752.633,09	R\$ 133.728.006,79	19,66%	0,35%
PROINFA	R\$ 109.840.234,70	R\$ 105.823.952,59	-3,66%	-0,06%
P&D, Efic. Energ. e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	R\$ 70.131.402,63	R\$ 74.552.311,55	6,30%	0,07%
ONS	R\$ 206.864,82	R\$ 232.716,94	12,50%	0,00%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>R\$ 514.111.639,63</b>	<b>R\$ 572.362.863,70</b>	<b>11,33%</b>	<b>0,93%</b>
Transporte de Itaipu	R\$ 43.253.141,08	R\$ 46.411.007,00	7,30%	0,05%
Rede básica contratos iniciais	R\$ -	R\$ -	0,00%	0,00%
Rede básica	R\$ 356.869.722,50	R\$ 395.566.535,00	10,84%	0,62%
Rede básica fronteira	R\$ 47.756.996,50	R\$ 51.711.885,00	8,28%	0,06%
Rede básica ONS (A2)	R\$ 3.954.144,64	R\$ 6.399.640,10	61,85%	0,04%
Rede básica export. (A2)	R\$ -	R\$ -	0,00%	0,00%
MUST Itaipu	R\$ 34.967.323,62	R\$ 40.271.747,96	15,17%	0,09%
Conexão	R\$ 27.310.311,29	R\$ 32.002.048,65	17,18%	0,08%
Uso do sistema de distribuição	R\$ -	R\$ -	0,00%	0,00%
<b>ENERGIA COMPRADA TOTAL</b>	<b>R\$ 2.807.782.281,02</b>	<b>R\$ 2.875.218.620,61</b>	<b>2,40%</b>	<b>1,08%</b>
ENERGIA COMPRADA	R\$ 2.328.765.474,87	R\$ 2.371.389.905,96	1,83%	0,68%
ITAIPU	R\$ 479.016.806,15	R\$ 503.828.714,65	5,18%	0,40%
<b>RA TOTAL</b>	<b>R\$ 6.234.281.134,90</b>	<b>6.683.605.672,25</b>		
VPA	R\$ 4.161.070.997,93	R\$ 4.466.012.473,95	7,33%	4,89%
VPB	R\$ 2.073.210.136,97	R\$ 2.217.593.198,29	6,96%	2,32%
Bolha Econômica	R\$ -			
RA0 GTF	R\$ 6.234.281.134,90			

IVI	
IGP-M	6,95%
IPCA	7,01%
FATOR X	-0,01%
(IGP-M - FATOR X)	6,96%
IRT sem Neut.	7,20%

ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO	
IRT Anexo II	7,21%
Fin R\$	(42.799.427,12)
% Fin	-0,64%
IRT Anexo I	6,57%

TABELA II

Componentes Financeiros	Valor	% s/ RA1
CVA em Processamento Total	R\$ 29.047.829,19	0,43%
Neutralidade - Total	R\$ (19.171.785,73)	-0,29%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$ 3.787.424,11	0,06%
Subsídio, reversão e previsão consumidor livre de fonte inc. - Res. 77/2004	R\$ 54.434.276,94	0,81%
Subsídio, reversão e previsão ger. de fontes inc. - Res. 77/2004	R\$ 1.310.843,42	0,02%
Subsídio, reversão e previsão baixa renda	R\$ 53.299.421,19	0,80%
Subsídio, reversão e previsão APE/PIE - Res. 166/2005	R\$ 25.627.545,64	0,38%
Repasse da sobrecontratação de energia REN 255/2007	R\$ (85.039.378,75)	-1,27%
Parcela de ajuste RB fronteira	R\$ (487.841,30)	-0,01%
Parcela de ajuste de conexão/DIT	R\$ (634.993,07)	-0,01%
Devolução de receita CSN e CSA	R\$ (123.887.037,29)	-1,85%
Previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ (119.819.984,95)	-1,79%
Reversão da previsão devolução de receita CSN e CSA	R\$ 144.842.267,10	2,17%
Exposição CCEAR diferença entre submercados	R\$ (6.695.003,98)	-0,10%
Passivo financeiro complementar de conexão/DIT	R\$ 28.294,29	0,00%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$ 558.696,05	0,01%
<b>Total geral</b>	<b>R\$ (42.799.427,12)</b>	<b>-0,64%</b>

**TABELA III**

**I Dados da CVA em Processamento**

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30.º DIA ANTERIOR	5.º DIA ÚTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENTES
CVA <sub>CCC</sub>	1.707.413,02	1.973.769,55	1.986.137,07	2.095.241,63
CVA <sub>CDE</sub>	16.691.286,24	17.425.483,08	17.534.670,03	18.497.902,88
CVA <sub>RB</sub>	2.535.051,89	2.149.945,25	2.163.416,67	2.282.259,74
CVA <sub>EC</sub>	(42.617.210,34)	(42.023.550,67)	(42.286.867,53)	(44.609.813,99)
CVA <sub>IT</sub>	987.525,62	1.040.640,84	1.047.161,42	1.104.685,19
CVA <sub>PROINFA</sub>	(870.499,77)	(903.709,34)	(909.371,92)	(959.326,50)
CVA <sub>ESS</sub>	44.668.064,92	47.701.196,50	48.000.089,13	50.636.880,25
<b>TOTAL DAS CVA</b>	<b>23.101.631,59</b>	<b>27.363.775,20</b>	<b>27.535.234,86</b>	<b>29.047.829,19</b>

**II Cálculo da CVA Saldo a Compensar**

Valor da CVA 5.º dia útil do último IRT (R\$)		Valor da CVA faturada (R\$)	
TOTAL DAS CVA	54.280.744,85	FATURADO	53.903.209,38

Mês/Ano	Selic efetiva*	CVA recebida total	CVA saldo atualizado	CVA saldo a compensar
nov/10	1,00807138	4.491.934,12	54.718.865,37	50.226.931,26
dez/10	1,00928879	4.491.934,12	50.693.478,67	46.201.544,56
jan/11	1,00862320	4.491.934,12	46.599.949,72	42.108.015,60
fev/11	1,00843908	4.491.934,12	42.463.368,51	37.971.434,40
mar/11	1,00920458	4.491.934,12	38.320.945,50	33.829.011,39
abr/11	1,00840155	4.491.934,12	34.113.227,52	29.621.293,40
mai/11	1,00987985	4.491.934,12	29.913.947,34	25.422.013,22
jun/11	1,00956276	4.491.934,12	25.665.117,84	21.173.183,72
jul/11	1,00967885	4.491.934,12	21.378.115,79	16.886.181,67
ago/11	1,01074063	4.491.934,12	17.067.549,90	12.575.615,79
set/11	1,00941761	4.491.934,12	12.694.048,03	8.202.113,92
out/11	1,00941761	4.491.934,12	8.279.358,23	<b>3.787.424,11</b>

TABELA IV

DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)	R\$
<b>FORNECIMENTO</b>	<b>19.809.857</b>	<b>5.711.410.087,33</b>
A1 (230 kV ou mais)		
A2 (88 a 138 kV)	1.239.287	233.659.670,75
A3 (69 kV)		
A3a (30 kV a 44 kV)	455.252	116.394.688,37
A4 (2,3 kV a 25 kV)	4.816.863	1.331.249.358,79
AS	318.864	101.279.534,93
BT (menor que 2,3 kV)	12.979.591	3.928.826.834,49
<b>SUPRIMENTO</b>		
<b>CONSUMIDORES LIVRES</b>	<b>3.156.913</b>	<b>290.898.005,96</b>
<b>CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>2.945.750</b>	<b>163.800.915,61</b>
<b>CONSUMIDOR GERADOR</b>		<b>68.172.126,00</b>
<b>TOTAL</b>	<b>25.912.520</b>	<b>6.234.281.134,90</b>



**TABELA V**

Encargos Setoriais	DRA			DRP	Dispositivo Legal (DRP)
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária			
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 7.331.580,00	R\$ 7.352.856,21	R\$ 131.158.416,48		Memo 1198/2011-SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 313.451.805,06	R\$ 305.664.434,41	R\$ 327.697.397,10		REN 427/2011
Taxa de Fisc. de Serviços de E. E. – TFSEE	R\$ 15.028.559,61	R\$ 14.552.529,15	R\$ 14.049.037,77		NT 289/2011-SRE
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 211.433.997,38	R\$ 206.181.049,65	R\$ 231.189.150,42		REH 1093/2010
Compensação Financeira – CFURH	R\$ -	R\$ -	R\$ -		
ESS/EER	R\$ 111.752.633,09	R\$ 109.962.697,00	R\$ 133.728.006,79		Previsão SRE - out/2011
PROINFA	R\$ 109.840.234,70	R\$ 107.111.258,19	R\$ 105.823.952,59		REH 1101/2010
P&D, Efic. Energ. e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	R\$ 70.131.402,63	R\$ 68.390.352,69	R\$ 74.552.311,55		Fórmula - REN 316/2008
ONS	R\$ 206.864,82	R\$ 198.608,57	R\$ 232.716,94		Contribuição JUL/11 - JUN/12
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>R\$ 839.177.077,28</b>	<b>R\$ 819.413.785,87</b>	<b>R\$ 1.018.430.989,65</b>		

Transporte de Energia	DRA	DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ 43.253.141,08	R\$ 46.411.007,00	REH 1173/2011
Rede básica	R\$ 356.869.722,50	R\$ 395.566.535,00	REH 1173/2011
Rede básica fronteira	R\$ 47.756.996,50	R\$ 51.711.885,00	REH 1173/2011
Rede básica ONS (A2)	R\$ 3.954.144,64	R\$ 6.399.640,10	Memo 374/2011-SRD
MUST Itaipu	R\$ 34.967.323,62	R\$ 40.271.747,96	REH 1173/2011
Conexão	R\$ 27.310.311,29	R\$ 32.002.048,65	REH 1171/2011
<b>Total do Transporte de Energia</b>	<b>R\$ 514.111.639,63</b>	<b>R\$ 572.362.863,70</b>	

<b>Encargos Setoriais + Transporte</b>	<b>R\$ 1.353.288.716,90</b>	<b>R\$ 1.590.793.853,35</b>
--	-----------------------------	-----------------------------

**TABELA VI**

REDE BÁSICA					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
ADRIANÓPOLIS---138	6.042,00	5.560,00	99.693,00	91.740,00	16,50
BRISA MAR---138	6.043,00	5.554,00	9.850.090,00	9.053.020,00	1.630,00
C. PAULISTA---138	5.834,00	5.392,00	19.205.528,00	17.750.464,00	3.292,00
GRAJAÚ---138	6.085,00	5.598,00	132.287.900,00	121.700.520,00	21.740,00
JACAREPAGUÁ---138	6.138,00	5.640,00	64.387.620,00	59.163.600,00	10.490,00
NILO PEÇANHA---138	6.053,00	5.566,00	7.747.840,00	7.124.480,00	1.280,00
SANTA CRUZ---138	6.078,00	5.585,00	6.503.460,00	5.975.950,00	1.070,00
SÃO JOSÉ---138	5.977,00	5.514,00	116.787.591,50	107.740.803,00	19.539,50
<b>ADRIANÓPOLIS---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.097,00</b>	-	18.100,50	16,50
<b>BRISA MAR---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.094,00</b>	-	1.991.080,00	1.820,00
<b>C. PAULISTA---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.057,00</b>	-	3.678.360,00	3.480,00
<b>GRAJAÚ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.103,00</b>	-	25.060.160,00	22.720,00
<b>JACAREPAGUÁ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.113,00</b>	-	11.853.450,00	10.650,00
<b>NILO PEÇANHA---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.097,00</b>	-	1.656.470,00	1.510,00
<b>SANTA CRUZ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.101,00</b>	-	1.332.210,00	1.210,00
<b>SÃO JOSÉ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>1.085,00</b>	-	21.376.127,50	19.701,50
<b>Total/Tarifas Médias</b>	<b>2.969,81</b>	<b>3.291,83</b>	<b>356.869.722,50</b>	<b>395.566.535,00</b>	<b>120.166,00</b>

REDE BÁSICA FRONTEIRA					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
ADRIANÓPOLIS---138	1.502,00	800,00	24.783,00	13.200,00	16,50
BRISA MAR---138	2.133,00	2.074,00	3.476.790,00	3.380.620,00	1.630,00
C. PAULISTA---138	1.111,00	1.136,00	3.657.412,00	3.739.712,00	3.292,00
GRAJAÚ---138	826,00	725,00	17.957.240,00	15.761.500,00	21.740,00
JACAREPAGUÁ---138	681,00	645,00	7.143.690,00	6.766.050,00	10.490,00
NILO PEÇANHA---138	1.516,00	1.409,00	1.940.480,00	1.803.520,00	1.280,00
SANTA CRUZ---138	2.133,00	2.074,00	2.282.310,00	2.219.180,00	1.070,00
SÃO JOSÉ---138	577,00	471,00	11.274.291,50	9.203.104,50	19.539,50
<b>ADRIANÓPOLIS---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>155,00</b>	-	2.557,50	16,50
<b>BRISA MAR---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>396,00</b>	-	720.720,00	1.820,00
<b>C. PAULISTA---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>224,00</b>	-	779.520,00	3.480,00
<b>GRAJAÚ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>142,00</b>	-	3.226.240,00	22.720,00
<b>JACAREPAGUÁ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>128,00</b>	-	1.363.200,00	10.650,00
<b>NILO PEÇANHA---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>266,00</b>	-	401.660,00	1.510,00
<b>SANTA CRUZ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>396,00</b>	-	479.160,00	1.210,00
<b>SÃO JOSÉ---138 FP</b>	<b>0,00</b>	<b>94,00</b>	-	1.851.941,00	19.701,50
<b>Total/Tarifas Médias</b>	<b>397,43</b>	<b>430,34</b>	<b>47.756.996,50</b>	<b>51.711.885,00</b>	<b>120.166,00</b>

MUST ITAIPU					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
ITAIPU	3.006,00	3.462,00	<b>34.967.323,62</b>	<b>40.271.747,96</b>	11.632,51

TABELA VII

CONEXÃO				
CONEXÃO	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)	PA PMIS (R\$) (2)	PA REVISÃO (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
Furnas	26.713.677,80	40.398,24	-611.306,93	26.142.769,11
Light Energia	2.058.679,89			2.058.679,89
<b>TOTAL</b>	<b>28.772.357,69</b>	<b>40.398,24</b>	<b>-611.306,93</b>	<b>28.201.449,00</b>
Data de Referência:				jun-10

\* a preços do dia 1.º de junho

CONEXÃO - VALORES ATUALIZADOS	ENCARGO DE CONEXÃO (R\$) (1)	PA PMIS (R\$) (2)	PA REVISÃO (R\$) (3)	ENCARGO A SER CONCATENADO (R\$) (1) + (2) + (3)
Furnas	29.712.282,38	44.932,93	-679.926,00	29.077.289,31
Light Energia	2.289.766,26	0,00	0,00	2.289.766,26
<b>TOTAL</b>	<b>32.002.048,65</b>	<b>44.932,93</b>	<b>-679.926,00</b>	<b>31.367.055,58</b>

TABELA VIII

Descrição	DRA	DRP
Perdas técnicas	5,61%	5,61%
Perdas na rede básica	2,50%	2,24%
Perdas não técnicas sobre BT	35,40%	33,61%
Mercado BT	12.979.591	12.979.591

Tarifa Média IRT/RTP 2010	104,02
Fator Ajuste p/ Banco de Dados	87,06%
Perda para Sobrecontratação	36,26%

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA			PERDAS EM DRP		
	% Energia injetada	% Energia vendida	Energia (MWh)	% Energia injetada	% Energia vendida	Energia (MWh)
<b>1.1 PERDAS</b>		<b>36,26%</b>	<b>7.183.458</b>		<b>34,65%</b>	<b>6.863.330</b>
Perdas na rede básica (%)		3,32%	658.374		2,95%	584.389
Distribuição (%)	<b>18,96%</b>	32,94%	6.525.085	<b>18,38%</b>	31,70%	6.278.941
Perdas técnicas (%)	<b>5,61%</b>	9,74%	1.930.309	<b>5,61%</b>	9,67%	1.916.501
Perdas não técnicas (%)	<b>13,35%</b>	23,19%	4.594.775	<b>12,77%</b>	22,02%	4.362.441

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	<b>5.711.410.087,33</b>	<b>288,31</b>	<b>19.809.857</b>
2.1 Fornecimento	5.711.410.087,33	288,31	19.809.857
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores livres/dist./ger.	522.871.047,57	64,76	8.073.427
2.4 Consumidores rede básica	-	-	-
<b>3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)</b>			<b>26.993.315</b>
<b>4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)</b>			<b>26.673.187</b>

COMPRA DE ENERGIA	Despesa (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>5. ENERGIA CONTRATADA</b>	<b>3.089.446.216,75</b>	<b>109,24</b>	<b>28.815.242</b>
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	358.333.263,51	80,80	4.434.555
1º Existente 2006-08	472.568.811,46	94,60	4.995.313
1º Existente 2007-08	101.715.328,54	106,03	959.347
2º Existente 2008-08	63.398.788,23	113,76	557.321
MCSD 1º Existente 2005-08	51.969.674,20	79,20	656.171
MCSD 1º Existente 2006-08	48.775.685,06	92,12	529.487
MCSD 1º Existente 2007-08	10.116.725,82	103,51	97.734
MCSD 2º Existente 2008-08	18.851.793,71	110,76	170.199
MCSD 4º Existente 2009-08	2.502.132,24	124,59	20.083
MCSD 5º Existente 2007-08	715.679,34	131,63	5.437
10º Leilão de Ajuste P10M-SE	2.864.344,84	110,92	25.824
1º Alternativa A-3 2010-15 T A	19.383.199,14	170,44	113.724
1º Alternativa A-3 2010-30 H A	6.387.018,89	170,93	37.367
1º Nova A-3 2008-15 T	16.443.871,43	103,59	158.740
1º Nova A-3 2008-30 H	3.192.169,15	142,18	22.451
1º Nova A-4 2009-15 T	27.566.255,08	100,15	275.250
1º Nova A-4 2009-30 H	3.277.050,27	151,93	21.570
1º Nova A-5 2010-15 T	41.032.812,57	135,92	301.889
1º Nova A-5 2010-30 H	47.616.153,91	152,94	311.345
2º Nova A-3 2009-15 T	10.145.694,61	113,65	89.271
2º Nova A-3 2009-30 H	28.847.744,78	165,97	173.809
3º Nova A-5 2011-15 T	56.859.845,22	140,19	405.591
3º Nova A-5 2011-30 H	67.730.174,98	157,01	431.367
4º Nova A-3 2010-15 T	140.888.652,85	107,97	1.304.887
5º Nova A-5 2012-15 T	31.384.649,85	101,20	310.125
5º Nova A-5 2012-30 H	22.374.442,43	161,14	138.847
CONTRATOS BILATERAIS			
Norte Fluminense	930.675.540,00	146,54	6.351.000
ITAIPU	503.828.714,65	93,60	5.383.037,09
PROINFA	-	-	533.498
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-
<b>6. Sobre (+) / Exposição (-)</b>	<b>214.227.596,14</b>	<b>100,01</b>	<b>2.142.054</b>
<b>7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP</b>	<b>2.875.218.620,61</b>	<b>107,79</b>	<b>26.673.187</b>
<b>8. CUSTO TOTAL COMPRA DE ENERGIA EM DRA (3.1 + 3)</b>	<b>2.807.782.281,02</b>	<b>104,02</b>	<b>26.993.315</b>