

Em 28 de abril de 2011.

Processo: 48500.005688/2010-90

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 Companhia Nacional de Energia Elétrica – CNEE.

I. DO OBJETIVO

Apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2011 da **Companhia Nacional de Energia Elétrica – CNEE**, 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. 16/1999.

II. DOS FATOS

2. A CNEE atua em Catanduva e mais 15 cidades, interior de São Paulo, e atende aproximadamente 101 mil unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual da ordem de **R\$ 136 milhões**.

Tabela 1: Consumo e clientes da CNEE.

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

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia	Participação no Consumo	Consumo Médio Mensal
Residencial	84.439	16.829	39,4%	16,61
Industrial	2.570	9.800	22,9%	318
Comercial	8.950	8.854	20,7%	82
Rural	3.946	2.093	4,9%	44,21
Rural Irrigante	70	62	0,1%	73,4
Poder Público	841	1.095	2,6%	109
Iluminação Pública	155	2.251	5,3%	1.210
Serviço Público	218	1.734	4,1%	663
Consumo Próprio	23	41	0,1%	149
Total	101.212	42.760	100,0%	35,21

II.1. Aspectos Contratuais

3. Em 03 de fevereiro de 1999 foi firmado o Contrato de Concessão nº 16 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e a Companhia Nacional de Energia Elétrica – CNEE. Esse tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que esta é titular. Ainda, estabelece, na Subcláusula Terceira da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima.

4. Em 14 de dezembro de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, que deu nova redação a Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante dos art. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública nº 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

5. Em 26 de abril de 2010 foi assinado o Segundo Termo Aditivo, ao Contrato de Concessão, dando nova redação à Cláusula Sétima alterando os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia originalmente prevista no contrato e assegurar a neutralidade dos custos da Parcela “A”, relativos aos encargos setoriais especificados em Subcláusula do referido aditivo.

II.2. Aspectos Metodológicos

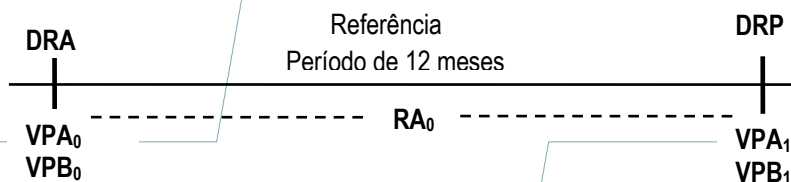
6. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, o conjunto das tarifas definidas, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro.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

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

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 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) médio, assim definido:

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

onde:

RA₀ - 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;

VPA₁ - 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;

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

VPA₀ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

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

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

II.3. Reajuste Tarifário Anual de 2010

11. Em 10/05/2010, as tarifas da CNEE foram, em média, reajustadas em 17,57%, sendo 9,79% relativo ao reajuste econômico e 7,78% aos componentes financeiros pertinentes, conforme a Resolução Homologatória n.º 977, de 04/05/2010.

III. DA ANÁLISE

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

12. Por meio da carta VPAR/163/2011, de 07/04/2011, respectivamente, a CNEE encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual médio de **13,26%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 10 de maio de 2011, sendo **5,35%** relativo ao cálculo econômico e **7,91%** referente aos componentes financeiros. Segundo a proposta da concessionária o efeito tarifário médio a ser percebido pelo consumidor seria de **5,77%**.

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

Fl. 5 Nota Técnica nº 106/2011-SRE/ANEEL, de 28/4/2011

13. Na apuração de sua Receita Anual-RA0 a CNEE utilizou valores estimados para o mês de abril/2011 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados, bem como considerou em seus cálculos valores projetados para a variação do IGP-M e do IPCA de abril/2011.

III.2. Precedentes

14. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 24 de março de 2011, na sede da ANEEL, procurou prestar, ao representante da CNEE, 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.

15. Segundo a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme as disposições constantes do art. 10 da Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, alterado pelo art. 7º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a CNEE encontra-se, nesta data, adimplente com as obrigações intrassetoriais relacionadas no referido dispositivo legal.

III.3. Período de Referência

16. O período de referência para o reajuste da CNEE é de maio de 2010 a abril de 2011.

III.4. Fator X

17. Conforme a Resolução Homologatória nº 813, de 14 de abril de 2009, que divulgou o resultado definitivo da Revisão Tarifária Periódica de 2009 da CNEE, foi estabelecido, para o atual ciclo tarifário da distribuidora, o valor do componente Xe em **0%**.

18. 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 **1,96%**, resultando, para a CNEE, um Fator X de **1,96%** – Tabela 02.

Tabela 2: Fator X.

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	10,60%
IPCA	c	6,49%
Xe	e	0,00%
Xa	a	1,96%
Fator X	$e*(1+g-a)+a$	1,96%

III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2011

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

19. O Reajuste Tarifário Anual da CNEE, calculado pela SRE, para aplicação em 10 de maio de 2011, resultou no percentual total de **12,62%**, sendo **5,52%** relativo ao cálculo econômico e **7,10%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

20. O índice médio final do reajuste, **12,62%**, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência e o Fator X conforme constam na Tabela 2, resultando um percentual de **8,63%** 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

21. No cálculo da Receita Anual – RAO da CNEE, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 136.316.168,35 (cento e trinta e seis milhões e trezentos e dezesseis mil e cento e sessenta e oito reais e trinta e cinco centavos)**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária.

Tabela 3: Mercado GTF.

MERCADO	MWh	R(\$)
Fornecimento	527.043,00	133.875.248,35
A2 (88 a 138 kV)	3.599,00	1.384.054,99
A3 (69 kV)	2.027,00	1.402.790,98
A3a (30 kV a 44 kV)	1.611,00	461.739,11
A4 (2,3 kV a 25 kV)	165.675,00	37.616.933,01
B (menor que 2,3 kV)	354.131,00	93.009.730,26
Geração	-	2.440.920,00
TOTAL	527.043,00	136.316.168,35

III.5.2. Encargos

22. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, PROINFA, ESS, EER, 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.

23. 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, melhoria do serviço público de energia elétrica, financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e 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 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”,

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

“Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” constantes na “Receita Líquida” de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

24. **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 termoeletrica 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. O plano é feito 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.

25. **A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE** criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto nº 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 são reajustados anualmente, desde 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 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.

26. **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 nº 67/2001.

27. **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 nº 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.

28. A Lei nº 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

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

cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004.

29. O **Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN para atendimento da carga, apurado pela CCEE e pago pelos agentes da categoria consumo (distribuição, autoprodutores e comercialização) aos de geração que prestaram serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, Resolução Normativa ANEEL nº 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 nº 265/2003 e nº 688/2003.

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

31. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** 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 à 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. É regulado pela Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 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. No caso da CNEE não há sua ocorrência.

- **Neutralidade dos Encargos Setoriais**

33. 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 modelo-padrão de Termo Aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica. Por este foi efetuado 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.

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

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 Data de Referência Anterior-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_0 : Valor da “Parcela B” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

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

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

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.

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

Tabela 4: Encargos Setoriais da CNEE.

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Reserva Global de Reversão – RGR	448.668,26	1.103.203,41
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	7.494.419,41	7.801.110,00
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	244.892,23	320.650,32
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	5.010.945,79	5.071.956,41
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	2.754.099,57	3.184.361,08
Proinfra	2.625.246,72	2.340.197,27
P&D e Eficiência Energética	1.643.395,18	1.663.189,81
Total de Encargos Tarifários	20.221.667,15	21.484.668,30

38. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas CVA do próximo reajuste da concessionária, foi considerada a previsão do custo anual da CNEE referente à CCC, de **R\$ 7.801.110,00 (sete milhões e oitocentos e um mil e cento e dez reais)**, e aos ESS e EER, no total de **R\$ 3.184.361,08 (três milhões e cento e oitenta e quatro mil e trezentos e sessenta e um reais e oito centavos)**. Neste também se inclui 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. Quanto ao encargo RGR, cuja extinção estava prevista para o final do exercício de 2010, cabe esclarecer que foi incluído no presente cálculo tarifário da CNEE. Isso devido ao disposto no art. 16 da Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010, que prorrogou a vigência do encargo até 2035.

40. 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 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.

III.5.3. Transmissão de Energia

41. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica, Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

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

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_{RB}, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUST_{FR}, 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 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.

45. 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 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11, estão detalhados nas tabelas abaixo.

Tabela 5: Custos com Uso da Rede Básica.

Componente	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
Rede Básica (RB +TUSD _{gONS} +TUSD _{gEXP})	7.030.213,11	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
Rede Básica Fronteira	7.553.072,40	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
MUST Itaipu	639.783,31	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
Total do Transporte de Energia	15.223.068,82	

Tabela 6: Custos com Conexão/DIT.

Componente	Valor (R\$)	Dispositivo Legal
CNEE/CTEEP	443.242,99	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
Total da Conexão	443.242,99	

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

Tabela 7: Custo total de transmissão de energia elétrica.

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

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Rede básica	7.074.762,40	6.911.168,80	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
Rede básica fronteira	7.016.235,60	7.553.072,40	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
Conexão	400.760,23	443.242,99	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
MUST Itaipu	679.796,38	639.783,31	Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11
Transporte de Itaipu	745.248,83	790.922,90	Cálculo SRE Compra
Total dos Custos de Transporte	15.916.803,43	16.338.190,41	

III.5.4. Compra de Energia

47. 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, para as com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e as que atendem um consumo inferior a este patamar.

48. 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”.

49. 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 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.

50. 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.

51. 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

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

52. 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 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.

53. 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:

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

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

54. 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.

55. 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 CNEE.

Tabela 8: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas – DRA e DRP.

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	8,03%	8,03%
Perdas na Rede Básica	2,59%	2,25%
Perdas não Técnicas sobre BT	0,44%	0,44%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	354.131	354.131

56. Conforme ficou estabelecido no momento da revisão tarifária periódica definitiva, em 2009, da CNEE, os percentuais regulatórios de perdas técnicas e não técnicas permanecerão constantes em todos os reajustes anuais deste ciclo tarifário (2009, 2010 e 2011).

57. 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

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

cálculo das perdas físicas (MWh) regulatórias, 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 em DRA e em DRP na tabela abaixo:

Tabela 9: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP.

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	527.043,00	
Suprimento (MWh)	0,00	
Consumidores Livres (MWh)	0,00	
Consumidores Rede Básica (MWh)	0,00	
Mercado Total	527.043,00	527.043,00
Perdas Rede Básica (MWh)	14.886	12.932
Perdas na Distribuição (MWh)	47.711	47.711
<i>Perdas Técnicas (MWh)</i>	46.153	46.153
<i>Perdas não Técnicas (MWh)</i>	1.558	1.558
Perdas Totais	62.597	60.643
Energia Requerida	589.640	587.686

III.5.4.2. Valoração da Compra de energia

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

59. 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

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

das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.

- **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**

60. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia em 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 a seguir:

Tabela 10: Compra de energia na DRA.

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
589.640	101,43	59.808.841,64

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

61. 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.

62. 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.

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

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

disponível é igual ao somatório de geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e de Proinfa.

64. O requisito de energia elétrica da CNEE para atendimento ao seu mercado de referência calculado na Data do Reajuste em Processamento (DRP) é de **587.686 MWh**, formado por **527.043 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e suprimento e **60.643 MWh** para cobertura das perdas regulatórias de energia elétrica.

65. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CNEE, 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: Contratos de Compra de Energia Elétrica da CNEE e respectivas Tarifas.

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	8.220.686,94	79,07	103.962,17
1º Existente 2006-08	8.286.399,05	92,58	89.509,23
1º Existente 2007-08	7.008.224,14	103,75	67.546,33
5º Existente 2007-08	205.041,62	132,11	1.552,04
MCS D 1º Existente 2005-08	73.913,95	78,25	944,57
MCS D 1º Existente 2006-08	86.228,07	91,61	941,22
MCS D 1º Existente 2007-08	16.220,57	102,68	157,98
MCS D 5º Existente 2007-08	340,44	130,74	2,60
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	1.418.449,63	154,00	9.210,57
(VR) 6º Nova A-3 2011-OF15	4.411.663,45	151,20	29.178,12
CONTRATOS BILATERAIS			
Lajeado	14.240.534,56	141,99	100.296,00
Rosal	8.331.451,18	158,51	52.560,00
ITAIPU	9.815.077,12	85,26	115.120,86
PROINFA	-	-	13.509,35
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	1.758,73
Sobras(-) / Déficit (+)	(44.188,31)	30,77	(1.436,08)
Total	62.158.419,03	105,77	587.685,88

66. 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 (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 (doze) 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

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

do IPCA da data de fechamento do referido produto até agosto 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 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 CVAenergia no próximo reajuste tarifário;

iv) 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 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

67. 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 utilizados os preços de repasse e regras de reajuste informadas pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº 127, de 19 de abril de 2011, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

68. Com base no exposto, os custos a serem considerados em DRA e DRP da concessionária CNEE a título de compra de energia elétrica são, respectivamente, de **R\$ 59.808.841,64 (cinquenta e nove milhões e oitocentos e oito mil e oitocentos e quarenta e um reais e sessenta e quatro centavos)** e **R\$ 62.158.419,03 (sessenta e dois milhões e cento e cinquenta e oito mil e quatrocentos e dezenove reais e três centavos)**.

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

69. 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 a serem pagos pelos consumidores em cada período de 12 (doze) meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

70. Os componentes financeiros do IRT 2011 da CNEE 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 CNEE foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 392/2011-SFF/ANEEL, de 18 de abril de 2011.
- Com relação aos valores da CVAenergia 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, 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.
- Outro procedimento adotado pela SRE em relação à CVAenergia fiscalizada pela SFF foi a inclusão das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA e Geração Própria (MWh) a partir de março 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 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 referente aos trinta dias anteriores à data do reajuste. No caso da CNEE, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC, no valor de 11,67% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **R\$ 948.491,79 (novecentos e quarenta e oito mil e quatrocentos e noventa e um reais e setenta e nove centavos)**.

Tabela 13: Valores apurados das CVA.

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

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subsequentes
CVA CCC	110.866,23	121.938,26	122.742,04	130.238,69
CVA CDE	70.901,41	77.718,26	78.230,56	83.008,61
CVA REDE BÁSICA	626.127,85	688.112,71	692.648,53	734.953,09
CVA COMPRA DE ENERGIA	(623.502,21)	(632.024,23)	(636.190,34)	(675.046,63)
CVA TRANSPORTE ITAIPU	34.877,13	36.374,71	36.614,48	38.850,76
CVA PROINFA	(28.323,50)	(29.091,95)	(29.283,72)	(31.072,27)
CVA ESS	1.070.512,93	625.014,31	629.134,21	667.559,54
CVA COMPENSAÇÃO FINANCEIRA	-	-	-	-
CVA TOTAL em processamento	1.261.459,82	888.042,06	893.895,76	948.491,79
CVA Saldo a compensar Ano Anterior				209.359,23
CVA TOTAL	1.261.459,82	888.042,06	893.895,76	1.157.851,03

- 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 2010 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 (doze) meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada. No caso da CNEE, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior de **R\$ 209.359,23 (duzentos e nove mil e trezentos e cinquenta e nove reais e vinte e três centavos)**.

ii) Neutralidade dos Encargos Setoriais. Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir de maio/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 SELIC para abril de 2011 totalizou o valor negativo de **R\$ (834.854,68) (menos oitocentos e trinta e quatro mil e oitocentos e cinquenta e quatro reais e sessenta e oito centavos)**, ora revertido em favor da modicidade tarifária.

iii) Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira. Está sendo considerada a Parcela de Ajuste – PA da Rede Básica Fronteira, informada pela SRT por meio do Memorando nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11, no valor total de **R\$ (325.399,61) (menos trezentos e vinte e cinco mil e trezentos e noventa e nove reais e sessenta e um centavos)**, em consonância com o disposto no Anexo VI da Resolução Homologatória nº. 1.021, de 29 de junho de 2010, em que foram considerados os valores financeiros relativos à apuração das parcelas da RAP (receita anual permitida) de fronteira para o ciclo tarifário de transmissão 2009-2010, à PA-Revisão da receita anual e à PA-outros ajustes. Referida PAF será contabilizada no ciclo 2010-2011 pelo ONS como valor complementar, a maior ou a menor, nos avisos de débito emitidos para a CNEE. O valor da PA Fronteira deverá ser considerado no cálculo da Tarifa Média da Rede Básica, para fins de apuração da CVA Rede Básica no próximo reajuste tarifário.

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

iv) **Parcela de Ajuste de Conexão/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 nº 135/2011-SRT/ANEEL, de 19/04/11, no valor total de **R\$ 36,97 (trinta e seis reais e noventa e sete centavos)**. Esse valor já está atualizado monetariamente pela variação do IGP-M de junho de 2010 a abril de 2011.

v) **Repasso 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 de março de 2007, e nº 305, de 18 de março de 2008, foi contemplado no atual reajuste tarifário da CNEE o valor total de **R\$ (4.452,98) (menos quatro mil e quatrocentos e cinquenta e dois reais e noventa e oito centavos)**, 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 2010, bem como não se considera previsão para os próximos doze meses – por ser, o valor apurado para o ciclo, negativo. Assim, ao aplicar o disposto na REN. 255/2007, art. 6º¹, com redação dada pela REN. 305/2008, obteve-se o valor de **R\$ (514.830,09) (quinhentos e quatorze mil e oitocentos e trinta reais e nove centavos)**, já atualizado pelo IPCA.

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 prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, uma exposição líquida de **R\$ (129.451,71) (cento e vinte e nove mil e quatrocentos e cinquenta e um reais e setenta e um centavos)**, já atualizado pelo IPCA, referentes às contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2010.

vii) **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aquicultura.** Tendo em vista o disposto no Art. 6º da Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006, que trata dos descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e aquicultura, foram considerados no atual cálculo tarifário da CNEE os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até abril de 2011, referentes aos meses

¹ Art. 6º O repasse do custo de sobrecontratação às tarifas do consumidor final da concessionária ou permissionária de distribuição será realizado sob a forma de componente financeiro, externo ao cálculo econômico do reajuste tarifário anual, composto pelas seguintes parcelas:

“I – diferença entre o custo de sobrecontratação calculado de acordo com o art. 5º e o custo de sobrecontratação estimado no cálculo tarifário anterior, este atualizado pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA, até o mês anterior ao da data do reajuste em processamento; e”
(Redação dada pela Resolução Normativa ANEEL nº 305, de 18.03.2008)

II – custo do montante de sobrecontratação estimado para os doze meses subsequentes.

Parágrafo único. O montante utilizado para cálculo do custo a que se refere o inciso II corresponderá ao menor valor entre o percentual de sobrecontratação verificado no ano civil anterior e 1,5% (um vírgula cinco por cento) do respectivo Requisito Regulatório.

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

de competência de março de 2010 a março de 2011, no total de **R\$ 329.756,37 (trezentos e vinte e nove mil e setecentos e cinquenta e seis reais e trinta e sete centavos)**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (71.957,04) (menos setenta e um mil e novecentos e cinquenta e sete reais e quatro centavos)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 310.282,63 (trezentos e dez mil e duzentos e oitenta e dois reais e sessenta e três centavos)**.

viii) Subsídio, Reversão e Previsão – 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 nº 110/2011-SRC/ANEEL, de 14/04/2011, foi apurado e considerado no atual reajuste tarifário da CNEE o valor anual atualizado até abril/2011 do subsídio “Baixa Renda”, de **R\$ 309.068,94 (trezentos e nove mil e sessenta e oito reais e noventa e quatro centavos)**, não coberto pela subvenção econômica de que trata a Resolução Normativa nº 89/2004, repassada à concessionária pela ELETROBRÁS. Referido valor já considera eventuais diferenças de receita decorrentes do cumprimento ao disposto na Lei nº 12.212/2010, que versa sobre a Tarifa Social de Energia Elétrica, e no art. 13 da Lei nº 12.111/2009, que veda o repasse de percentual referente ao Encargo Setorial da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial de Baixa Renda.

- Ainda em relação aos descontos concedidos aos consumidores enquadrados na Subclasse Residencial Baixa Renda, foi considerada a reversão da previsão incluída no cálculo tarifário anterior da CNEE, devidamente atualizada pela variação do IGPM, no total negativo de **R\$ (194.276,45) (menos cento e noventa e quatro mil e duzentos e setenta e seis reais e quarenta e cinco centavos)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, no valor de **R\$ 293.135,64 (duzentos e noventa e três mil e cento e trinta e cinco reais e sessenta e quatro centavos)**.

ix) Subsídio, Reversão e Previsão – Consumidor Livre de Fonte Incentivada. Tendo em vista o disposto no Art. 5º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que trata dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de distribuição para os usuários que comprem de fontes incentivadas, foram considerados no atual cálculo tarifário da CNEE os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até abril de 2011, referentes aos meses de competência de maio de 2010 a julho de 2010, no total de **R\$ 21.322,46 (vinte e um mil e trezentos e vinte e dois reais e quarenta e seis centavos)**. Como não havia no IRT de 2010 e os valores são nulos a partir de julho de 2010, não foi efetuada previsão para este item.

x) Subsídio, Reversão e Previsão – Gerador de Fonte Incentivada. Tendo em vista o disposto no Art. 2º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, que trata dos descontos na tarifa de uso dos sistemas de distribuição para as centrais de geração das ditas fontes incentivadas, foram considerados no atual cálculo tarifário da CNEE os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até abril de 2011, referentes aos meses de competência de abril de 2010 a março de 2011, no total de **R\$ 959.610,10 (novecentos e**

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

cinquenta e nove mil e seiscentos e dez reais e dez centavos). Foi considerada a reversão da previsão incluída no cálculo tarifário anterior da CNEE, devidamente atualizada pela variação do IGPM, no total negativo de **R\$ (623.696,94) (menos seiscentos e vinte e três mil e seiscentos e noventa e seis reais e noventa e quatro centavos)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, no valor de **R\$ 910.735,37 (novecentos e dez mil e setecentos e trinta e cinco reais e trinta e sete centavos).**

xi) Subsídio, Reversão e Previsão – Cooperativas de Eletrificação Rural. Consiste na compensação de receita devido à consideração de tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos relativos às cooperativas de eletrificação rural, de forma que o mercado subsidiante definido na estrutura tarifária não fosse majorado para compensar o referido desconto. O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de **R\$ 7.155.545,27 (sete milhões e cento e cinquenta e cinco mil e quinhentos e quarenta e cinco reais e vinte e sete centavos)**, referente ao período de março de 2010 a março de 2011. Dentre deste foi considerado o valor do financeiro diferido no IRT de 2010, consoante § 70 da Nota Técnica nº 132/2010 - SRE/ANEEL, de 28 de abril de 2010:

70) Assim, o presente reajuste tarifário está capturando o efeito da conversão das Cooperativas em Permissionárias, o que implica em si numa majoração do respectivo subsídio, bem como o efeito do ajuste do faturamento tardio de períodos tarifários anteriores. Os valores fiscalizados e informados pela SFF correspondem ao subsídio praticado em vinte meses, sendo onze meses correspondentes ao presente período tarifário (abril 2009 a fevereiro 2010) e nove meses (julho de 2008 a março de 2009) correspondente às diferenças em relação aos valores considerados no IRT 2009. Tendo em vista tratar-se de período superior a um ano, a SRE recomendou que a parcela de subsídio referente ao ajuste de faturamentos passados não deve ser considerado integralmente no presente reajuste visando evitar-se distorções, mas usar do mesmo critério utilizado no reajuste das próprias Permissionárias para mitigação de tais impactos, consistente no expediente de considerar-se 2/3, R\$ 2.840.317,84 (dois milhões, oitocentos e quarenta mil, trezentos e dezessete reais e oitenta e quatro centavos), neste reajuste e em 1/3, R\$ 1.420.158,92 (um milhão, quatrocentos e vinte mil, cento e cinquenta e oito reais e noventa e dois centavos) no próximo.

O valor atualizado para abril de 2011, pelo IGPM, é de **R\$ 1.570.657,79 (um milhão e quinhentos e setenta mil e seiscentos e cinquenta e sete reais e setenta e nove centavos).** Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (3.830.870,97) (menos três milhões e oitocentos e trinta mil e oitocentos e setenta reais e noventa e sete centavos)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Ainda, concede-se a título de previsão para os próximos 12 (doze) meses, o valor de **R\$ 5.279.714,33 (cinco milhões e duzentos e setenta e nove mil e setecentos e quatorze reais e trinta e três centavos)**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

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

xii) **Garantias financeiras para participação em leilões de energia.** Foi considerada uma cobertura tarifária no valor total de **R\$ 14.774,17 (quatorze mil e setecentos e setenta e quatro reais e dezessete centavos)**, correspondente a “*gastos para emissão de garantias financeiras para participação em leilões de energia no ambiente regulado*”, conforme Memorando nº 392/2011-SFF/ANEEL. A propósito, considerado o posicionamento da Procuradoria Geral na ANEEL, constante do Parecer nº 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 nº 5.163/2004, ou seja, não devem ser reconhecidos eventuais custos incorridos com a constituição das garantias financeiras para participação dos leilões, 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 nº 5.177/2004, é vedado o repasse tarifário de despesas ou ressarcimento de custos decorrentes da realização dos leilões de energia.

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 14: Componentes Financeiros.

CVA em Processamento Total	R\$	948.491,79	0,66%
Neutralidade - Total	R\$	(834.854,68)	-0,58%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$	209.359,23	0,15%
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	R\$	(4.452,98)	-0,003%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$	(129.451,71)	-0,09%
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	R\$	568.081,96	0,39%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	R\$	21.322,46	0,01%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	R\$	1.246.648,53	0,87%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	R\$	407.928,13	0,28%
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	R\$	8.604.388,63	5,98%
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia	R\$	(514.830,09)	-0,36%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$	14.774,17	0,01%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	R\$	(325.399,61)	-0,23%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$	36,97	0,00%
Total geral	R\$	10.212.042,81	7,10%

III.8. Análise dos Resultados

72. A diferença entre o reajuste solicitado pela CNEE, de 13,26%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de 12,62% com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

Tabela 16: Diferenças entre o pleito da CNEE e o cálculo da SRE.

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	8,60%	8,63%	
RA ₀	136.316.168	136.316.168	
Encargos Setoriais	21.279.700	21.484.668	
Reserva Global de Reversão – RGR	936.041	1.103.203	A ANEEL utilizou valor definido pela SFF.
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	7.801.142	7.801.110	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	265.783	320.650	A ANEEL utilizou valor definido pela SRE.
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	5.071.956	5.071.956	
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	3.184.361	3.184.361	
Proinfa	2.340.197	2.340.197	
P&D e Eficiência Energética	1.680.220	1.663.190	A ANEEL utilizou valor definido pela SRE.
Custo com Transporte de Energia	16.358.889	16.457.235	
Transporte de Itaipu	790.923	790.923	0,0%
Rede básica	6.911.169	6.911.169	0,0%
Rede básica fronteira	7.553.072	7.553.072	0,0%
REDE BÁSICA ONS (A2)	17.582	119.044	A ANEEL utilizou valor definido pela SRD.
MUST ITAIPU	639.783	639.783	0,0%
Conexão	446.359	443.243	A ANEEL utilizou valor definido pela SRT.
Compra de Energia	62.232.372	62.158.419	
Energia Comprada	62.232.372	52.343.342	0
Itaipu	-	9.815.077	0
VPB₁	43.744.204	43.744.401	0,0%
IRT	5,35%	5,52%	
CVA	1,07%	0,22%	
Subsídios	7,35%	7,54%	
Outros Componentes Financeiros	-0,52%	-0,67%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	13,26%	12,62%	

73. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise da apuração do IRT da CNEE.

74. O Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) de 2011 da CNEE, para aplicação a partir de 10 de maio de 2011, resultou um percentual final médio de 12,62%. Este é composto pelo Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico positivo de 5,52% e o somatório dos componentes financeiros (IRT financeiro) no total positivo de 7,10%, representando um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 5,47%.

75. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de 4,2% no período de referência (maio/2010 a abril/2011), representando 2,97% na composição do IRT da concessionária. Dentre os diversos itens de custos considerados, cabe destacar:

i) **Encargos Setoriais.** A variação de 145,9% da RGR ocorre em função da prorrogação promovida pela Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010, com um impacto tarifário médio de 0,5%. Não obstante a variação de 15,6% do Encargo de Serviços do Sistema - ESS provoca aumento tarifário de 0,3%, valor que inclui a projeção de despacho de usinas fora da ordem de mérito devido à segurança energética;

ii) **Custos de Transmissão.** A variação de 2,7% desses custos corresponde a aumento tarifário de 0,3%; refletindo o resultado das revisões tarifárias periódicas das concessionárias de transmissão homologadas pela ANEEL em julho de 2010 (-0,1% de redução) e a entrada de novos

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

ativos de Rede Básica e DIT compartilhado, além de reclassificações de ativos existentes, que elevou a $TUST_{FR}$ (0,4% de aumento neste item);

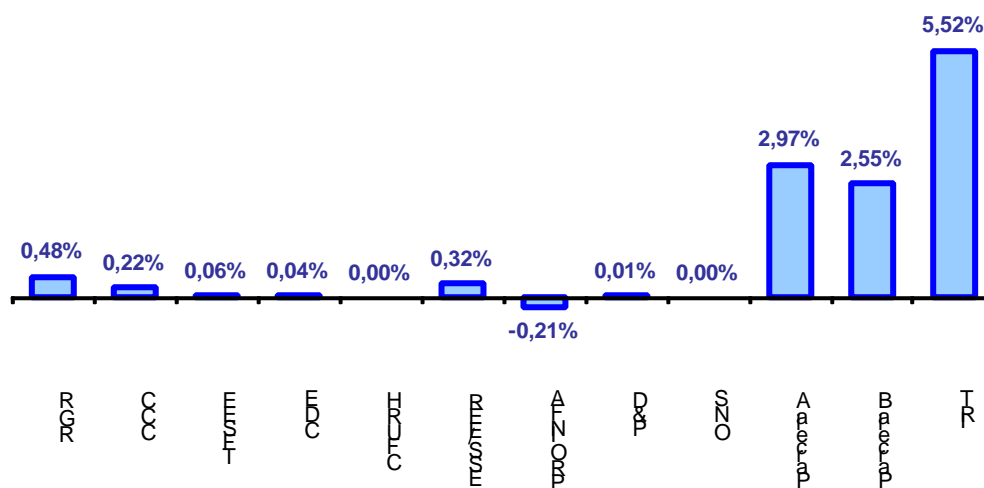
v) **Mix de Compra**. Variação de 3,9% em relação ao ano anterior, contribuindo para um aumento tarifário de 1,7%. Nesse caso, a redefinição da quota parte de Itaipu fez com que aumentasse a participação da usina no balanço energético da CNEE e ajudou: a atenuar o efeito da entrada dos novos empreendimentos de geração (leilões de energia nova), cujos preços são superiores aos da energia referentes aos leilões de energia existente e a mitigar o efeito de variação do IPCA (6,49% a.a.), utilizado para reajustar os diversos preços dos produtos adquiridos nos leilões de energia.

76. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de maio de 2010 a abril de 2011, de 10,60%, que deduzido do Fator X de 1,96% atingiu o percentual final de 8,63%, representando uma participação de 2,55% pontos percentuais na composição do IRT da concessionária.

77. Do ponto de vista dos componentes financeiros, merece destaque: (i) o subsídio relativo às Cooperativas, com impacto tarifário de 5,98%; (ii) o subsídio relativo ao consumidor baixa renda, com impacto tarifário de 0,28%; (iii) o subsídio relativo às fontes incentivadas, com impacto de 0,87%; e (iv) o subsídio relativo ao irrigante, com impacto de 0,39%.

78. 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).

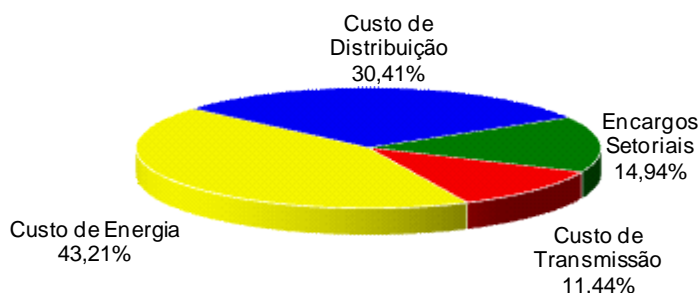
Gráfico I - Composição Percentual do Índice de Reajuste Tarifário IRT Econômico



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

79. 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 CNEE (gráfico II).

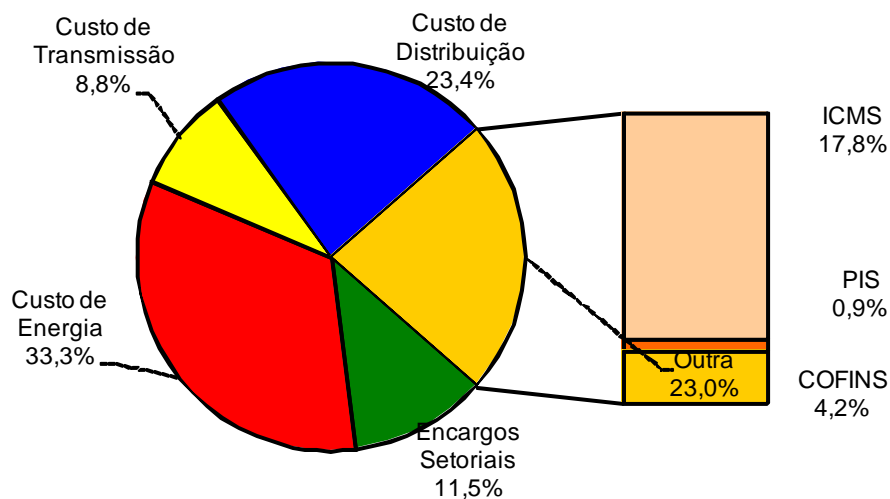
Gráfico II
Participação dos Itens da Parcela "A" e "B" na Receita Atual



80. O gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CNEE, 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 17,82% para o ICMS e de 5,13% para o PIS e COFINS (total de 22,96% – 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 29,79% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

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

Gráfico III - Composição da Receita com tributos



81. A tabela a seguir demonstra na primeira coluna quanto cada item evoluiu no período de 2010 a 2011. A segunda coluna apresenta a participação percentual dos itens da Parcela "A" (VPA) e itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. E a terceira coluna apresenta a distribuição da receita para cobrir os custos de Parcela A e de Parcela B.

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

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

REAJUSTE TARIFÁRIO	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	145,88%	0,48%	0,77%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	4,09%	0,22%	5,42%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	30,94%	0,06%	0,22%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	1,22%	0,04%	3,53%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	15,62%	0,32%	2,21%
Proinfra	-10,86%	-0,21%	1,63%
P&D e Eficiência Energética	1,20%	0,01%	1,16%
Encargos Setoriais	6,25%	0,93%	14,94%
Transporte de Itaipu	6,13%	0,03%	0,55%
Rede básica	-2,31%	-0,12%	4,80%
Rede básica fronteira	7,65%	0,39%	5,25%
REDE BÁSICA ONS (A2)	17,55%	0,01%	0,08%
MUST ITAIPU	-5,89%	-0,03%	0,44%
Conexão	10,60%	0,03%	0,31%
Custo com Transporte de Energia	2,74%	0,32%	11,44%
Energia Comprada	2,84%	1,06%	36,39%
Itaipu	10,16%	0,66%	6,82%
Compra de Energia	3,93%	1,72%	43,21%
Receita Anual			
Total Parcela A	4,22%	2,97%	69,59%
Total Parcela B	8,63%	2,55%	30,41%
Reajuste Tarifário Anual			
Financeiros			
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	0,01%		
CVA em Processamento - Energia comprada	-0,47%		
CVA em Processamento - Transmissão	0,54%		
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	0,15%		
CVA	0,22%		
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2001	0,39%		
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res07	0,01%		
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	0,87%		
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	0,28%		
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	5,98%		
Subsídios	7,54%		
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	0,00%		
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de	-0,36%		
Exposição CCEAR entre Submercados	-0,09%		
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCI)	0,01%		
Parcela de Ajuste RB Fronteira	-0,23%		
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	0,00%		
Outros Componentes Financeiros	-0,67%		
Total dos componentes Financeiros	7,10%		
Reajuste Tarifário com Financeiros	12,62%		

82. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de 5,47%, a ser percebido pelo consumidor cativo da CNEE nos diferentes grupos de consumo.

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

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor	
Grupo de Consumo	Varição Tarifária
A2 - 138kV	1,47%
A3 - 69kV	0,20%
A3a - 30-44kV	4,54%
A4 - 13,8kV	6,47%
B	5,21%
A - Alta Tensão (> 2,3kV)	6,05%
B - Baixa Tensão (= < 2,3kV)	5,21%
TOTAL	5,47%

83. A diferença entre o reajuste médio calculado (12,62%) e o efeito médio percebido pelos consumidores (5,47%), se deve à saída dos componentes financeiros considerados nas tarifas homologadas no processo de reajuste tarifário de 2010 da CNEE (percentual médio de 7,78%).

84. A presença dos componentes financeiros nos cálculos tarifários e, conseqüentemente, na formação das tarifas finais dos consumidores, pode causar o 'descolamento' entre o índice médio de reajuste calculado e o efeito percebido pelos consumidores. Esse descolamento torna-se mais evidente quando se trata da 'saída' de um componente financeiro negativo e 'entrada' de um positivo ou de um menos negativo em relação ao anterior, ou vice-versa. Esse efeito, aliado à presença dos encargos setoriais na composição das tarifas, explica o porquê do reajuste das tarifas não seguir necessariamente o comportamento dos índices de inflação.

85. Os componentes financeiros considerados em um determinado cálculo tarifário "permanecem" nas tarifas pelo período de um ano, portanto, a cada processo de reajuste ocorre a "saída" de um conjunto de componentes financeiros e a "entrada" de outro conjunto com valores diferentes.

86. O fator que mais explica por que ocorreu tamanha variação do total de componentes financeiros entre o IRT-2010 e o IRT-2011 é a variação da CVA em processamento.

87. Um dos destaques da CVA do ano anterior foi rede básica. No caso, à época, mudou-se o critério de alocação da rede básica fronteira – principalmente em São Paulo devido a CTEEP – que acabou impactando fortemente a CVA da CNEE (o reajuste de maio de 2009 não considerou na previsão os efeitos que ocorreriam naquele ano, em julho, na rede básica). Também se destaca a CVA de CCC influenciada na época pela Lei nº 12.111/2009 responsável pelo deslocamento entre previsão e realizado, impactando o valor. Por sua vez a CVA de energia foi influenciada pela variação do dólar no período atrelada à energia de Itaipu.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

88. 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,

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

que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

89. 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.

90. 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

91. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 16/1999, no que consta do Processo nº 48500.005688/2010-90 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de 12,62% a ser aplicado às tarifas da **Companhia Nacional de Energia Elétrica – CNEE**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de 5,47%, sendo de 6,05% em média para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (grupo A) e de 5,30% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (grupo B);

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, 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 previsão de quota anual da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis dos Sistemas Isolados – CCC-ISOL e dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

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

VII. ANEXOS

93. 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;
- Tabela VIII Uso dos Sistemas de Distribuição (CUSD)
- Tabela IX Energia Comprada e Tarifa Média; e
- Tabela X Balanço Energético.

LUIS CÂNDIDO TOMASELLI
Especialista em Regulação

EDUARDO DE ALENCASTRO
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica

**REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DA
CNEE - 2011**

ANEXOS

TABELA I – Memória de Cálculo

IVI		ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO			
IGP-M	10,60%	IRT Anexo II	5,52%		
IPCA	6,49%	Fin R\$	10.212.042,81		
FATOR X	1,96%	% Fin	7,10%		
(IGP-M - FATOR X)	8,63%	IRT Anexo I	12,62%		
IRT sem Neut.	13,87%	Efeito Médio Consumidor	5,17%		
		DRA	DRP	2010/2011	% IRT
ENCARGOS SETORIAIS		R\$ 20.221.667,15	R\$ 21.484.668,30	6,2%	0,9%
Reserva Global de Reversão – RGR		R\$ 448.668,26	R\$ 1.103.203,41	145,9%	0,5%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC		R\$ 7.494.419,41	R\$ 7.801.110,00	4,1%	0,2%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE		R\$ 244.892,23	R\$ 320.650,32	30,9%	0,1%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE		R\$ 5.010.945,79	R\$ 5.071.956,41	1,2%	0,0%
Compensação financeira - CFURH		R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
ESS/EER		R\$ 2.754.099,57	R\$ 3.184.361,08	15,6%	0,3%
PROINFA		R\$ 2.625.246,72	R\$ 2.340.197,27	-10,9%	-0,2%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.		R\$ 1.643.395,18	R\$ 1.663.189,81	1,2%	0,0%
ONS		R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
TRANSPORTE DE ENERGIA		R\$ 16.018.071,43	R\$ 16.457.234,71	2,7%	0,3%
Transporte de Itaipu		R\$ 745.248,83	R\$ 790.922,90	6,1%	0,0%
Rede Básica Contratos Iniciais		R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
Rede básica		R\$ 7.074.762,40	R\$ 6.911.168,80	-2,3%	-0,1%
Rede básica fronteira		R\$ 7.016.235,60	R\$ 7.553.072,40	7,7%	0,4%
REDE BÁSICA ONS (A2)		R\$ 101.268,00	R\$ 119.044,31	17,6%	0,0%
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)		R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
MUST ITAIPU		R\$ 679.796,38	R\$ 639.783,31	-5,9%	0,0%
Conexão		R\$ 400.760,23	R\$ 443.242,99	10,6%	0,0%
Uso do sistema de distribuição		R\$ -	R\$ -	0,0%	0,0%
ENERGIA COMPRADA TOTAL		R\$ 59.808.841,64	R\$ 62.158.419,03	3,9%	1,7%
ENERGIA COMPRADA		R\$ 50.898.832,66	R\$ 52.343.341,91	2,8%	1,1%
ITAIPU		R\$ 8.910.008,98	R\$ 9.815.077,12	10,2%	0,7%
RA TOTAL		R\$ 136.316.168,35	R\$ 143.844.723,10		
VPA		R\$ 96.048.580,23	R\$ 100.100.322,04	4,2%	2,97%
VPB		R\$ 40.267.588,12	R\$ 43.744.401,05	8,6%	2,55%
Bolha Econômica		R\$ -			
RAO GTF		R\$ 136.316.168,35			

* 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\$	948.491,79	0,66%
Neutralidade - Total	R\$	(834.854,68)	-0,58%
Saldo a Compensar CVA ano anterior	R\$	209.359,23	0,15%
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	R\$	(4.452,98)	-0,003%
Exposição CCEAR entre Submercados	R\$	(129.451,71)	-0,09%
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aqüicultura.-Res.207/2006	R\$	568.081,96	0,39%
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	R\$	21.322,46	0,01%
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	R\$	1.246.648,53	0,87%
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	R\$	407.928,13	0,28%
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	R\$	8.604.388,63	5,98%
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia	R\$	(514.830,09)	-0,36%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	R\$	14.774,17	0,01%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	R\$	(325.399,61)	-0,23%
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	R\$	36,97	0,00%
Total geral	R\$	10.212.042,81	7,10%

* 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	948.491,79
CVA saldo a compensar	209.359,23
Total	1.157.851,03

Dados da CVA em Processamento

DESCRIÇÃO CVA	DELTA	30° DIA ANTERIOR	5° DIA UTIL ANTERIOR	12 MESES SUBSEQUENT
CVA CCC	110.866,23	121.938,26	122.742,04	130.238,69
CVA CONTA DES.ENERG - CD	70.901,41	77.718,26	78.230,56	83.008,61
CVA REDE BÁSICA	626.127,85	688.112,71	692.648,53	734.953,09
CVA COMPRA ENERGIA	(623.502,21)	(632.024,23)	(636.190,34)	(675.046,63)
CVA REPASSE ITAIPU				
CVA COMP. FINANCEIRA				
CVA TRANSPORTE ITAIPU	34.877,13	36.374,71	36.614,48	38.850,76
CVA PROINFA	(28.323,50)	(29.091,95)	(29.283,72)	(31.072,27)
CVA ENCARGOS SERV SIST	1.070.512,93	625.014,31	629.134,21	667.559,54
CVA TOTAL DAS CVA's	1.261.459,82	888.042,06	893.895,76	948.491,79

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	2.394.935,29	FATURADO	2.331.124,19

Mês/Ano	Selic Efetiva*	CVA recebida total	CVA Saldo atualizado	CVA Saldo a Compensar
mai/10	1,00751364	173.257,31	2.412.929,97	2.239.672,66
jun/10	1,00792576	176.605,24	2.257.423,76	2.080.818,53
jul/10	1,00861030	178.561,35	2.098.735,00	1.920.173,65
ago/10	1,00888210	190.070,40	1.937.228,82	1.747.158,43
set/10	1,00847666	192.777,44	1.761.968,49	1.569.191,05
out/10	1,00807138	195.862,70	1.581.856,59	1.385.993,89
nov/10	1,00807138	197.344,82	1.397.180,77	1.199.835,95
dez/10	1,00928879	210.755,90	1.210.980,97	1.000.225,08
jan/11	1,00862320	199.052,96	1.008.850,22	809.797,26
fev/11	1,00843908	195.431,53	816.631,20	621.199,67
mar/11	1,00920458	209.058,08	626.917,55	417.859,47
abr/11	1,00920458	212.346,46	421.705,69	209.359,23

* 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	527.043
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	3.599
A3 (69 kV)	2.027
A3a (30 kV a 44 kV)	1.611
A4 (2,3 kV a 25 kV)	165.675
AS	
BT (menor que 2,3 kV)	354.131
SUPRIMENTO	
CONSUMIDORES LIVRES	
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	
CONSUMIDOR GERADOR	
TOTAL	527.043

* Preenchimento Facultativo	
DESCRIÇÃO	MERCADO (MWh)
Residencial	
Industrial	
Comercial	
Rural	
Demais	
TOTAL Cativo	-
Suprimento	-
CATIVO + SUPRIMENTO	-
Livres/Dist./Uso Ger.	-
TOTAL	-

RECEITA - RAO	
DESCRIÇÃO	R\$
FORNECIMENTO	133.875.248,35
A1 (230 kV ou mais)	
A2 (88 a 138 kV)	1.384.054,99
A3 (69 kV)	1.402.790,98
A3a (30 kV a 44 kV)	461.739,11
A4 (2,3 kV a 25 kV)	37.616.933,01
AS	-
BT (menor que 2,3 kV)	93.009.730,26
SUPRIMENTO	
CONSUMIDORES LIVRES	
CONSUMIDOR DISTRIBUIÇÃO	
USO GERAÇÃO	2.440.920,00
TOTAL	136.316.168,35

Mercado Baixa Renda	
DESCRIÇÃO	MWh
Consumo mensal faixa 1	293,94
Consumo mensal faixa 2	2.356,95
Consumo mensal faixa 3	2.966,35
Consumo mensal faixa 4	
Consumo mensal faixa 5 **	1.310,89

* Informações contidas na coluna D da planilha da SRC.
** Somar a 5a e 6a faixa da coluna D

TABELA V – Encargos Setoriais e Custos de Transmissão

Encargos Setoriais	DRA		DRP
	Valores Faturados	Cobertura Tarifária	
Reserva Global de Reversão – RGR	R\$ 448.668,26	R\$ 430.815,80	R\$ 1.103.203,41
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	R\$ 7.494.419,41	R\$ 7.163.206,46	R\$ 7.801.110,00
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	R\$ 244.892,23	R\$ 234.688,80	R\$ 320.650,32
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	R\$ 5.010.945,79	R\$ 4.788.128,56	R\$ 5.071.956,41
Compensação financeira - CFURH	R\$ -	R\$ -	R\$ -
ESS/EER	R\$ 2.754.099,57	R\$ 2.630.942,61	R\$ 3.184.361,08
PROINFA	R\$ 2.625.246,72	R\$ 2.510.138,47	R\$ 2.340.197,27
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	R\$ 1.643.395,18	R\$ 1.576.859,19	R\$ 1.663.189,81
ONS	R\$ -	R\$ -	R\$ -
Total de Encargos Tarifários	R\$ 20.221.667,15	R\$ 19.334.779,89	R\$ 21.484.668,30

Transporte de Energia	DRA	DRP	Dispositivo Legal (DRP)
Transporte de Itaipu	R\$ 745.248,83	R\$ 790.922,90	Cálculo SRE Compra
Rede Básica Contratos Iniciais			Não se aplica
Rede básica	R\$ 7.074.762,40	R\$ 6.911.168,80	Memorando nº 135/2011-
Rede básica fronteira	R\$ 7.016.235,60	R\$ 7.553.072,40	Memorando nº 135/2011-
REDE BÁSICA ONS (A2)	R\$ 101.268,00	R\$ 119.044,31	RH Nº 844, 25/06/2009
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	R\$ -		Não se aplica
MUST ITAIPU	R\$ 679.796,38	R\$ 639.783,31	Memorando nº 135/2011-
Conexão	R\$ 400.760,23	R\$ 443.242,99	Memorando nº 135/2011-
Uso do sistema de distribuição	R\$ -	R\$ -	Não se aplica
Total do Transporte de Energia	R\$ 16.018.071,43	R\$ 16.457.234,71	

Encargos Setoriais + Transporte	R\$ 36.239.738,58	R\$ 37.941.903,01
--	--------------------------	--------------------------

TABELA VI – Rede Básica

REDE BÁSICA					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
BORBOREMA---138	5.243,00	5.080,00	1.384.152,00	1.341.120,00	264,0
CATANDUVA---138	5.090,00	4.983,00	4.401.832,00	4.309.298,40	864,8
UBARANA---069	5.058,00	4.948,00	1.288.778,40	1.260.750,40	254,8
Total/Tarifas Médias	5.113,30	4.995,06	7.074.762,40	6.911.168,80	1.383,60

REDE BÁSICA FRONTEIRA					
Pontos de Conexão	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$		MW
	DRA	DRP	DRA	DRP	Total
BORBOREMA---138	5.071,00	5.459,00	1.338.744,00	1.441.176,00	264,0
CATANDUVA---138	5.071,00	5.459,00	4.385.400,80	4.720.943,20	864,8
UBARANA---069	5.071,00	5.459,00	1.292.090,80	1.390.953,20	254,8
Total/Tarifas Médias	5.071,00	5.459,00	7.016.235,60	7.553.072,40	1.383,60

* 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	PA DIT (R\$) (2)	PA PIS COFINS	ENCARGO A SER
CNEE/CTEEP	443.242,99	36,97	0,00	443.279,95
0	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0,00	0,00	0,00	0,00
0	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	443.242,99	36,97	0,00	443.279,95

* 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	62.114.230,72	108,78	586.250
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2005-08	8.220.686,94	79,07	103.962
1º Existente 2006-08	8.286.399,05	92,58	89.509
1º Existente 2007-08	7.008.224,14	103,75	67.546
2º Existente 2008-08	-		-
4º Existente 2009-08	-		-
5º Existente 2007-08	205.041,62	132,11	1.552
MCS D 1º Existente 2005-08	73.913,95	78,25	945
MCS D 1º Existente 2006-08	86.228,07	91,61	941
MCS D 1º Existente 2007-08	16.220,57	102,68	158
MCS D 5º Existente 2007-08	340,44	130,74	3
(VR) 4º Nova A-3 2010-15 T	1.418.449,63	154,00	9.211
(VR) 6º Nova A-3 2011-OF15	4.411.663,45	151,20	29.178
CONTRATOS BILATERAIS			
Lajeado	14.240.534,56	141,99	100.296
Rosal	8.331.451,18	158,51	52.560
ITAIPU	9.815.077,12	85,26	115.120,86
PROINFA	-	-	13.509
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	1.759
6. Sobra (+) / Exposição (-)	(44.188,31)	30,77	(1.436)
7. CUSTO TOTAL COM COMPRA DE ENERGIA EM DRP	62.158.419,03	105,77	587.686
8. CUSTO TOTAL COMPRA DE ENERGIA EM DRA (3.1 * 3)	59.808.841,64	101,43	589.640

* 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	8,03%	8,03%
Perdas na Rede Básica	2,59%	2,25%
Perdas não Técnicas sobre BT	0,44%	0,44%
Mercado BT	354.131	354.131

PERDAS DE ENERGIA	PERDAS EM DRA		
	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
1.1 PERDAS		11,88%	62.597
Perdas na Rede Básica (%)		2,82%	14.886
Distribuição (%)	8,30%	9,05%	47.711
Perdas Técnicas (%)	8,03%	8,76%	46.153
Perdas não Técnicas (%)	0,27%	0,30%	1.558

PERDAS EM DRP		
% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
	11,51%	60.643
	2,45%	12.932
8,30%	9,05%	47.711
8,03%	8,76%	46.153
0,27%	0,30%	1.558

VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)	133.875.248,35	254,01	527.043
2.1 Fornecimento	133.875.248,35	254,01	527.043
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores Livres/Dist./Ger.	2.440.920,00	-	-
2.4 Consumidores Rede Básica			-
3. ENERGIA REQUERIDA DRA (1.1 + 2)			589.640
4. ENERGIA REQUERIDA DRP (1.2 + 2)			587.686

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