

Em 14 de junho de 2010.

Processo: 48500.001577/2010-12

Assunto: Homologação das tarifas de suprimento e de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão e estabelecimento do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS.

## I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2010 da **Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS**, 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 046/1999.

## II. DOS FATOS

2. A COPEL-DIS, sediada na cidade de Curitiba (PR), atende atualmente **3.649.413** unidades consumidoras (mercado cativo), abrangendo 393 municípios do Estado do Paraná e uma população superior a 10 milhões de habitantes, cujo consumo de energia elétrica representa uma receita anual (sem tributos) de, aproximadamente, **R\$ 5,2 bilhões**.

COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A			
MERCADO CATIVO Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras	%	Consumo de energia (%)
Residencial	2.876.728	78,8%	27,3%
Rural	357.112	9,8%	9,0%
Comercial	300.205	8,2%	21,8%
Industrial	66.750	1,8%	32,7%
Poder Público	34.218	0,9%	2,6%
Iluminação Pública	9.653	0,3%	3,6%
Serviço Público	4.130	0,1%	2,9%
Consumo Próprio	617	0,0%	0,1%
Total	3.649.413	100,0%	100,0%

### Aspectos Contratuais

3. Em 24 de junho de 1999 foi firmado o Contrato de Concessão n.º 046/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica — ANEEL, e a Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da área de concessão a ela atribuída. O mencionado contrato estabelece, na Subcláusula Terceira da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima.

4. Em 23 de maio de 2005, foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão n.º 046/1999, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

5. Com base nos resultados da Audiência Pública nº 043/2009 e das reuniões com as concessionárias de distribuição, foi aprovado pela ANEEL, conforme Despacho nº 245, de 02 de fevereiro de 2010, o modelo-padrão de aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas à alteração dos 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. O Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão n.º 046/1999 foi assinado pela COPEL-DIS em 01 de março de 2010.

### Reajuste Tarifário Anual de 2009

6. Em 24 de junho de 2009 as tarifas da COPEL-DIS foram, em média, reajustadas em 11,42%, conforme Resolução Homologatória nº. 839, de 23 de junho de 2009, correspondendo a um efeito médio percebido pelos consumidores cativos de 12,98% em relação às tarifas então vigentes.

## **Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2010**

7. Por meio das Cartas DRPC-DIS-C nºs 005/2010 e 008/2010, de 18 e 31 de maio de 2010, respectivamente, a COPEL-DIS encaminhou à ANEEL sua simulação de cálculo do Reajuste Tarifário Anual médio de **8,48%**, a ser aplicado às suas tarifas de energia elétrica a partir de 24 de junho de 2010. O percentual médio calculado pela concessionária, que representa um efeito a ser percebido pelo consumidor de **2,39%**, reflete a variação dos seguintes itens:

- a) Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico, de **6,11%**;
- b) CVA em Processamento (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A), de **0,97%**;
- c) Saldo a compensar da CVA do ano anterior, de **- 0,10%**;
- d) Sobrecontratação de energia e exposição financeira em submercados, de **0,12%**;
- e) Programa Luz para Todos, de **0,43%**;
- f) Parcela de Ajuste Rede Básica Fronteira, de **0,02%**;
- g) Parcela de Ajuste da Conexão/DIT (Demais Instalações de Transmissão), de **0,0002%**;
- h) Perdas com suspensão do faturamento de consumidores com medição centralizada polifásica, de **0,0022%**;
- i) Neutralidade dos encargos setoriais – Aditivo ao contrato concessão, de **- 0,19%**;
- j) Subsídio – Tarifa de Uso Fio “B” concedido a concessionárias Supridas, de **0,44%**;
- k) Subsídio – Baixa Renda, de **0,39%**;
- l) Subsídio - Irrigação e Aqüicultura - Res 207/2006, de **0,01%**;
- m) Subsídio - Fontes Incentivadas - Res 77/2004, de **0,11%**;
- n) Subsídio - Autoprodutores - Res 166/2005, de **0,07%**; e
- o) Subsídio - Cooperativas, de **0,10%**.

8. Na apuração da sua Receita Anual-RAo a COPEL-DIS utilizou valores projetados para o mês de maio de 2010 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados. Também considerou em seus cálculos valores estimados para alguns dos encargos setoriais e para a variação do IGP-M, do IPCA e da cotação do dólar americano para precificar a energia comprada de Itaipu.

### **III. DA ANÁLISE**

9. A Superintendência de Regulação Econômica – SRE, em reunião realizada em 05 de maio de 2010, na sede da ANEEL, procurou prestar aos técnicos da COPEL-DIS os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual.

10. Consultado o aplicativo da ANEEL gerenciado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, denominado “Inadimplentes do Setor Elétrico”, constatou-se que a COPEL-DIS, 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, **encontra-se adimplente, nesta data**, com as obrigações intra-setoriais relacionadas no referido dispositivo legal, a seguir transcrito:

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

11. Em relação à tabela de preços dos serviços cobráveis previstos na Resolução ANEEL nº. 457, de 29 de novembro de 2000, cabe informar que, tendo em vista a cobertura dos custos de execução de tais atividades pela Empresa de Referência, conforme consta do Anexo I da Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008, que alterou a Resolução Normativa nº 234, de 31 de outubro de 2006, estabelecendo os conceitos gerais, as metodologias aplicáveis e os procedimentos iniciais para realização do segundo ciclo de Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica, o resultado do produto entre as frequências regulatórias e as taxas reais passou a ser revertido para modicidade tarifária, aplicando-se como redutor do custo total da Empresa de Referência. Dessa forma, os valores constantes da mencionada Resolução nº 457/2000 estão sendo devidamente atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário da concessionária, para fins de cobrança do consumidor solicitante dos serviços a partir de 24 de junho de 2010.

## Fator X

12. Por meio da Resolução Homologatória nº 826, de 02 de junho de 2009, que divulgou o **resultado definitivo** da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da COPEL-DIS, foi estabelecido o valor do componente "Xe" em 0,72%, a ser considerado no cálculo do "Fator X" para aplicação como redutor da "Parcela B" nos reajustes tarifários anuais de 2009 a 2011.

13. Esclarecido que o componente "Xa" do "Fator X" é calculado em cada reajuste tarifário anual, na forma do Anexo VI da Resolução Normativa nº. 234, de 31 de outubro de 2006, foi considerado no atual cálculo tarifário da COPEL-DIS o **Fator X de 0,42%**, sendo o componente **Xe = 0,72%** e o componente **Xa = - 0,33%** (variação em 12 meses do IGP-M = 4,18% e do IPCA = 5,22%).

## Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição

14. Consta do contrato de concessão que às perdas elétricas do sistema de distribuição, as quais se dividem em perdas técnicas e comerciais ou não-técnicas, aplica-se o tratamento estabelecido no momento da revisão tarifária periódica da concessionária.

15. Conforme a Resolução Homologatória nº 826, de 2009, que divulgou o **resultado definitivo** da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da COPEL-DIS, foram estabelecidas para o ano- teste, junho/2008 a maio/2009, perdas técnicas de 7,43% sobre a energia injetada e perdas não-técnicas de 3,15% sobre o mercado faturado de baixa tensão, que serão mantidas constantes em todo o ciclo tarifário.

## Cálculo do IRT 2010

16. O Reajuste Tarifário Anual da COPEL-DIS, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, para aplicação a partir de 24 de junho de 2010, resultou no percentual total médio de **9,74%**, sendo **6,88%** relativo ao cálculo econômico e **2,86%** referente aos componentes financeiros pertinentes, conforme abaixo discriminado:

- a) Índice de Reajuste Tarifário Anual – IRT econômico, de **6,88%**;
- b) CVA em Processamento, de **0,63%**;
- c) Saldo a Compensar da CVA Ano Anterior, de **0,31%**;
- d) Neutralidade dos encargos setoriais, de **- 0,15%**;
- e) Repasse da sobrecontratação de energia, de **0,24%**;
- f) Exposição por diferença de preços entre Submercados, de **0,01%**;
- g) Déficit do Programa Luz para Todos, de **0,43%**;
- h) Parcela de Ajuste Rede Básica Fronteira, de **0,02%**;
- i) Parcela de Ajuste de Conexão/DIT, de **0,0002%**;
- j) Consumidor A1-Ativos Conexão/DIT já incluídos Parcela A, de **- 0,04%**;
- k) Ajuste ref.sobrecarga TUSD-G / DIT - Res nº 845/2009, de **- 0,01%**;
- l) Adicional do encargo P&D – Lei nº 12.111/2009, de **0,13%**;
- m) Subsídio BAIXA RENDA, de **0,53%**;
- n) Subsídio IRRIGAÇÃO/AQUICULTURA - Res. 207/2006, de **0,01%**;
- o) Subsídio FONTES INCENTIVADAS - Res. 077/2004, de **0,12%**;
- p) Subsídio AUTOPRODUTORES – Res. 166/2005, de **0,02%**;
- q) Subsídio COOPERATIVAS, de **0,10%**; e
- r) Subsídio FIO B para concessionárias SUPRIDAS, de **0,51%**.

17. O índice médio final do reajuste foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado no período de junho de 2009 a maio de 2010, com variação de **4,18%**, do qual foi deduzido o **Fator X de 0,42%**, resultando um percentual de **3,76%** a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária.

18. O índice do reajuste compreende também a atualização de custos em relação àqueles considerados no último cálculo tarifário, tais como: RGR, TFSEE, CCC, CDE, PROINFA, ESS/EER, P&D, ONS, Energia Comprada, Transporte de Itaipu, Rede Básica e Conexão.

19. No cálculo da Receita Anual – RA<sub>0</sub> da COPEL-DIS, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência (junho de 2009 a maio de 2010), a SRE considerou o valor de **R\$ 4.921.032.770,45**, obtido a partir do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF, preenchido de acordo com as orientações constantes do Ofício nº 96/2010-SRE/ANEEL, dirigido à concessionária em 28 de abril de 2010.

20. Para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVAess/eer do próximo reajuste da concessionária, foi considerada a previsão do custo anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER da COPEL-DIS, no valor de **R\$ 62.892.296,32**, aí incluídos 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.

21. Conforme dispõe o Art. 7º da Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial nº 361, de 26 de novembro de 2004, os itens de custo da Parcela A, relativos à Quota de Reserva Global de Reversão – RGR, à Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e ao Encargo de Conexão estão ajustados ou concatenados com a data de reajuste tarifário anual da COPEL-DIS.

22. Em consonância com o disposto na Resolução Normativa nº 316, de 13 de maio de 2008, a base de cálculo utilizada para apuração do encargo Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética na Data do Reajuste em Processamento – DRP foi obtida mediante a dedução dos valores relativos aos encargos da CCC, CDE e RGR, da Receita Operacional Líquida – ROL da COPEL-DIS, nesta já considerados os respectivos ajustes financeiros que compõem a receita total da concessionária.

23. Ainda em relação ao encargo setorial P&D, também foi considerado 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. Tendo em vista que o recolhimento deste adicional passou a ser exigido a partir de janeiro/2010, sem que houvesse a devida cobertura tarifária, foi considerado no atual reajuste da COPEL-DIS um componente financeiro no valor de **R\$ 6.772.496,01**.

24. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, por meio do Memorando nº 792/2010-SFF/ANEEL, de 07 de junho de 2010, prestou as seguintes informações:

- a) Valor da Reserva Global de Reversão – RGR para o período de junho a dezembro de 2010, portanto, referente a apenas sete meses em função do disposto na Lei nº 10.438/2002 que dispõe que a quota anual da RGR deverá ser extinta no final do exercício de 2010, sendo a quota total de R\$ 21.748.855,79 e o Ajuste de 2008, resultante da PAC do respectivo exercício, no valor de R\$ 8.497.757,00, a ser recolhido pela COPEL-DIS em complemento ao valor pago à época, resultando um encargo final de RGR de R\$ 30.246.612,79;
- b) Saldos das Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento da COPEL-DIS, validando o montante nominal (sem remuneração pela SELIC) de R\$ 37.203.769,78;
- c) Descontos especiais concedidos na tarifa de fornecimento para Irrigação e Aquicultura, conforme previsto na Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006, de R\$ 665.868,87 (valores nominais, sem atualização), relativos aos meses de competência de maio/2009 a abril/2010;
- d) Descontos concedidos (valores nominais, sem atualização) na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, para Fontes Incentivadas, conforme previsto na Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, de R\$ 1.574.420,31 (consumidores livres) e de R\$ 3.652.737,63 (geradores), relativos aos meses de competência de maio/2009 a abril/2010;

- e) Descontos concedidos na TUSD para empreendimento próprio de produção independente e/ou de autoprodução, conforme previsto nos arts. 19, 20 e 30 da Resolução Normativa nº 166, de 10/10/2005, referentes aos encargos CCC, CDE e PROINFA, de R\$ 3.444.905,58 (valores nominais, sem atualização), relativos aos meses de competência de maio/2009 a abril/2010;
- f) Descontos concedidos a Cooperativas de Eletrificação Rural, inclusive permissionárias, conforme Portaria DNAEE nº 44, de 20 de fevereiro de 1992, Portaria MINFRA nº 42, de 19 de março de 1999 e Resolução nº 205, de 22 de dezembro de 2005, no valor nominal de R\$ 5.260.316,81, relativos aos meses de competência de maio/2009 a abril/2010; e
- g) Descontos na TUSD (parcela Fio B) concedidos as concessionárias Supridas (mercado anual inferior a 500 GWh), conforme disposto na Resolução Normativa nº 206/2005, alterada pela Resolução Normativa nº 243/2006, no valor nominal de R\$ 25.484.202,48, relativos aos meses de competência de maio/2009 a abril/2010.

## Transporte de Energia

25. Por meio do Memorando nº. 191/2010-SRT/ANEEL, de 31 de maio de 2010, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT informou os valores dos encargos de uso da Rede Básica a serem considerados no cálculo do atual reajuste tarifário da COPEL-DIS, tendo por base o período de referência de junho de 2009 a maio de 2010 e as tarifas de uso das instalações de transmissão componentes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional vigentes desde julho de 2009, conforme quadro abaixo:

REDE BÁSICA - RESUMO	DRA	DRP
REDE BÁSICA NODAL	290.003.026,00	332.673.099,80
REDE BÁSICA FRONTEIRA	48.670.973,60	54.050.565,10
MUST ITAIPU	31.878.268,67	35.134.296,12
<b>DESPESA TOTAL</b>	<b>370.552.268,27</b>	<b>421.857.961,02</b>

26. A COPEL-DIS tem em sua área de concessão cinco consumidores conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais) – Cimento Rio Branco (livre), Petróleo Brasileiro-Petrobrás (livre), Gerdau Aços Longos (cativo), WHB Fundação (cativo) e Peróxidos do Brasil (cativo) –, que são responsáveis pelo pagamento de parte das despesas com rede básica, conforme quadro a seguir:

Valores a serem pagos pelos Consumidores do Subgrupo A1 referentes a Rede Básica - Encargos de Uso (em R\$)		
Consumidor	TOTAL (R\$)	TUSTRB - R\$/kW-mês
Petrobras (SE São Mateus do SUL)	1.189.824,00	6,197
Votorantim Cimento Brasil (SE Pilarzinho)	2.343.662,00	6,386
Gerdau + WHB + Peróxidos (SE Umbará)	2.326.860,00	6,255
	<b>5.860.346,00</b>	

27. Conforme informação da SRT pelo mesmo Memorando nº. 191, de 2010, em consonância com o disposto no Anexo VI da Resolução Homologatória nº. 843, de 25 de junho de 2009, foi considerado no atual cálculo tarifário da COPEL-DIS a Parcela de Ajuste da Rede Básica Fronteira – PAF no total anual de **R\$ 999.953,42**, a ser adicionado nas faturas mensais das transmissoras COPEL-GT (R\$ 976.258,35) e ELETROSUL (R\$ 23.695,07). O valor da PA Fronteira aqui mencionado deverá ser também considerado no cálculo da Tarifa Média da Rede Básica, para fins de apuração da CVA Rede Básica em 2011.

28. Também foi informado pela SRT o novo encargo anual de Conexão (base: junho de 2009) devido à transmissora Copel Geração e Transmissão S.A. - COPEL-GT, relativo às Demais Instalações de Transmissão – DIT em operação, conforme quadro a seguir:

ENCARGO CONEXÃO ANUAL DA COPEL-D para COPEL-GT			
		A preços de 01/06/2009	Valor concatenado com a data de reajuste da COPEL-D
Encargo anual de Conexão, da COPEL-D para COPEL-GT, relativo às Demais Instalações de Transmissão-DIT em operação		13.349.306,16	13.907.051,48
Parcelas de Ajuste das Demais Instalações de Transmissão - PA DIT (Uso Exclusivo)		11.839,47	12.334,13
<b>TOTAL</b>		<b>13.361.145,63</b>	<b>13.919.385,61</b>

29. Em relação ao quadro acima, cabe esclarecer que os valores que compõem o custo anual de conexão/DIT, a preços de 01 de junho de 2009, foram atualizados pela variação do IGP-M até junho de 2010.

30. Os custos de conexão/DIT a serem pagos pelos consumidores conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais) estão incluídos no valor total do custo de conexão/DIT da COPEL-DIS, razão pela qual, para evitar duplicidade de receita, foi considerado um componente financeiro negativo no valor de **R\$ (2.244.797,41)**, conforme discriminado abaixo:

Consumidores conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais)	
Consumidor	R\$ em JUN/2010
<b>Petrobrás</b>	<b>358.582,93</b>
<b>Votorantim Cimento Brasil</b>	<b>1.149.925,93</b>
<b>Gerdau Aços Longos</b>	<b>567.998,03</b>
<b>WHB Fundação S.A.</b>	<b>119.878,18</b>
<b>Peróxidos do Brasil LTDA</b>	<b>48.412,34</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.244.797,41</b>

31. Levando em consideração a tarifa mensal de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional, de R\$ 3.515,59 por MW, vigente desde julho de 2009 (Resolução Homologatória nº 844, de 2009), foi contemplado no atual reajuste tarifário da COPEL-DIS o valor de R\$ 38.507.354,13 para cobertura deste custo de transmissão.

32. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009, que estabeleceu os critérios para o cálculo locacional da 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 nº 169/2010-SRD/ANEEL, de 31 de maio de 2010, o valor da componente tarifária TUSDg-ONS, calculada com base no orçamento anual do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, de forma proporcional aos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão – MUST e de Distribuição – MUSD contratados pelas centrais geradoras, que, após atualizado pela variação do IGPM até junho/2010, totalizou **R\$ 765.415,56**, ora considerado no atual reajuste da COPEL-DIS.

33. Em decorrência da Resolução Homologatória nº 845, de 30 de junho de 2009, as geradoras conectadas em DIT (Demais Instalações de Transmissão) passaram a pagar à distribuidora, desde julho de 2009, tarifa não prevista no equilíbrio econômico-financeiro estabelecido no último cálculo tarifário. Desse modo, no caso da COPEL-DIS, a sobre-receita obtida pela aplicação da TUSDg da UTE Figueira ao seu respectivo mercado verificado a partir de julho/2009 até a data do reajuste da concessionária, que totalizou o valor, já atualizado pela variação do IGPM, de **R\$ 307.853,47**, foi revertida à modicidade tarifária no atual reajuste da COPEL-DIS, como um componente financeiro negativo.

## Aquisição de Energia

34. Os artigos 36 e 37 do Decreto nº 5.163/2004 estabelecem:

*Art. 36. 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 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:*

*I - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 5", observado o disposto no art. 40:*

*a) repasse do VR durante os três primeiros anos de suprimento da energia elétrica adquirida; e*

*b) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica, a partir do quarto ano de sua entrega;*

*II - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 3", observado o disposto no art. 40:*

*a) repasse do VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A - 5";*

*b) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica a partir do quarto ano de sua entrega, limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A - 5"; e*

*c) repasse ao menor valor entre o VL5 e o VL3, definidos no art. 34, da parcela adquirida que exceder os montantes referidos nas alíneas "a" e "b" deste inciso;*

*III - nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, repasse integral dos respectivos valores de sua aquisição, observado o disposto no art. 41;*

*IV - nos leilões de ajustes de que trata o art. 26, repasse integral até o limite do VR; e*

*V - na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída de que trata o art. 15, repasse integral até o limite do VR.*

*VI - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de fontes alternativas e daqueles de que trata o inciso IV do § 1º do art. 19, repasse integral dos respectivos valores de aquisição.*

*§ 1º Deverá ser assegurada a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica constantes dos contratos de que trata o caput, utilizando-se metodologia de cálculo que deverá observar, dentre outras, as seguintes diretrizes:*

*I - o preço médio ponderado dos contratos de compra de energia elétrica registrados, homologados ou aprovados na ANEEL até a data do reajuste em processamento, para entrega nos doze meses subsequentes; e*

*II - a aplicação deste preço médio ponderado ao mercado de referência, entendido como o mercado dos doze meses anteriores à data do reajuste em processamento.*

*§ 2º Para cumprimento do disposto no § 1º, a ANEEL fica autorizada a celebrar, se for o caso, aditivos aos Contratos de Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica.*

*§ 3º No caso de os montantes contratados nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos realizados em "A-5" serem inferiores às quantidades declaradas pelos agentes de distribuição, o limite de dois por cento de que tratam as alíneas "a" e "b" do inciso II do caput poderá ser acrescido do percentual relativo à compra frustrada.*

*§ 4º Relativamente à compra frustrada do leilão de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, realizado em 2005, com início de suprimento a partir de janeiro de 2009, aplica-se o disposto no § 3º ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica decorrente do leilão de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos "A-3", realizado em 2006.*

*§ 5º Entende-se por compra frustrada, para fins deste Decreto, a quantidade de energia elétrica declarada pelo agente de distribuição e não contratada no respectivo leilão.*

*Art. 37. Ficam mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia elétrica proveniente de contratos celebrados até 16 de março de 2004, da Itaipu Binacional e das usinas contratadas na primeira etapa do PROINFA.*

35. Por meio do Memorando nº. 141/2010-SEM/ANEEL, de 08 de junho de 2010, a Superintendência de Estudos Econômicos do Mercado – SEM informou os preços da energia elétrica referentes aos contratos bilaterais firmados pela COPEL-DIS com ELEJOR (parte relacionada), ITIQUIRA, COOP. AGRO. LAR, IBRAHIM FAIAD, COLOMBARI e SANEPAR a serem considerados no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores da concessionária.

36. Esta SRE adotou as tarifas a seguir mencionadas para a determinação dos custos a serem repassados aos consumidores finais da COPEL-DIS, conforme Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, observadas as disposições do contrato de concessão e demais normas pertinentes:

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

- Montantes de energia elétrica comprada, valorados pelo preço médio de repasse do reajuste tarifário anterior, o qual foi calculado conforme demonstrativo a seguir:

TARIFA MÉDIA DA ENERGIA COMPRADA (IRT 2009)			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	R\$	Tarifa média 2008
1º Leilão EE - 2005-2012	7.915.172	560.718.254,28	70,84
1º Leilão EE - 2006-2013	3.604.873	298.904.026,05	82,92
1º Leilão EE - 2007-2014	24.993	2.294.723,46	91,81
2º Leilão EE - 2008-2015	475.707	47.446.747,67	99,74
4º Leilão EE - 2009-2016	172.952	18.732.160,59	108,31
5º Leilão EE - A1-2007	1.395.910	165.295.749,47	118,41
2008 - H30 (1o leilão)	31.662	3.948.621,00	124,71
2009 - H30 (1o leilão)	28.548	3.804.317,99	133,26
2010 - H30 (1o leilão)	243.340	35.384.431,18	145,41
2008 - T15 (1o leilão)	250.174	26.576.029,70	106,23
2009 - T15 (1o leilão)	364.301	38.539.395,70	105,79
2010 - T15 (1o leilão)	160.043	23.272.111,48	145,41
2010 - T15 (4o leilão)	45.592	4.564.257,42	100,11
9º LEILÃO DE AJUSTE	742.152	108.183.497,04	145,77
8º LEILÃO DE AJUSTE	8.759	1.441.293,45	164,55
SOBRA (LEILÕES)	-182.350	(15.790.457,87)	86,59
GD (Geração Distribuída)	412		128,32
ITIQUEIRA - G	913.838	117.848.521,40	128,96
ELEJOR - G	1.189.489	176.674.801,17	148,53
ITAIPU	5.254.671	534.014.061,90	101,63
PROINFA	580.050	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>23.220.289</b>	<b>2.151.852.543,08</b>	<b>92,67</b>

### Na Data do Reajuste em Processamento – DRP

- (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;

OBS: para apuração do limite acima referido, conforme estabelecido no Decreto nº 5.163/2004, em seu artigo 13, no cumprimento da obrigação de contratar compra de energia para atendimento à totalidade do mercado dos agentes de distribuição, será contabilizada a energia elétrica: a) contratada até 16 de março de 2004; b) contratada nos leilões de energia; e c) proveniente de geração distribuída, do PROINFA e de Itaipu Binacional.

Preço de Repasse da Compra de Energia Elétrica (PCEi)			
Considerar Preço contratual atualizado pela variação do IGPM			
		<b>ELEJOR</b>	
		152,92	em MAIO/2010
Preço de Repasse da Compra de Energia Elétrica (PCEi)			
Considerar Preço contratual atualizado pela variação do IGPM			
		<b>ITIQUEIRA</b>	
		130,70	em FEVEREIRO/2010

Preço de Repasse da Compra de Energia Elétrica (PCEI)			
Considerar o menor entre VR e Preço contratual atualizado pela variação do IPCA			
		<b>COOP.AGRO.LAR</b>	
		134,84	em MAIO/2010
		<b>IBRAHIM FAIAD</b>	
		136,54	em MAIO/2010
		<b>J.C.COLOMBARI</b>	
		134,71	em MARÇO/2010
		<b>SANEPAR</b>	
		134,73	em MAIO/2010

- (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. O cálculo do preço médio aqui mencionado consta do quadro abaixo:

PREÇO MÉDIO PONDERADO - ENERGIA COMPRADA APÓS LEI 10.848/2004			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	Preço - R\$/MWh	R\$
CCEAR 2005 - 8 anos	7.673.104	74,57	572.219.171,73
CCEAR 2006 - 8 anos	3.414.270	87,31	298.094.778,09
CCEAR 2007 - 8 anos	0	97,85	(0,00)
CCEAR 2007-8 anos (A-1)	1.395.960	124,59	173.927.858,92
CCEAR 2008 - 8 anos	469.575	104,99	49.298.634,72
CCEAR 2009 - 8 anos	0	117,51	-
MCSD - 2005 - 8 anos	582.766	72,89	42.475.537,10
MCSD - 2006 - 8 anos	527.195	85,41	45.029.249,23
MCSD - 2007 - 8 anos	87.336	95,99	8.383.105,84
MCSD 2007 - 8 anos (A-1)	5.954	120,21	715.756,38
MCSD 2008 - 8 anos	121.251	102,40	12.416.230,79
MCSD 2009 - 8 anos	380.510	113,09	43.033.458,30
1º Leilão 2008-H30	31.662	131,22	4.154.663,64
1º Leilão 2008-T15	250.889	103,25	25.904.264,30
1º Leilão 2009-H30	28.548	140,21	4.002.819,23
1º Leilão 2009-T15	365.341	102,29	37.370.709,62
1º Leilão 2010-H30	580.868	145,41	84.464.392,81
1º Leilão 2010-T15	564.834	145,41	82.132.807,52
3º Leilão 2011-H30	209.694	142,76	29.936.374,61
3º Leilão 2011-T15	197.895	142,76	28.251.991,79
4º Leilão 2010-T15	160.907	145,41	23.397.611,86
6º Leilão 2011-OF15	186.416	142,76	26.613.140,38
1º Leilão F. Altern. 2010-H30	0	157,75	-
1º Leilão F. Altern. 2010-OF15	0	151,59	-
			-
subtotal	17.234.975		
EXPOSIÇÃO	0	36,23	-
TOTAL	17.234.975	Preço Médio	1.591.822.556,87
		92,36	

- (iii) para a energia elétrica proveniente de Itaipu: o preço calculado a partir da tarifa de repasse de potência estabelecida pela Resolução Homologatória nº. 919, de 15 de dezembro de 2009, de **US\$ 24,63 por kW**, e da cotação para venda do dólar americano de **07 de junho de 2010**, de **R\$ 1,8634**, resultando o valor de **R\$ 45,90 por kW**, o qual foi aplicado ao montante da demanda de potência contratada para os próximos doze meses, sendo que até dezembro/2010 conforme previsto na Resolução Normativa nº. 913, de 24 de novembro de 2009, e de janeiro a maio/2011 o montante de potência (kW) estimado a partir dos mesmos montantes do período jan-mai/2010, flexibilizados pela nova cota-parte de Itaipu para 2011 fixada para a COPEL-DIS (Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006).

37. A SRE elaborou o Balanço Energético para o período de referência do reajuste tarifário em análise, contendo as informações físicas apresentadas no quadro abaixo, referentes à energia do PROINFA, de Itaipu e às compras por meio dos contratos bilaterais, inclusive leilões:

	BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRAS/GLOSAS FÍSICAS NO IRT	TOTAL - MWh
(1)	Geração Própria - MWh	0
	Energia PROINFA - MWh	551.741
(2)	Compras - ITAIPU - MWh	5.210.287
	Energia ITAIPU	5.210.287
(3)	Compras - Contratos Bilaterais - MWh	18.397.949
	ELEJOR	1.186.104
	ITIQUEIRA	911.601
	GD - Geração Distribuída	30
	LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	14.342.894
	LEILÃO DE ENERGIA NOVA	1.215.200
	LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	0
	LEILÃO DE AJUSTE	742.121
	EXPOSIÇÃO	207.899
(4) = (1)+(2)+(3)	Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)	24.367.874
(5)	Fornecimento Cativo - MWh	20.931.516
(6)	Suprimento - MWh	550.040
(7) = (5)+(6)	Energia VENDIDA - MWh (MERCADO de VENDA)	21.481.556
(8)	PERDA REGULATÓRIA (% s/Energia VENDIDA)	13,44%
(9) = (7)*(8)	PERDA REGULATÓRIA TOTAL - MWh	2.886.318
(10) = (7)+(9)	Energia REQUERIDA "DRA" - MWh	24.367.874
(12) = (4)-(11)	SOBRAS + GLOSAS	0

38. De acordo com o Balanço Energético, a empresa não apresentou sobras de energia no período de referência, entretanto, na apuração da CVA referente à compra de energia e da sobrecontratação de energia, será levada em consideração a situação de sobra ou exposição verificada em cada mês (Fatores K mensais).

39. Conforme previsto no Contrato de Concessão, no cálculo do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) as Perdas Elétricas do Sistema de Distribuição (Técnicas e Comerciais) receberão o tratamento a elas estabelecido no momento da última revisão tarifária periódica da concessionária. Sendo assim, o Balanço Energético a ser considerado na Data do Reajuste em Processamento (DRP) apresentou um montante de Energia Requerida de **24.417.867 MWh**, a saber:

Descrição	(%)
Perdas Técnica	7,43%
Perdas não Técnica	
Perdas na Rede Básica	2,57%

Descrição	(%)
Perdas Não Técnicas sobre BT	3,15%
Mercado BT	11.273.009

PERDAS DE ENERGIA	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
<b>1. PERDAS TOTAIS</b>		<b>13,67%</b>	<b>2.936.311</b>
Perdas na Rede Básica (%)		2,57%	611.816
Distribuição (%)	8,77%	10,82%	2.324.496
Perdas Técnicas (%)	7,43%	9,17%	1.969.396
Perdas não Técnicas (%)	1,34%	1,65%	355.100
VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	<b>4.751.055.434,59</b>	<b>221,17</b>	<b>21.481.556</b>
2.1 Fornecimento	4.651.546.075,00	222,23	20.931.516
2.2 Suprimento	99.509.359,59	180,91	550.040
2.3 Consumidores Livres / Dist / Ger	169.977.335,86	52,76	3.221.946
2.4 Consumidores da Rede Básica			521.997
<b>3. ENERGIA REQUERIDA "DRP" (1+2)</b>			<b>24.417.867</b>

40. O Quadro-Resumo a seguir apresenta os montantes físicos (MWh), as tarifas (R\$/MWh) e as respectivas despesas (R\$), considerados no cálculo da energia comprada da COPEL-DIS:

COPEL-DIS - DRA (Data de Referência Anterior)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2008	DRA - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS	18.397.949		
ELEJOR	1.186.104		
ITIQUEIRA	911.601		
GD - Geração Distribuída	30		
LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	14.342.894		
LEILÃO DE ENERGIA NOVA	1.215.200		
LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	0		
LEILÃO DE AJUSTE	742.121		
2) EXPOSIÇÃO	207.899		
3) ITAIPU	5.210.287		
4) PROINFA	551.741		
5) GERAÇÃO PRÓPRIA	0		
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRA</b>	<b>24.367.874</b>	<b>92,67</b>	<b>2.258.200.643,51</b>
COPEL-DIS - DRP (Data do Reajuste em Processamento)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2009	DRP - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS (Terceiros)	911.601		119.148.998,90
ITIQUEIRA	911.601	130,70	119.148.998,90
2) CONTRATOS BILATERAIS (P. Relacionada)	1.186.104		181.382.505,39
ELEJOR	1.186.104	152,92	181.382.505,39
3) CONTRATOS INICIAIS			
4) ITAIPU	5.042.725	98,80	498.228.431,20
5) PROINFA	667.653	-	-
6) GERAÇÃO PRÓPRIA	0	-	-
7) GERAÇÃO DISTRIBUIDA	4.181	134,94	564.149,56
<b>SUBTOTAL</b>	<b>7.812.263</b>		<b>799.324.085,06</b>
COMPLEMENTO LEILÕES (CCEAR)	16.605.604	92,36	1.533.693.860,26
EXPOSIÇÃO	0	92,36	-
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRP</b>	<b>24.417.867</b>	<b>95,55</b>	<b>2.333.017.945,31</b>

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

41. Apenas a título de informação e maior clareza quanto ao custo efetivo da energia comprada pela COPEL-DIS, consta do quadro a seguir, o dispêndio total relativo à energia proveniente de Itaipu, incluindo-se as despesas com o transporte dessa energia até o Centro de Gravidade, a saber:

TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRP	24.417.867	95,55	2.333.017.945,31
ITAIPU	5.042.725	98,80	498.228.431,20
Transporte ITAIPU			38.507.354,13
MUST ITAIPU (Rede Básica Ger.)			35.134.296,12
CUSTO FINAL ENERGIA ITAIPU	5.042.725	113,40	571.870.081,45
CUSTO TOTAL ENERGIA COMPRADA	24.417.867	98,56	2.406.659.595,56

### Outros Componentes Financeiros

42. A COPEL-DIS incluiu em seu pleito de reajuste tarifário um componente financeiro no valor de R\$ 112.658,38, a título de ressarcimento pela alegada perda de receita no período de abril/2009 a março/2010 em face da suspensão temporária do faturamento de consumidores que tivessem medição eletrônica centralizada polifásica, determinada por meio do Ofício nº 100/2009-SRC/ANEEL, de 30 de janeiro de 2009, e revogada pelo Ofício nº 057/2010-SRC/ANEEL, de 19 de março de 2010. Justifica a concessionária que neste período efetuou a cobrança pelo valor mínimo, deixando de faturar o montante pleiteado.

43. A propósito deste pleito, cabe destacar o que dispõe a Resolução nº 456/2000:

*Art. 33. O medidor e demais equipamentos de medição serão fornecidos e instalados pela concessionária, às suas expensas, exceto quando previsto em contrário em legislação específica.*

...

*§ 2º Fica a critério da concessionária escolher os medidores e demais equipamentos de medição que julgar necessários, bem como sua substituição ou reprogramação, quando considerada conveniente ou necessária, observados os critérios estabelecidos na legislação metrológica aplicáveis a cada equipamento.*

*Art. 57. Em caso de retirada do medidor, por período de até 30 (trinta) dias, para fins de aferição ou por motivo de deficiência atribuível à concessionária, o faturamento relativo a esse período será efetuado com base na média aritmética dos 3 (três) últimos faturamentos.*

*§ 1º Nos casos em que a unidade consumidora permanecer por mais de 30 (trinta) dias sem o equipamento de medição, por qualquer motivo de responsabilidade exclusiva da concessionária, o faturamento deverá ser efetuado com base nos respectivos valores mínimos faturáveis fixados no art. 48 ou no valor da demanda contratada.*

44. Pelo exposto, vê-se que a medição é de responsabilidade da distribuidora. Portanto, ao não utilizar outro equipamento de medição, devidamente homologado pelo órgão metrológico, para realizar o faturamento das unidades consumidoras em questão, a distribuidora se absteve, por sua liberalidade, de realizar o faturamento do consumo real das unidades consumidoras, dada a restrição imposta pelo § 1º do

artigo 57, razão pela qual não foi atendido o pleito apresentado pela concessionária, por falta de amparo legal ou regulamentar.

45. Cabe informar ainda que tal suspensão temporária foi também determinada às concessionárias AMPLA, COELCE, ESCELSA, SAELPA e CELPA, sendo conhecido que ao menos a primeira delas utilizou, alternativamente, a medição eletromecânica para efetuar os faturamentos no período.

46. A título de recuperação dos descontos concedidos aos agentes de autoprodução (APE) e produção independente de energia (PIE), referentes às componentes CCC, CDE e PROINFA da TUSD, a COPEL-DIS incluiu em seu pleito um componente financeiro total de R\$ 3.793.867,31, sendo R\$ 442.143,31 para ressarcimento dos descontos concedidos no período de junho/2009 até maio/2010, aí já descontado o adiantamento concedido no IRT-2009, e R\$ 3.351.724,00 como previsão do subsídio para os próximos doze meses.

47. Após análise do comportamento do mercado da concessionária no período de junho/2009 a janeiro/2010, em consonância com o disposto no parágrafo único do art. 30 da Resolução Normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005, que diz: "*A TUSD para os consumidores livres e a tarifa de fornecimento para os consumidores cativos subsidiarão os descontos de que trata o caput, na proporção da receita obtida pela aplicação das respectivas tarifas ao mercado de referência.*", constatou-se que o universo de consumidores pagantes já proporcionou uma receita relativa aos encargos CCC, CDE e PROINFA suficiente para compensar integralmente o montante dos descontos dados pela COPEL-DIS aos autoprodutores e produtores independentes, não cabendo ser reconhecido, portanto, qualquer perda de receita para aquele período (até janeiro/2010).

48. Por outro lado, tendo em vista o termo aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, que introduziu nova metodologia de reajuste anual das tarifas, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, no sentido de assegurar a neutralidade dos custos da Parcela "A", relativos aos encargos setoriais, foram reconhecidos no atual cálculo tarifário os descontos concedidos pela COPEL-DIS aos APE/PIE no período de fevereiro a maio de 2010, devidamente fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), totalizando o valor já atualizado pelo IGPM de **R\$ 853.857,62**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, no valor atualizado de **R\$ (3.031.145,43)** e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 3.444.905,58**, em conformidade com os dados fornecidos pela SFF.

49. 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 434/2010-SRC/ANEEL, de 25 de maio de 2010, foi apurado e considerado no atual reajuste tarifário da COPEL-DIS o valor anual atualizado até junho/2010 do subsídio "Baixa Renda", de **R\$ 23.973.712,44**, não coberto pela subvenção econômica de que trata a Resolução Normativa nº 89/2004, repassada à concessionária pela ELETROBRÁS.

50. 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.

51. 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 COPEL-DIS, devidamente atualizada pela variação do IGPM, no total negativo de **R\$ (19.121.038,16)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, no valor de **R\$ 23.067.575,01**.

52. Conforme previsto no Art. 7º da Resolução Normativa nº 77, de 18 de agosto de 2004, foi considerado no atual reajuste tarifário da COPEL-DIS os valores relativos à perda de receita de distribuição

decorrentes dos descontos concedidos na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, aplicáveis aos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada igual ou inferior a 1 MW e aos geradores com potência instalada menor ou igual a 30 MW (PCH e Fontes Incentivadas), destinados à produção independente ou autoprodução, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada e adquirida pelos consumidores livres. No atual reajuste tarifário da COPEL-DIS foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF (consumidores livres e geradores), referentes aos meses de competência de maio de 2009 a abril de 2010, resultando um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGPM até junho/2010, no total de **R\$ 5.431.129,07**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (4.510.334,42)**, e as novas previsões de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 5.227.157,94**.

53. 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 aquícultura, foram considerados no atual cálculo tarifário da COPEL-DIS os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até junho de 2010, referentes aos meses de competência de maio de 2009 a abril de 2010, no total de **R\$ 689.575,96**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (743.792,18)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 665.868,87**.

54. Em relação aos descontos concedidos às cooperativas de eletrificação rural, inclusive à permissionária CERAL ARAPOTI, foi reconhecido no atual reajuste tarifário da COPEL-DIS um componente financeiro no valor atualizado até junho/2010 de **R\$ 5.461.257,53**, correspondente aos meses de competência de maio/2009 a abril/2010, conforme dados fiscalizados e validados pela SFF. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, atualizada pela variação do IGPM até junho/2010, no valor de **R\$ (5.651.507,52)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 5.260.316,81**.

55. Quanto aos descontos concedidos na TUSD (Parcela Fio B) às concessionárias supridas com mercado anual inferior a 500 GWh – OESTE, COCEL e FORCEL –, conforme previsto na Resolução Normativa nº 206/2005, alterada pela Resolução Normativa nº 243/2006, foram considerados no atual cálculo tarifário da COPEL-DIS os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até junho de 2010, referentes aos meses de competência de maio de 2009 a abril de 2010, no total de **R\$ 26.489.838,45**. Também foi considerada a reversão da previsão concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGPM, de **R\$ (25.006.709,73)**, e a nova previsão de subsídio para os próximos doze meses, de **R\$ 25.484.202,48**.

56. 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 COPEL-DIS apresentou, segundo informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, uma exposição líquida final de R\$ 544.073,30 nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2009. Tal valor, devidamente atualizado pela variação do IPCA até junho de 2010, resultou em um ajuste financeiro de **R\$ 591.479,54**, que está sendo contemplado no atual reajuste tarifário da concessionária.

57. O art. 38 do Decreto nº. 5.163, de 2004, 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. O repasse aqui mencionado foi regulamentado pela Resolução Normativa nº. 255, de 06 de março de 2007, que atribuiu à Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica – CCEE a responsabilidade pela apuração dos valores a serem considerados nos cálculos tarifários das respectivas concessionárias. Assim, em conformidade com a metodologia aprovada nas Resoluções Normativas nº. 255, de 2007, e nº 305, de 18 de março de 2008, foi contemplado no atual reajuste tarifário da COPEL-DIS o valor de **R\$ 12.689.696,27**, calculado com base nos dados referentes ao ano civil de 2009, não havendo previsão a considerar para os próximos doze meses.

### Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica e Programa LUZ PARA TODOS (PLPT)

58. Tendo em vista o disposto na Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007, que estabeleceu a metodologia aplicável e os procedimentos de repasse tarifário dos déficits incorridos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica em função da execução do Programa Luz Para Todos - PLPT, e após as análises cabíveis das informações fornecidas pela concessionária e pela ELETROBRÁS, a SRE apurou o déficit acumulado desde a última revisão tarifária da COPEL-DIS e considerou no atual reajuste um componente financeiro atualizado até junho de 2010 no valor de **R\$ 22.384.307,51**, aí já deduzido a reversão do déficit incluído no cálculo do IRT-2009, devidamente corrigido pela variação do IGPM.

### Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA

59. Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em **Processamento** relativos à COPEL-DIS, foram devidamente fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, que, conforme consta do Memorando nº 792/2010-SFF/ANEEL, de 07 de junho de 2010, validou o saldo total de **R\$ 37.203.769,78** (valores nominais, sem remuneração pela taxa SELIC), conforme quadro abaixo:

CVA VALIDADO PELA SFF (provisório)	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis - CVA ccc	60.203.564,83
Conta Desenvolvimento Energético – CVA cde	9.102.685,31
Rede Básica – CVA rede básica	36.516.664,35
Energia Comprada - CVA energia	869.355,23
Transporte Itaipu – CVA transp. itaipu	2.020.695,97
Energia PROINFA – CVA proinfa	8.287.526,01
Encargos Serviço do Sistema - CVA ess	(79.796.721,91)
<b>CVA FISCALIZADA (deltas PROVISÓRIOS)</b>	<b>37.203.769,78</b>

60. Com relação aos valores da CVAenergia fiscalizados e 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 apurado mensalmente. Os montantes contratados excluídos do cálculo mensal da CVAenergia obedeceram à ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório. O cálculo da sobrecontratação de energia sob a nova metodologia disciplinada na referida Resolução, demandou nova forma de apuração da CVAenergia mediante a aplicação de Fatores “K” Mensais que objetivam limitar o montante de energia contratada até 100% do mercado.

61. Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVAenergia fiscalizada e validada preliminarmente pela SFF, dizem respeito à: (i) inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh) de abril/2009 a março/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; (ii) incorporação nas faturas referentes aos CCEARs por

Disponibilidade (leilões de energia nova) dos pagamentos feitos à CCEE pela COPEL-DIS relativos aos efeitos financeiros a eles pertinentes; e (iii) adequação do cálculo da CVA referente aos leilões de energia nova (H-30 e T-15) segundo as regras de repasse estabelecidas nos artigos 8º, 18º, 28º e 36º do Decreto nº 5.163/2004.

62. Sendo assim, depois de retificados e validados pela SRE os valores fiscalizados da CVA, o montante final da **CVA em Processamento** da COPEL-DIS, atualizado até o trigésimo dia anterior à data contratual do reajuste, resultou no valor de **R\$ 31.206.198,34**, conforme quadro a seguir:

CVA EM PROCESSAMENTO	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis - CVA ccc	62.069.413,29
Conta Desenvolvimento Energético – CVA cde	9.571.132,93
Rede Básica – CVA rede básica	38.644.247,59
Energia Comprada - CVA energia	(6.893.329,44)
Transporte Itaipu – CVA transp.itaipu	2.088.423,13
Energia PROINFA – CVA proinfa	8.429.339,17
Encargos Serviço do Sistema - CVA ess	(82.703.028,33)
<b>CVA até o 30º dia anterior ao reajuste</b>	<b>31.206.198,34</b>

63. Os valores da **CVA em Processamento** validados pela SFF e pela SRE, remunerados pela taxa SELIC até o quinto dia útil anterior ao reajuste tarifário, atingiram o montante de **R\$ 31.384.745,29**.

64. 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's 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, divulgada pelo Banco Central do Brasil, referente aos trinta dias anteriores à data de reajuste anual, e a projeção de variação indicada no mercado futuro, trinta dias antes da data de reajuste tarifário anual, da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses. No caso da COPEL-DIS, a menor taxa obtida na comparação acima mencionada foi a da taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC para títulos públicos federais, de **9,40% a.a.**, resultando o **valor final da CVA em Processamento de R\$ 32.938.814,10**, conforme quadro abaixo:

CVA EM PROCESSAMENTO	DISPOSITIVO LEGAL	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis - CVA ccc	Res. nº 492, 20/11/2001	65.515.528,93
Conta Desenvolvimento Energético – CVA cde	Res. nº 184, 09/04/2003	10.102.525,60
Rede Básica – CVA rede básica	Res. nº 494, 20/11/2001	40.789.789,80
Energia Comprada - CVA energia	Res. nº 153, de 14/03/2005	(7.276.012,86)
Transporte Itaipu – CVA transp.itaipu	Res. nº 493, 20/11/2001	2.204.373,12
Energia PROINFA – CVA proinfa	Res. nº 189, de 06/12/2005	8.897.339,05
Encargos Serviço do Sistema - CVA ess	Res. nº 089, 18/02/2002	(87.294.729,53)
		<b>32.938.814,10</b>

65. Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, para o cálculo deste Reajuste Tarifário de 2010 foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado n IRT-2009 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele reajuste tarifário da concessionária 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 COPEL-DIS, conforme demonstrado no quadro a seguir, apurou-se um **Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior de R\$ 16.552.542,42**, a ser considerado para este reajuste tarifário anual a partir de 24 de junho de 2010:

CVA ANO ANTERIOR - CÁLCULO DO SALDO A COMPENSAR				
Valor da CVA 5º dia útil do IRT anterior		251.592.274,44		
Valor FATURADO de CVA em Processamento ano anterior		247.374.802,55		
Valor ref. migração de consumidor para rede básica		98.074,82		
Selic Efetiva*	Mês/Ano	CVA recebida cativo + carga	CVA Saldo Atualizado	CVA Saldo a Compensar
1,00762182	jun/09	20.614.566,88	253.509.865,47	232.895.298,59
1,00790143	jul/09	20.712.641,70	234.735.504,49	214.022.862,79
1,00693749	ago/09	20.614.566,88	215.507.644,26	194.893.077,38
1,00693749	set/09	20.614.566,88	196.245.146,16	175.630.579,28
1,00693749	out/09	20.614.566,88	176.849.014,67	156.234.447,79
1,00660604	nov/09	20.614.566,88	157.266.538,80	136.651.971,92
1,00726867	dez/09	20.614.566,88	137.645.250,01	117.030.683,13
1,00660567	jan/10	20.614.566,88	117.803.749,20	97.189.182,32
1,00594348	fev/10	20.614.566,88	97.766.824,29	77.152.257,41
1,0076007	mar/10	20.614.566,88	77.738.668,57	57.124.101,69
1,00665913	abr/10	20.614.566,88	57.504.498,51	36.889.931,63
1,00751364	mai/10	20.614.566,88	37.167.109,30	16.552.542,42
		247.472.877,37		

### Neutralidade dos itens de custo da Parcela "A" relativos aos encargos setoriais

66. Conforme Despacho nº 245, de 02 de fevereiro de 2010, foi aprovado pela ANEEL, no âmbito da Audiência Pública nº 043/2009, o modelo-padrão de termo aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, que introduziu nova metodologia de reajuste anual das tarifas, com efeitos a partir de fevereiro de 2010, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia de reajuste originalmente prevista no contrato e assegurar a neutralidade dos custos da Parcela "A", relativos aos encargos setoriais especificados em Subcláusula própria do referido aditivo, a saber:

#### Subcláusula 6ª da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

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

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

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

- (ii) Para a conexão aos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, e, para o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição, os montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior; e
- (iii) Para os demais itens da "Parcela A": valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na "Data de Referência Anterior", ao "Mercado de Referência".

Subcláusula 18ª da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

*Fica assegurada à CONCESSIONÁRIA, nos processos de revisão e reajuste tarifário, a neutralidade dos Encargos Setoriais da "Parcela A" com relação à variação de mercado que vier a ocorrer a partir de fevereiro de 2010, correspondente aos seguintes custos: Reserva Global de Reversão - RGR; Conta de Consumo de Combustíveis - CCC; Conta de Desenvolvimento Energético - CDE; Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA; Encargo de Serviços do Sistema - ESS; Encargo de Energia de Reserva - EER; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE; contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS; e Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos - CFURH, consideradas as diferenças mensais apuradas entre os valores faturados de cada item no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, devidamente remuneradas com base no mesmo índice utilizado na apuração do saldo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA.*

67. O componente financeiro da neutralidade dos encargos setoriais, correspondente ao cálculo previsto na Subcláusula 18ª do contrato de concessão, aplicável a partir de fevereiro de 2010, resultou no valor negativo, já atualizado pela taxa SELIC até junho/2010, de **R\$ (7.949.989,11)**.

68. O quadro abaixo apresenta um resumo dos efeitos da nova metodologia de cálculo no atual reajuste tarifário de 2010 da COPEL-DIS, comparando-se com a metodologia anteriormente prevista nos contratos de concessão:

DRP - Data do Reajuste em Processamento	Metodologia antiga Contrato original		Nova metodologia Termo Aditivo
Valor da Parcela A	3.644.976.706,23		3.644.596.717,13
Valor da Parcela B	1.641.074.724,08		1.615.020.286,76
IRT econômico	7,42%		6,88%
Componentes financeiros	158.373.842,84		150.423.853,73
IRT final	10,41%		9,74%

## Considerações adicionais

69. A diferença entre o reajuste solicitado pela COPEL-DIS, de **8,48%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de **9,74%**, está demonstrada a seguir:

DIFERENÇAS verificadas no Índice de Reajuste Tarifário - IRT em relação ao Pleito da Concessionária - (R\$ e %)			
ITENS	EMPRESA	ANEEL	MOTIVO
IGPM - Fator X	3,45%	3,76%	Empresa usou projeção inferior p/IGPM e X
Receita Anual - RA <sub>0</sub>	4.921.121.310	4.921.032.770	ANEEL usou valor validado pela SRE
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>			
RGR (Anual e Ajuste)	35.150.306	30.246.613	ANEEL usou valores definidos pela SFF
TFSEE	10.016.642	10.088.862	ANEEL usou valor definido pela SRE
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	59.804.875	60.023.566	EMPRESA usou base cálculo c/valores estim.
<b>ENERGIA COMPRADA</b>			
ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.295.246.191	2.333.017.945	Empresa usou projeção inferior para o dólar
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>			
REDE BÁSICA TOTAL	421.857.961	422.623.377	Empresa não incluiu custo TUSDg-ONS
CONEXÃO	13.855.385	13.907.051	Empresa usou projeção inferior para IGPM
<b>ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT</b>			
CVA	45.397.311	49.491.357	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		(2.779.336)	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	50.855.406	(7.276.013)	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
CVA em Processamento - Transmissão		42.994.163	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior	(5.458.095)	16.552.542	Empresa usou método de cálculo incorreto
<b>OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS</b>			
Neutralidade Parcela A - Encargos Setoriais	(10.070.667)	(7.949.989)	Empresa usou método de cálculo incorreto
Repasso da sobrecontratação de energia	5.897.513	12.689.696	ANEEL usou valores validados SRE cfe. REN
Exposição CCEAR entre Submercados	573.769	591.480	ANEEL usou valores validados SRE cfe. REN
Parcela de Ajuste RB Fronteira	999.953	999.953	ANEEL usou valores definidos SRT e Res.Hom.
Parcela de Ajuste Conexão/DIT	11.839	12.334	Empresa usou projeção inferior para IGPM
Consumidor A1-Ativos Conexão/DIT já incluídos Parcela A	-	(2.244.797)	ANEEL usou valores definidos SRT
Ajuste ref. sobrereceita TUSD-G / DIT - Res nº 845/09	-	(307.853)	ANEEL usou valores validados pela SRE
Déficit - Programa Luz Para Todos	22.702.895	22.384.308	ANEEL usou valores validados SRE cfe. REN
Ajuste financ. P&D, Efic.Energ. e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	-	6.772.496	Ressarc. custo adicional criado Lei 12.111/09
Perdas com suspensão medição centralizada polifásica	112.658	-	Sem amparo legal ou regulamentar
<b>SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS</b>			
Subsídio BAIXA RENDA	20.213.119	27.920.249	ANEEL usou valores validados p/SRC e SRE
Subsídio IRRIGAÇÃO/AQUICULTURA - Res. 207/2006	632.521	611.653	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio FONTES INCENTIVADAS - Res. 077/2004	5.684.349	6.147.953	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio AUTOPRODUTORES/PIE - Res. 166/2005	3.793.867	1.267.618	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio COOPERATIVAS	4.990.049	5.070.067	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio FIO B para SUPRIDA	22.904.716	26.967.331	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
<b>TOTAL FINANCEIROS + SUBSÍDIOS (R\$)</b>	<b>123.843.894</b>	<b>150.423.854</b>	
CVA (%)	0,87%	0,94%	
OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS (%)	0,39%	0,63%	
SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS (%)	1,12%	1,29%	
<b>REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL (% MÉDIO)</b>	<b>8,48%</b>	<b>9,74%</b>	

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

70. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de 2,46%, a ser percebido pelo consumidor cativo da COPEL-DIS nos diferentes grupos de consumo.

Reajuste Médio Final de 9,74%		Efeito Médio a ser percebido pelo Consumidor	
Grupo de Consumo		%	
A1		-2,91%	
A2		-1,10%	
A3		0,03%	
A3a		0,68%	
A4		2,39%	
AS		3,98%	
B1-Residencial		3,65%	
B1-Baixa Renda		-4,25%	
AT — Alta Tensão (igual ou maior que 2,3 kV)		1,61%	
BT — Baixa Tensão (abaixo de 2,3 kV)		3,08%	
<b>EFEITO MÉDIO GERAL</b>		<b>2,46%</b>	

71. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise detalhada da apuração do IRT da COPEL-DIS.

72. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico da COPEL-DIS, para aplicação a partir de 24 de junho de 2010, resultou em um percentual médio de **6,88%**, dos quais **5,69%** referem-se à variação de custos da Parcela “A” e **1,19%** é decorrente da atualização da Parcela “B”, tendo sido aí considerada a variação acumulada do IGP-M de **4,18%** e o Fator “X” de **0,42%**, relativamente ao período de junho de 2009 a maio de 2010.

73. Ao Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico de **6,88%** foram adicionados ou subtraídos os componentes financeiros pertinentes, no total consolidado de **2,86%**, resultando um percentual final médio de **9,74%** para o reajuste tarifário anual de 2010 da COPEL-DIS, representando um efeito tarifário médio a ser percebido pelo consumidor cativo de **2,46%**.

74. Dentre os diversos itens de custos considerados no cálculo do IRT da COPEL-DIS, cabe destacar:

- a) A variação anual do IGP-M neste período de referência, de junho de 2009 a maio de 2010, no percentual acumulado de 4,18%, o qual foi utilizado para atualizar a Parcela “B” da receita da concessionária, proporcionando, por si só, um acréscimo médio nas tarifas da COPEL-DIS de 1,19%;
- b) A variação anual de 3,31% dos custos com aquisição de energia, que contribuiu com um aumento tarifário médio de 1,52%, especialmente devido à maior participação no balanço energético da concessionária da energia proveniente dos novos empreendimentos (leilões de energia nova), cujos preços são superiores aos da energia de Itaipu e dos leilões de energia existente; e
- c) A variação anual de quase 130% do encargo CCC, provocando por si só um aumento tarifário de 3,64%, que reflete os efeitos das mudanças introduzidas pela Lei nº 12.111, de 09 de dezembro de 2009, que dispôs sobre os serviços de energia elétrica nos Sistemas Isolados;

- d) O subsídio relativo aos consumidores integrantes da Subclasse Residencial Baixa Renda, com impacto tarifário de 0,53%, que contempla os efeitos 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 a esses consumidores; e
- e) O déficit do Programa Luz para Todos, cujo impacto no atual reajuste tarifário da COPEL-DIS foi de 0,43%.

75. Importante mencionar que o reajuste tarifário não segue necessariamente a mesma variação da inflação, diferentemente de outros reajustes de tarifas e preços públicos que levam em conta unicamente este fator. A fórmula paramétrica constante no Contrato de Concessão considera uma “Parcela A”, que contém despesas não gerenciáveis pela concessionária, e uma “Parcela B”, de custos gerenciáveis pela mesma. As despesas integrantes da “Parcela B” são corrigidas, unicamente, pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M, no período de referência abordado, deduzido o compartilhamento de ganhos de produtividade, o “Fator X”. Já as despesas constantes da “Parcela A” são consequência da aplicação de legislações específicas e podem sofrer variações superiores à inflação medida no período analisado. A taxa de crescimento do encargo CCC destacado acima, por exemplo, foi muito superior à do IGP-M.

#### Detalhamento dos valores da Parcela A - Custos Não Gerenciáveis – VPA

76. O Valor da Parcela A - VPA da COPEL-DIS apresentou uma variação de 8,33% no período de referência, representando um percentual de 5,69% na composição do IRT da concessionária, conforme demonstrado abaixo:

VPA	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Participação % no IRT
	3.364.479.741	3.644.596.717	5,69%

77. Essa participação de 5,69% do Valor da Parcela A – VPA no IRT tem a seguinte composição:

#### a) Reserva Global de Reversão - RGR

RGR	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Participação % no IRT
	35.149.405	30.246.613	-0,10%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
RGR - ANUAL	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Memorando SFF nº 792, de 07/06/2010

#### b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

TFSEE	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Participação % no IRT
	10.022.637	10.088.862	0,0013%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
TFSEE	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Nota Técnica SRE nº 154, de 27/05/2010

c) Conta de Consumo de Combustíveis - CCC

CCC	DRA	DRP	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$	
	152.257.569	331.286.196	3,64%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
CCC	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Res.Homolog. nº 986, de 01/06/2010

d) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

CDE	DRA	DRP	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$	
	221.668.215	225.686.148	0,08%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
CDE	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Res.Homolog. nº 921, de 15/12/2009

e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA

PROINFA	DRA	DRP	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$	
	102.471.330	116.089.663	0,28%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
PROINFA	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Res.Homolog. nº 930, de 26/01/2010

f) Encargo de Serviço do Sistema - ESS

ESS	DRA	DRP	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$	
	118.192.782	62.892.296	-1,12%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
ESS	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Quota Anual projetada pela SRE

g) Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

P&D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sist.Isol.	DRA	DRP	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$	
	47.840.927	60.023.566	0,25%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
P&D, Ef.Energ. e ICMS Isol.	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Lei nº 9.991, de 24/07/2000

h) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

ONS	DRA	DRP	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$	
	223.489	227.645	0,0001%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
ONS	Contrato de Concessão - Aditivo 2010		Res.Autorizativa nº 1.982, de 25/06/2009

i) Encargos relativos ao Transporte de Energia

TRANSPORTE DE ENERGIA	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Participação % no IRT
TRANSPORTE ITAIPU	37.009.708	38.507.354	0,03%
REDE BÁSICA TOTAL	370.552.268	422.623.377	1,06%
CONEXÃO	10.890.768	13.907.051	0,06%
<b>TOTAL - TRANSPORTE</b>	<b>418.452.744</b>	<b>475.037.782</b>	<b>1,15%</b>
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
TRANSPORTE ITAIPU	Res.Homolog. nº 671, de 24/06/2008		Res.Homolog. nº 844, de 25/06/2009
REDE BÁSICA	Res.Homolog. nº 671, de 24/06/2008		Res.Homolog. nº 844, de 25/06/2009
CONEXÃO	Res.Homolog. nº 670, de 24/06/2008		Res.Homolog. nº 843, de 25/06/2009

j) Energia Elétrica Comprada

AQUISIÇÃO DE ENERGIA	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Participação % no IRT
ENERGIA COMPRADA	1.728.697.258	1.834.789.514	2,16%
ITAIPU	529.503.386	498.228.431	-0,64%
<b>TOTAL - ENERGIA</b>	<b>2.258.200.644</b>	<b>2.333.017.945</b>	<b>1,52%</b>
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP
ENERGIA COMPRADA	Decreto nº 5.163/2004 e Contrato de Concessão		
ITAIPU			

Detalhamento dos valores da Parcela B - Custos Gerenciáveis - VPB

78. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de junho de 2009 a maio de 2010, de 4,18%, que deduzido do Fator X de 0,42% atingiu o percentual final de 3,76%. Assim, o valor da Parcela B da COPEL-DIS apresentou uma variação de 3,76% no período, representando um percentual de 1,19% na composição do IRT da concessionária, conforme demonstrado abaixo.

VPB	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Participação % no IRT
	1.556.553.029	1.615.020.287	1,19%

Gráficos

79. Os gráficos abaixo se referem:

Gráfico I – Participação percentual dos itens de custos da Parcela “A” (VPA) e dos custos gerenciáveis (VPB) na composição do IRT.

Gráfico II – Participação (peso) dos itens da Parcela “A” (VPA) e dos custos gerenciáveis (VPB) na composição da nova Receita Anual da COPEL-DIS.

Gráfico III – Participação (peso) dos tributos, dos itens da Parcela "A" (VPA) e dos custos gerenciáveis (VPB) na composição da nova Receita Anual da COPEL-DIS.

Gráfico I

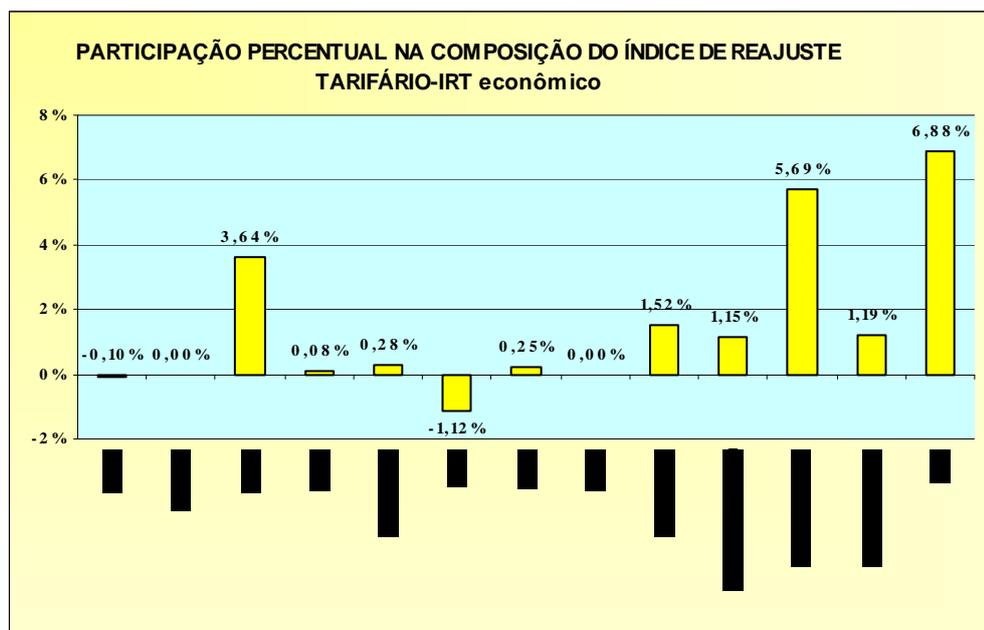
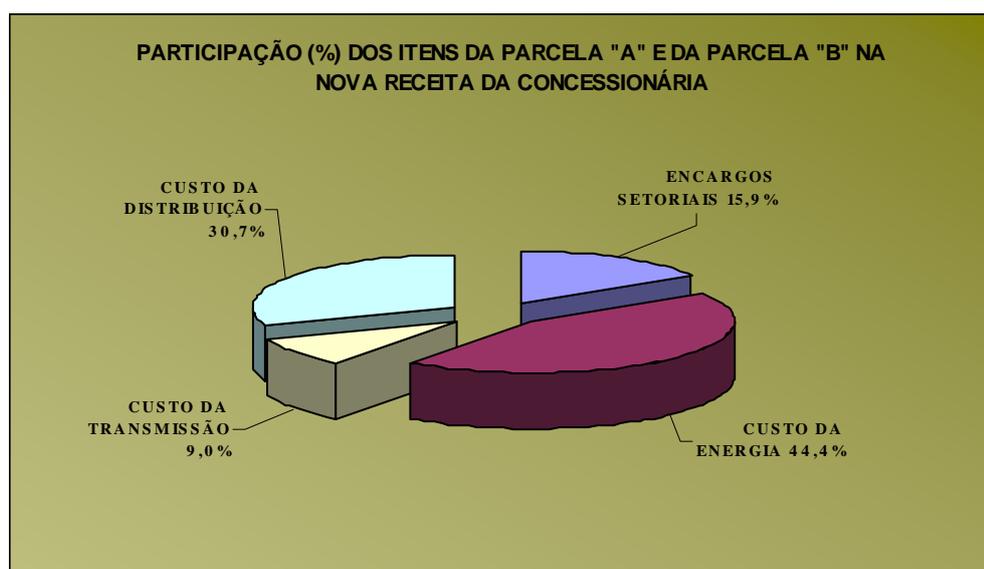
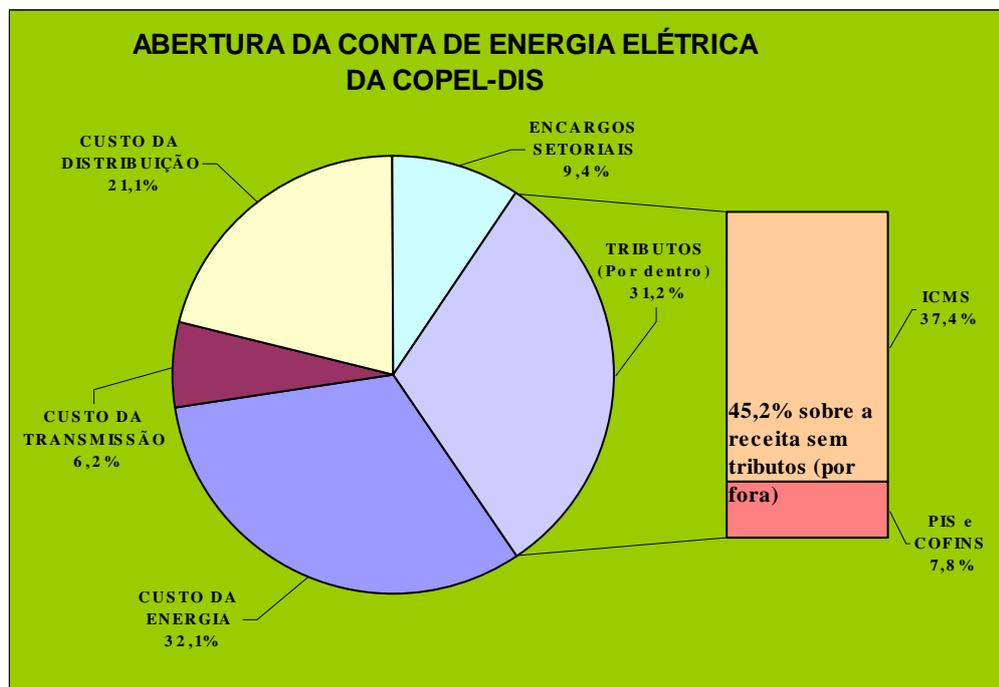


Gráfico II



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

Gráfico III



Obs. 1) O gráfico III acima demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da COPEL-DIS, 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.

Obs. 2) Na construção do gráfico foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela concessionária, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 25,75% para o ICMS e de 5,40% para o PIS/PASEP e a COFINS, incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo (total de 31,2% por dentro), conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de 45,2% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

80. O quadro a seguir demonstra, na primeira coluna, a participação percentual dos itens da Parcela "A" (VPA) e itens gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. A segunda coluna demonstra quanto cada item evoluiu no período de 2009 a 2010. E a terceira coluna representa a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis.

PARTICIPAÇÃO NO IRT			
ITENS - Parcela A	Participação IRT	Relação 2010/2009	Particip. Receita %
RGR (ANUAL + AJUSTE)	-0,10%	-11,86%	0,58%
CCC	3,64%	125,57%	6,30%
TFSEE	0,00%	3,11%	0,19%
CDE	0,08%	5,55%	4,29%
CFURH	0,00%	0,00%	0,00%
ESS	-1,12%	-44,19%	1,20%
PROINFA	0,28%	17,45%	2,21%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	0,25%	30,03%	1,14%
ONS	0,00%	0,00%	0,00%
<b>ENCARGOS DO CONSUMIDOR</b>	<b>3,02%</b>	<b>26,23%</b>	<b>15,90%</b>
ENERGIA COMPRADA	2,16%	6,14%	34,88%
ITAIPU	-0,64%	-5,91%	9,47%
<b>ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA</b>	<b>1,52%</b>	<b>3,31%</b>	<b>44,36%</b>
TRANSPORTE ITAIPU	0,03%	4,05%	0,73%
REDE BÁSICA TOTAL	1,06%	14,05%	8,04%
CONEXÃO	0,06%	27,70%	0,26%
CUSD	0,00%	0,00%	0,00%
<b>TRANSPORTE DE ENERGIA</b>	<b>1,15%</b>	<b>13,52%</b>	<b>9,03%</b>
<b>VPA1 - DRP</b>	<b>5,69%</b>	<b>8,33%</b>	<b>69,29%</b>
<b>VPB1 - DRP = (VPB0)*(IGPM-X)</b>	<b>1,19%</b>	<b>3,76%</b>	<b>30,71%</b>
<b>ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT</b>	<b>6,88%</b>		

Componentes Financeiros e Subsídios	Participação IRT
<b>CVA</b>	<b>0,94%</b>
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	-0,22%
CVA em Processamento - Energia comprada com PROINFA	0,03%
CVA em Processamento - Transmissão	0,82%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior	0,31%
<b>OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS</b>	<b>0,63%</b>
Neutralidade Parcela A - Encargos Setoriais	-0,15%
Repasse da sobrecontratação de energia	0,24%
Exposição CCEAR entre Submercados	0,01%
Parcela de Ajuste RB Fronteira	0,02%
Parcela de Ajuste Conexão/DIT	0,0002%
Consumidor A1-Ativos Conexão/DIT já incluídos Parcela A	-0,04%
Déficit - Programa Luz Para Todos	0,43%
Ajuste financ. P&D, Efic.Energ. e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	0,13%
Ajuste ref.sobrerreceita TUSD-G / DIT - Res nº 845/09	-0,01%
<b>SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS</b>	<b>1,29%</b>
Subsídio BAIXA RENDA	0,53%
Subsídio IRRIGAÇÃO/AQUICULTURA - Res. 207/2006	0,01%
Subsídio FONTES INCENTIVADAS - Res. 077/2004	0,12%
Subsídio AUTOPRODUTORES/PIE - Res. 166/2005	0,02%
Subsídio COOPERATIVAS	0,10%
Subsídio FIO B para SUPRIDA	0,51%
<b>TOTAL FINANCEIROS + SUBSÍDIOS (%)</b>	<b>2,86%</b>
<b>REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL (% MÉDIO)</b>	<b>9,74%</b>

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

81. O quadro abaixo demonstra a evolução dos custos (em R\$), participação percentual no Índice de Reajuste Tarifário e a receita atualizada da COPEL-DIS.

IRT - ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - COPEL-DIS - Junho de 2010							
RAO	PARCELA A	ITENS DA RECEITA	ANTERIOR	ATUAL	VARIAÇÃO	PARTICIP.	IRT
			DRA - R\$	DRP - R\$	(R\$)	NO IRT	
4.921.032.770	ENCARGOS SETORIAIS	RGR	35.149.405	30.246.613	(4.902.792)	-0,10%	NÃO GERENCIÁVEIS 5,69%
		CCC	152.257.569	331.286.196	179.028.627	3,64%	
		TFSEE	10.022.637	10.088.862	66.224	0,00%	
		CDE	221.668.215	225.686.148	4.017.933	0,08%	
		CFURH	-	-	-	0,00%	
		ESS	118.192.782	62.892.296	(55.300.485)	-1,12%	
		PROINFA	102.471.330	116.089.663	13.618.334	0,28%	
		P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS	47.840.927	60.023.566	12.182.639	0,25%	
		ONS	223.489	227.645	4.156	0,00%	
	Subtotal I	687.826.354	836.540.990	148.714.636	3,02%		
COMPRAS DE ENERGIA	ENERGIA COMPRADA	1.728.697.258	1.834.789.514	106.092.256	2,16%	NÃO GERENCIÁVEIS 5,69%	
	ITAIPU	529.503.386	498.228.431	(31.274.954)	-0,64%		
Subtotal II	2.258.200.644	2.333.017.945	74.817.302	1,52%			
ENCARGOS DE TRANSMISSÃO	TRANSPORTE ITAIPU	37.009.708	38.507.354	1.497.646	0,03%	NÃO GERENCIÁVEIS 6,88%	
	REDE BÁSICA	290.003.026	333.438.515	43.435.489	0,88%		
	REDE BÁSICA FRONTEIRA	48.670.974	54.050.565	5.379.592	0,11%		
	MUST ITAIPU	31.878.269	35.134.296	3.256.027	0,07%		
	CONEXÃO	10.890.768	13.907.051	3.016.283	0,06%		
	CUSD	-	-	-	0,00%		
Subtotal III	418.452.744	475.037.782	56.585.038	1,15%			
TOTAL	3.364.479.741	3.644.596.717	280.116.976	5,69%			
PARCELA B	GERENCIÁVEIS	REMUNERAÇÃO DO CAPITAL	1.556.553.029	1.615.020.287	58.467.258	1,19%	GERENCIÁVEIS 1,19%
		TOTAL	1.556.553.029	1.615.020.287	58.467.258	1,19%	
Delta Econômico				-			RA1
RECEITA TOTAL (R\$) E IRT			4.921.032.770	5.259.617.004	338.584.233	6,88%	
CVA				49.491.357		0,94%	
Outros Componentes Financeiros				32.947.627		0,63%	
Subsídios tarifários				67.984.870		1,29%	
						9,74%	

Observação: variação do IGPM em 12 meses = = = >

4,18%

82. Os quadros abaixo relacionados constituem os Anexos a esta Nota Técnica e se referem às planilhas de cálculos do IRT.

- Quadro A – Memória de Cálculo – Reajuste Tarifário Anual – IRT;
- Quadro B – Componentes Financeiros;
- Quadro C – CVA consolidada
- Quadro I – IVI–Índice de Variação da Inflação – IGP-M e Fator X;
- Quadro II – Receita Anual-RA<sub>0</sub> e Mercado (MWh);
- Quadro III – Encargos Setoriais e Custos de Transmissão de Energia;
- Quadro IV – Encargos de Rede Básica;
- Quadro V – Encargos de Conexão;
- Quadro VI – Tarifa Média;
- Quadro VII – Energia Comprada; e
- Quadro VIII – Balanço Energético.

#### **IV. DO FUNDAMENTO LEGAL**

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

84. 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.

85. 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**

86. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 046/1999, no que consta do Processo nº 48500.001577/2010-12 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opinamos: i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **9,74%** a ser aplicado às tarifas da **Copel Distribuição S.A. – COPEL-DIS**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **2,46%**, sendo de 1,61% para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 3,08% para os conectados em Baixa Tensão (BT); ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD; iii) pela homologação das Tarifas de Energia Elétrica – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD para as distribuidoras supridas COCEL, OESTE e FORCEL; iv) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e da receita anual referente às instalações de Conexão; e v) 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 cobertura tarifária relativa aos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER, observados os Anexos a seguir discriminados:

**a) Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica**

- **Anexo I** – com vigência de 24 de junho de 2010 a 23 de junho de 2011, considera o índice de reajuste tarifário anual médio de **9,74%**, que incorpora os percentuais do Índice de Reajuste Tarifário - IRT econômico de **6,88%** e dos componentes financeiros pertinentes de **2,86%**.
- **Anexo II** – considera apenas o Índice de Reajuste Tarifário Anual – IRT econômico de **6,88%**, com vigência a partir de 24 de junho de 2011, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subsequentes.

**b) Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD**

- **Anexo II-A** – considera o reajuste tarifário econômico e inclui os reflexos dos componentes financeiros pertinentes, com vigência de 24 de junho de 2010 a 23 de junho de 2011.
- **Anexo II-B** – considera apenas o reajuste tarifário econômico e estarão em vigor a partir de 24 de junho de 2011, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subsequentes.

**c) Tarifas de Energia Elétrica – TE e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD para concessionárias Supridas**

- **Anexo III-A** – com vigência a partir do próximo reajuste tarifário de cada concessionária Suprida, contém as tarifas de suprimento para a Companhia Campolarguense de Energia – COCEL, Companhia Força e Luz do Oeste – OESTE e Força e Luz Coronel Vivida – FORCEL, que contemplam o reajuste tarifário anual econômico e os componentes financeiros pertinentes, às quais deve ser acrescentado o respectivo percentual de PIS/PASEP e COFINS.
- **Anexo III-B** – considera apenas o reajuste tarifário econômico e estarão em vigor a partir da data do reajuste tarifário de 2011 das respectivas concessionárias Supridas.
- **Anexo III-C** – considera o reajuste tarifário econômico sem o desconto na TUSD conferido às concessionárias supridas com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano, devendo constituir a base de cálculos tarifários subsequentes.

**d) Receita Anual referente às Instalações de Conexão**

- **Anexo IV-A** – estabelece a receita anual referente às instalações de conexão da transmissora COPEL - GT, que estará em vigor no período de 24 de junho de 2010 a 23 de junho de 2011.
- **Anexo IV-B** – estabelece a receita anual referente às instalações de conexão da transmissora COPEL - GT, que estará em vigor a partir de 24 de junho de 2011, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subsequentes.

**e) Receita Anual referente às Instalações de Conexão dedicadas a Consumidores conectados em Nível de Tensão "A1"**

- **Anexo V** – estabelece as receitas anuais referentes às instalações de conexão dedicadas aos consumidores conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais), que estarão em vigor no período de 24 de junho de 2010 a 23 de junho de 2011.

**f) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE**

- **Anexo VI** – fixa para a distribuidora COPEL-DIS o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referente ao período de junho de 2010 a maio de 2011.

**g) Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva - EER**

**Anexo VII** – fixa a previsão de custo anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER.

**VI. DA RECOMENDAÇÃO**

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

**WELLINGTON CARLOS CARVALHO**  
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 COPEL-DIS - 2010**

### **ANEXOS**

## QUADRO A

MEMÓRIA DE CÁLCULO DO REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL DA		COPEL-DIS - CopeI Distribuição S/A	
IVI		Vigência do Reajuste: 24 / 06 / 2010	
IGP-M	4,18%		
FATOR X	0,42%		
(IGP-M - FATOR X)	3,76%		
EMPRESA	3,45%		
ANEXO II		ANEXO II	
DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$	OBS.	DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$	OBS.
RGR (Anual e Ajuste)	35.150.306,02	RGR (Anual e Ajuste)	35.149.404,89
CCC	152.123.930,86	CCC	152.257.568,73
TFSEE	10.016.641,99	TFSEE	10.022.637,48
CDE	221.473.654,71	CDE	221.668.214,94
CFURH	-	CFURH	-
ESS/EER	118.226.997,48	ESS/EER	118.192.781,52
PROINFA	102.381.389,75	PROINFA	102.471.329,78
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	47.847.042,86	P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	47.840.927,17
ONS	223.425,23	ONS	223.489,10
ENCARGOS SETORIAIS	687.443.388,90	ENCARGOS SETORIAIS	687.826.353,63
ENERGIA COMPRADA	2.258.200.643,51	ENERGIA COMPRADA	1.728.697.257,94
ITAIPU	-	ITAIPU	529.503.385,57
ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.258.200.643,51	ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.258.200.643,51
TRANSPORTE ITAIPU	37.009.707,78	TRANSPORTE ITAIPU	37.009.707,78
REDE BÁSICA TOTAL	370.552.268,27	REDE BÁSICA TOTAL	370.552.268,27
CONEXÃO	10.890.768,07	CONEXÃO	10.890.768,07
CUSD	-	CUSD	-
TRANSPORTE DE ENERGIA	418.452.744,13	TRANSPORTE DE ENERGIA	418.452.744,13
Ajuste Econômico		Ajuste Econômico	
RA0	4.921.121.310,45	RA0	4.921.032.770,45
RA0 TOTAL	4.921.121.310,45	RA0 total	4.921.032.770,45
VPA0-DRA	3.364.096.776,54	VPA0-DRA	3.364.479.741,27
VPB0-DRA	1.557.024.533,91	VPB0-DRA	1.556.553.029,18
DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP - R\$	Part. % IRT	DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP - R\$	2010/2009
RGR (Anual e Ajuste)	35.150.306,02 0,00%	RGR (Anual e Ajuste)	30.246.612,79 -11,86%
CCC	331.286.196,04 3,64%	CCC	331.286.196,04 125,57%
TFSEE	10.016.641,99 0,00%	TFSEE	10.088.861,50 3,11%
CDE	225.686.148,05 0,09%	CDE	225.686.148,05 5,55%
CFURH	- 0,00%	CFURH	- 0,00%
ESS/EER	62.892.296,32 -1,12%	ESS/EER	62.892.296,32 -44,19%
PROINFA	116.089.663,32 0,28%	PROINFA	116.089.663,32 17,45%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	59.804.874,60 0,24%	P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	60.023.566,33 30,03%
ONS	227.645,28 0,00%	ONS	227.645,28 0,00%
ENCARGOS SETORIAIS	841.153.771,62 3,12%	ENCARGOS SETORIAIS	836.540.989,63 26,23%
ENERGIA COMPRADA	2.295.246.190,95 0,75%	ENERGIA COMPRADA	1.834.789.514,12 6,14%
ITAIPU	- 0,00%	ITAIPU	498.228.431,20 -5,91%
ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.295.246.190,95 0,75%	ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.333.017.945,31 3,31%
TRANSPORTE ITAIPU	38.507.354,13 0,03%	TRANSPORTE ITAIPU	38.507.354,13 4,05%
REDE BÁSICA TOTAL	421.857.961,02 1,04%	REDE BÁSICA TOTAL	422.623.376,58 14,05%
CONEXÃO	13.855.385,49 0,06%	CONEXÃO	13.907.051,48 27,70%
CUSD	- 0,00%	CUSD	- 0,00%
TRANSPORTE DE ENERGIA	474.220.700,64 1,13%	TRANSPORTE DE ENERGIA	475.037.782,19 13,52%
VPA1-DRP	3.610.620.663,20 5,01%	VPA1-DRP	3.644.596.717,13 8,33%
VPB1-DRP	1.610.759.007,60 1,09%	VPB1-DRP	1.615.020.286,76 3,76%
IRT EMPRESA	6,10%	IRT ANEEL	6,88%
RA1	5.221.379.670,80	RA1	5.259.617.003,90
IRT EMPRESA	6,11%	IRT Anexo II	6,88%
COMPONENTES FINANCEIROS		COMPONENTES FINANCEIROS	
TOTAL (R\$)	123.843.893,79	TOTAL (R\$)	150.423.853,73
FINANCEIRO TOTAL (%)	2,37%	FINANCEIRO TOTAL (%)	2,86%
IRT TOTAL - EMPRESA	8,48%	IRT Anexo I	9,74%

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

QUADRO B

COMPONENTES FINANCEIROS	R\$	% s/ RA1	TOTAIS POR TIPO
Repasse da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	12.689.696,27	0,24%	
Previsão da sobrecontratação de energia	-	0,00%	
REVERSÃO ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia	-	0,00%	
Exposição CCEAR entre Submercados	591.479,54	0,01%	
CVAec - Energia Comprada	(7.276.012,86)	-0,14%	
			6.005.162,95
CVAti - Transporte Itaipu	2.204.373,12	0,04%	2.204.373,12
CVAess/eer - Encargos Serviço do Sistema e Energia de Reserva	(87.294.729,53)	-1,66%	
Neutralidade ESS/ EER	(1.865.457,20)	-0,04%	(89.160.186,73)
CVarb (NODAL)	40.789.789,80	0,78%	40.789.789,80
CVAccc	65.515.528,93	1,25%	
Neutralidade CCC	(1.828.781,94)	-0,03%	63.686.747,00
CVAcde	10.102.525,60	0,19%	
Neutralidade CDE	(2.662.480,63)	-0,05%	7.440.044,97
CVApronfa	8.897.339,05	0,17%	
Neutralidade PROINFA	(1.230.794,10)	-0,02%	7.666.544,95
Parcela de Ajuste RB Fronteira	999.953,42	0,02%	999.953,42
Parcela de Ajuste de Conexão/DIT	12.334,13	0,00%	
Consumidor A1 - Ativos de Conexão/DIT já considerados na Parcela A	(2.244.797,41)	-0,04%	
		0,00%	(2.232.463,27)
Neutralidade - Reserva Global de Reversão	(283.233,65)	-0,01%	(283.233,65)
Ajuste financeiro P & D, Eficiência Energética e Ressarc. ICMS Sistemas Isolados	6.772.496,01	0,13%	6.772.496,01
Neutralidade - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	(80.651,81)	0,00%	(80.651,81)
Neutralidade - Contribuição ao Operador Nacional do Sistema Elétrico	1.410,22	0,00%	1.410,22
Déficit - Programa Luz Para Todos	22.384.307,51	0,43%	
			22.384.307,51
Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006	689.575,96	0,01%	
Previsão Subsídio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006	665.868,87	0,01%	
REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio - Irrigação e Aquicultura	(743.792,18)	-0,01%	
Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	1.635.004,46	0,03%	
Previsão Subsídio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	1.574.420,31	0,03%	
REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Fonte Incentivada (Cons.Livre)	(1.265.126,79)	-0,02%	
Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	3.796.124,60	0,07%	
Previsão Subsídio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	3.652.737,63	0,07%	
REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Fonte Incentivada (Geração)	(3.245.207,63)	-0,06%	
Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005	853.857,62	0,02%	
Previsão Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005	3.444.905,58	0,07%	
REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE	(3.031.145,43)	-0,06%	
Subsídio - Baixa Renda	23.973.712,44	0,46%	
Previsão Subsídio - Baixa Renda	23.067.575,01	0,44%	
REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Baixa Renda	(19.121.038,16)	-0,36%	
Subsídio - Cooperativa	5.461.257,53	0,10%	
Previsão Subsídio Cooperativa	5.260.316,81	0,10%	
REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio Cooperativa	(5.651.507,52)	-0,11%	
Subsídio TUSD Fio "B" dado à Suprida - Res 243/2006	26.489.838,45	0,50%	
Previsão Subsídio TUSD Fio "B" dado à Suprida - Res 243/2006	25.484.202,48	0,48%	
REVERSÃO ano anterior Previsão Subsídio TUSD Fio "B" dado à Suprida	(25.006.709,73)	-0,48%	
			67.984.870,32
Ajuste Financ. ref. sobrereceita TUSD-G Geradora/DIT - Res nº 845/09	(307.853,47)	-0,01%	
Saldo a Compensar CVA ano anterior	16.552.542,42	0,31%	
			16.244.688,94
<b>TOTAL DOS COMPONENTES FINANCEIROS</b>	<b>150.423.853,73</b>	<b>2,86%</b>	<b>150.423.853,73</b>

### QUADRO C

COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A

CVA em Processamento	% s/ RA1
CVA CCC	
65.515.528,93	1,2%
CVA CDE	
10.102.525,60	0,2%
CVA ENERGIA COMPRADA	
(7.276.012,86)	-0,1%
CVA TRANSPORTE ITAIPU	
2.204.373,12	0,0%
CVA CFURH	
	0,0%
CVA RB SELO	
	0,0%
CVA RB NODAL	
40.789.789,80	0,8%
CVA ENCARGOS SERV SISTEMA	
(87.294.729,53)	-1,7%
CVA PROINFA	
8.897.339,05	0,2%
<b>TOTAL CVA em Processamento</b>	
32.938.814,10	0,63%

CVA recálculo	% s/ RA1
CVA recálculo CVAccc anterior	
CVA recálculo CVAcde anterior	
CVA recálculo CVAenergia anterior	
CVA recálculo CVA tr.itaipu anterior	
CVA recálculo CVAcfurh anterior	
CVA recálculo CVA RB selo anterior	
CVA recálculo CVA RB nodal anterior	
CVA recálculo CVAess anterior	
CVA recálculo CVAproinfa anterior	
<b>TOTAL CVA recálculo</b>	
-	0,0%

CVA TOTAL	% s/ RA1
CVA CCC	
65.515.528,93	1,2%
CVA CDE	
10.102.525,60	0,2%
CVA ENERGIA COMPRADA	
(7.276.012,86)	-0,1%
CVA TRANSPORTE ITAIPU	
2.204.373,12	0,0%
CVA CFURH	
-	0,0%
CVA RB SELO	
-	0,0%
CVA RB NODAL	
40.789.789,80	0,8%
CVA ENCARGOS SERV SISTEMA	
(87.294.729,53)	-1,7%
CVA PROINFA	
8.897.339,05	0,2%
<b>TOTAL DAS CVA's</b>	
32.938.814,10	0,6%

QUADRO I

COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A					
I.V.I - ANEEL			I.V.I - EMPRESA		
Mês/Ano	IGP-M - %	% Acumulado	Mês/Ano	IGP-M - %	% Acumulado
jun/09	-0,10%	-0,10%	jun/09		0,00%
jul/09	-0,43%	-0,53%	jul/09		0,00%
ago/09	-0,36%	-0,89%	ago/09		0,00%
set/09	0,42%	-0,48%	set/09		0,00%
out/09	0,05%	-0,43%	out/09		0,00%
nov/09	0,10%	-0,33%	nov/09		0,00%
dez/09	-0,26%	-0,59%	dez/09		0,00%
jan/10	0,63%	0,04%	jan/10		0,00%
fev/10	1,18%	1,22%	fev/10		0,00%
mar/10	0,94%	2,17%	mar/10		0,00%
abr/10	0,77%	2,96%	abr/10		0,00%
mai/10	1,19%	4,18%	mai/10		0,00%
	Fator X	0,42%		Fator X	
	IGP-M - (Fator X)	3,76%		IGP-M - (Fator X)	3,45%

## QUADRO II

FORNECIMENTO	ENERGIA			
	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
A1 Azul	521.997,0	71.943.999,01	3.528.266,37	75.472.265,38
A2 Azul	639.839,0	88.158.347,48	21.544.518,22	109.702.865,70
A3 Azul	337.553,0	46.529.978,49	14.974.604,50	61.504.582,99
A3a Azul	564.748,0	78.227.432,65	28.115.968,19	106.343.400,84
A3a Verde	1.126.350,0	183.740.216,81	21.306.524,09	205.046.740,90
A3a Convencional	65.705,0	9.779.754,90	4.303.995,11	14.083.750,01
A4 Azul	1.209.679,0	16.701.088,76	85.957.004,19	252.967.889,95
A4 Convencional	816.586,0	120.889.963,18	77.824.807,95	198.714.771,13
A4 Verde	4.341.153,0	745.125.159,81	131.732.542,96	876.857.702,77
AS Azul	6.243,0	913.057,93	533.142,75	1.446.200,68
AS Convencional	6.472,0	1.014.615,44	1.043.667,72	2.058.283,16
AS Verde	22.182,0	4.721.165,18	1.037.069,40	5.758.234,58
BT	11.273.009,0	2.741.589.386,91	-	2.741.589.386,91
<b>CATIVOS</b>	<b>20.931.516,0</b>	<b>4.259.643.963,55</b>	<b>391.902.111,45</b>	<b>4.651.546.075,00</b>

TUSD Consumidores Livres	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A1	568.125,0	12.112.425,00	2.763.960,00	14.876.385,00
Uso Carga - A2	1.442.739,0	30.759.195,48	34.033.647,18	64.792.842,66
Uso Carga - A3	844.986,0	18.015.101,52	33.568.774,10	51.583.875,62
Uso Carga - A3a	148.258,0	3.160.860,56	7.348.170,50	10.509.031,06
Uso Carga - A4	38.068,0	811.609,76	4.426.053,00	5.237.662,76
BT				-
<b>Uso Carga - Cons. Livres</b>	<b>3.042.176,0</b>	<b>64.859.192,32</b>	<b>82.140.604,78</b>	<b>146.999.797,10</b>

TUSD Distribuição	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A1				-
Uso Carga - A2				-
Uso Carga - A3				-
Uso Carga - A3a	179.770,0	-	6.659.722,15	6.659.722,15
Uso Carga - A4				-
Uso Carga - AS				-
<b>Uso Carga - Distribuição</b>	<b>179.770,0</b>	<b>-</b>	<b>6.659.722,15</b>	<b>6.659.722,15</b>

TUSD Geração	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - BT	0,0	-	9.916,48	9.916,48
Uso Carga - A2	0,0	-	10.711.584,97	10.711.584,97
Uso Carga - A3	0,0	-	2.102.783,06	2.102.783,06
Uso Carga - A3a	0,0	-	3.459.448,86	3.459.448,86
Uso Carga - A4	0,0	-	34.083,24	34.083,24
<b>Uso Carga - Geração</b>	<b>0,0</b>	<b>-</b>	<b>16.317.816,61</b>	<b>16.317.816,61</b>

SUPRIMENTO	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
A1				-
A2	113.243,0	12.146.444,18	4.705.100,79	16.851.544,97
A3				-
A3a	48.844,0	5.239.007,44	3.182.013,91	8.421.021,35
A4	387.953,0	42.439.582,10	31.797.211,17	74.236.793,27
<b>Suprimento</b>	<b>550.040,0</b>	<b>59.825.033,72</b>	<b>39.684.325,87</b>	<b>99.509.359,59</b>

	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
<b>TOTAL MWh</b>	<b>24.703.502,0</b>	<b>4.384.328.189,59</b>	<b>536.704.580,86</b>	<b>4.921.032.770,45</b>
<b>Total MWh sem Suprimento</b>	<b>24.153.462,0</b>	<b>0,9777</b>	<b>Total RAo</b>	<b>4.921.032.770,45</b>

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

**QUADRO III**

ENCARGOS SETORIAIS			
ANEEL	Em DRA	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	RGR (Anual + Ajuste)	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	35.149.404,89
	CCC	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	152.257.568,73
	TFSEE	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	10.022.637,48
	CDE	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	221.668.214,94
	CFURH	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	-
	ESS/EER	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	118.192.781,52
	PROINFA	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	102.471.329,78
	P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	47.840.927,17
	ONS	Contrato de Concessão - Aditivo 2010	223.489,10
	<b>TOTAL - DRA</b>		<b>687.826.353,63</b>
	Em DRP	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	RGR (Anual + Ajuste)	Memorando SFF nº 792, de 07/06/2010	30.246.612,79
	CCC	Res.Homolog. nº 986, de 01/06/2010	331.286.196,04
	TFSEE	Nota Técnica SRE nº 154, de 27/05/2010	10.088.861,50
	CDE	Res.Homolog. nº 921, de 15/12/2009	225.686.148,05
	CFURH		
	ESS/EER	Quota Anual projetada pela SRE	62.892.296,32
	PROINFA	Res.Homolog. nº 930, de 26/01/2010	116.089.663,32
	P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	Lei nº 9.991, de 24/07/2000	60.023.566,33
	ONS	Res.Autorizativa nº 1.982, de 25/06/2009	227.645,28
	<b>TOTAL - DRP</b>		<b>836.540.989,63</b>
ENCARGOS COM TRANSMISSÃO DE ENERGIA			
ANEEL	Em DRA	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	TRANSPORTE ITAIPU	Res.Homolog. nº 671, de 24/06/2008	37.009.707,78
	REDE BÁSICA CONTRATOS INICIAIS		
	REDE BÁSICA NODAL	Res.Homolog. nº 671, de 24/06/2008	290.003.026,00
	REDE BÁSICA FRONTEIRA	Res.Homolog. nº 671, de 24/06/2008	48.670.973,60
	REDE BÁSICA ONS (A2)		
	REDE BÁSICA EXPORT. (A2)		
	MUST ITAIPU	Res.Homolog. nº 671, de 24/06/2008	31.878.268,67
	CONEXÃO	Res.Homolog. nº 670, de 24/06/2008	10.890.768,07
	CUSD		
	<b>TOTAL - DRA</b>		<b>418.452.744,13</b>
	Em DRP	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	TRANSPORTE ITAIPU	Res.Homolog. nº 844, de 25/06/2009	38.507.354,13
	REDE BÁSICA CONTRATOS INICIAIS		
	REDE BÁSICA NODAL	Res.Homolog. nº 844, de 25/06/2009	332.673.099,80
	REDE BÁSICA FRONTEIRA	Res.Homolog. nº 844, de 25/06/2009	54.050.565,10
	REDE BÁSICA ONS (A2)	Memorando SRD nº 169, de 31/05/2010	765.415,56
	REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	Memorando SRD nº 169, de 31/05/2010	-
	MUST ITAIPU	Res.Homolog. nº 844, de 25/06/2009	35.134.296,12
	CONEXÃO	Res.Homolog. nº 843, de 25/06/2009	13.907.051,48
	CUSD		
	<b>TOTAL - DRP</b>		<b>475.037.782,19</b>

QUADRO IV

REDE BÁSICA					
Pontos de Conexão	REDE BÁSICA	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
	Total - MW	DRA	DRP	DRA	DRP
		Res. Hom. nº 671, de 24/06/2008	Res. Hom. nº 844, de 25/06/2009		
APUCARANA---138	2.467,2	5.045,00	5.736,00	12.447.024,00	14.151.859,20
AREIA---013	94,0	4.701,00	5.449,00	441.894,00	512.206,00
AREIA---138	1.750,0	4.704,00	5.453,00	8.232.000,00	9.542.750,00
BATEIAS---138	1.535,0	5.299,00	6.120,00	8.133.965,00	9.394.200,00
C.COMPRIDO---013	438,0	5.494,00	6.293,00	2.406.372,00	2.756.334,00
C.COMPRIDO---069	1.961,0	5.604,00	6.398,00	10.989.444,00	12.546.478,00
C.I.CURITIBA---013	682,0	5.609,00	6.381,00	3.825.338,00	4.351.842,00
C.I.CURITIBA---069	2.665,0	5.602,00	6.391,00	14.929.330,00	17.032.015,00
C.MOURAO---138	1.797,0	4.636,00	5.420,00	8.330.892,00	9.739.740,00
CAMPO ASSOBIO---013	446,0	5.663,00	6.462,00	2.525.698,00	2.882.052,00
CAMPO ASSOBIO---138	450,0	5.663,00	6.462,00	2.548.350,00	2.907.900,00
CASCADEL---138	4.598,0	4.571,00	5.279,00	21.017.458,00	24.272.842,00
D.S.J.PINHAI---013	427,0	5.753,00	6.576,00	2.456.531,00	2.807.952,00
FIGUEIRA---013	262,0	5.563,00	6.418,00	1.457.506,00	1.681.516,00
FIGUEIRA---138	1.924,0	5.563,00	6.418,00	10.703.212,00	12.348.232,00
FOZ DO CHOPIM---138	1.710,0	4.310,00	5.031,00	7.370.100,00	8.603.010,00
FOZ DO IGUAQU---138	788,0	4.546,00	5.366,00	3.582.248,00	4.228.408,00
GUAIRA---138	1.350,0	4.741,00	5.418,00	6.400.350,00	7.314.300,00
IBIPORA---138	2.930,0	5.138,00	5.907,00	15.054.340,00	17.307.510,00
JAGUARIAIVA---138	1.200,0	5.905,00	6.817,00	7.086.000,00	8.180.400,00
LONDRINA---138	2.785,0	5.138,00	5.899,00	14.309.330,00	16.428.715,00
MARINGA---138	2.820,0	5.010,00	5.773,00	14.128.200,00	16.279.860,00
PARIGOT SOUZA---013	108,1	5.927,00	6.658,00	640.708,70	719.729,80
PARIGOT SOUZA---138	960,0	5.935,00	6.667,00	5.697.600,00	6.400.320,00
PATO BRANCO---138	1.081,0	4.379,00	5.149,00	4.733.699,00	5.566.069,00
PILARZINHO---069	2.340,0	5.661,00	6.472,00	13.246.740,00	15.144.480,00
PILARZINHO---230	367,0	5.709,00	6.386,00	2.095.203,00	2.343.662,00
PONTA G NORTE---013	71,6	5.518,00	6.436,00	395.088,80	460.817,60
PONTA G NORTE---034	473,0	5.518,00	6.436,00	2.610.014,00	3.044.228,00
PONTA G NORTE---138	1.135,5	5.517,00	6.428,00	6.264.553,50	7.298.994,00
PONTA G SUL---013	63,6	5.770,00	6.712,00	366.972,00	426.883,20
PONTA G SUL---034	625,0	5.770,00	6.712,00	3.606.250,00	4.195.000,00
PONTA G SUL---138	772,0	5.642,00	6.575,00	4.355.624,00	5.075.900,00
POSTO FISCAL---138	1.655,0	6.074,00	6.892,00	10.052.470,00	11.406.260,00
S.MATEUS SUL---013	99,9	5.436,00	6.197,00	543.056,40	619.080,30
S.MATEUS SUL---034	151,6	5.436,00	6.197,00	824.097,60	939.465,20
S.MATEUS SUL---230	192,0	5.436,00	6.197,00	1.043.712,00	1.189.824,00
SANTA MÔNICA---069	2.456,0	5.908,00	6.592,00	14.510.048,00	16.189.952,00
SARANDÍ---138	1.205,0	5.055,00	5.805,00	6.091.275,00	6.995.025,00
U.S.OSORIO---069	0,0	-	4.556,00	-	-
UBERABA---069	2.915,0	5.717,00	6.523,00	16.665.055,00	19.014.545,00
UMBARA Guaira + peróxidos---230	372,0	5.566,00	6.255,00	2.070.552,00	2.326.860,00
UMBARA---069	2.849,5	5.550,00	6.333,00	15.814.725,00	18.045.883,50
Total	54.972,0	5.275,47	6.051,68	290.003.026,00	332.673.099,80
		Tarifa Média - R\$ / MW			

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

Pontos de Conexão	RB FRONTEIRA	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
		DRA	DRP	DRA	DRP
		Res. Hom. nº 671, de 24/06/2008	Res. Hom. nº 844, de 25/06/2009		
	Total - MW				
APUCARANA---138	2.467,2	388,00	412,00	957.273,60	1.016.486,40
AREIA---013	94,0	1.012,00	1.039,00	95.128,00	97.666,00
AREIA---138	1.750,0	1.012,00	1.039,00	1.771.000,00	1.818.250,00
BATEIAS---138	1.535,0	1.975,00	2.084,00	3.031.625,00	3.198.940,00
C.COMPRIDO---013	438,0	1.279,00	1.455,00	560.202,00	637.290,00
C.COMPRIDO---069	1.961,0	696,00	812,00	1.364.856,00	1.592.332,00
C.I.CURITIBA---013	682,0	3.094,00	3.089,00	2.110.108,00	2.106.698,00
C.I.CURITIBA---069	2.665,0	1.202,00	1.396,00	3.203.330,00	3.720.340,00
C.MOURAO---138	1.797,0	700,00	754,00	1.257.900,00	1.354.938,00
CAMPO ASSOBIO---013	446,0	5.588,00	5.455,00	2.492.248,00	2.432.930,00
CAMPO ASSOBIO---138	450,0	6.713,00	7.503,00	3.020.850,00	3.376.350,00
CASCADEL---138	4.598,0	239,00	375,00	1.098.922,00	1.724.250,00
D.S.J.PINHAIS---013	427,0	7.115,00	5.827,00	3.038.105,00	2.488.129,00
FIGUEIRA---013	262,0	448,00	486,00	117.376,00	127.332,00
FIGUEIRA---138	1.924,0	448,00	486,00	861.952,00	935.064,00
FOZ DO CHOPIM---138	1.710,0	973,00	1.008,00	1.663.830,00	1.723.680,00
FOZ DO IGUAÇU---138	788,0	441,00	798,00	347.508,00	628.824,00
GUAIRA---138	1.350,0	244,00	307,00	329.400,00	414.450,00
IBIPORA---138	2.930,0	341,00	850,00	999.130,00	2.490.500,00
JAGUARIAIVA---138	1.200,0	1.998,00	2.256,00	2.397.600,00	2.707.200,00
LONDRINA---138	2.785,0	326,00	373,00	907.910,00	1.038.805,00
MARINGÁ---138	2.820,0	336,00	367,00	947.520,00	1.034.940,00
PARIGOT SOUZA---013	108,1	885,00	1.017,00	95.668,50	109.937,70
PARIGOT SOUZA---138	960,0	885,00	1.017,00	849.600,00	976.320,00
PATO BRANCO---138	1.081,0	608,00	852,00	657.248,00	921.012,00
PILARZINHO---069	2.340,0	393,00	414,00	919.620,00	968.760,00
PILARZINHO---230	367,0	-	-	-	-
PONTA G NORTE---013	71,6	1.170,00	1.451,00	83.772,00	103.891,60
PONTA G NORTE---034	473,0	1.170,00	1.451,00	553.410,00	686.323,00
PONTA G NORTE---138	1.135,5	623,00	697,00	707.416,50	791.443,50
PONTA G SUL---013	63,6	1.009,00	1.230,00	64.172,40	78.228,00
PONTA G SUL---034	625,0	1.009,00	1.230,00	630.625,00	768.750,00
PONTA G SUL---138	772,0	3.016,00	3.474,00	2.328.352,00	2.681.928,00
POSTO FISCAL---138	1.655,0	926,00	950,00	1.532.530,00	1.572.250,00
S.MATEUS SUL---013	99,9	4.472,00	4.515,00	446.752,80	451.048,50
S.MATEUS SUL---034	151,6	2.278,00	2.619,00	345.344,80	397.040,40
S.MATEUS SUL---230	192,0	-	-	-	-
SANTA MÔNICA---069	2.456,0	1.320,00	1.174,00	3.241.920,00	2.883.344,00
SARANDÍ---138	1.205,0	1.329,00	1.386,00	1.601.445,00	1.670.130,00
U.S.OSORIO---069	0,0	-	-	-	-
UBERABA---069	2.915,0	334,00	385,00	973.610,00	1.122.275,00
UMBARA Guaíra + peróxidos---230	372,0	-	-	-	-
UMBARA---069	2.849,5	374,00	422,00	1.065.713,00	1.202.489,00
<b>Total</b>	<b>54.972,0</b>	<b>885,38</b>	<b>983,24</b>	<b>48.670.973,60</b>	<b>54.050.565,10</b>
		Tarifa Média - R\$ / MW			

Pontos de Conexão	MUST ITAIPU	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
		DRA	DRP	DRA	DRP
		Res. Hom. nº 671, de 24/06/2008	Res. Hom. nº 844, de 25/06/2009		
	Total - MW				
IBIÚNA 52,94%	5.823,6	2.898,00	3.194,00	16.876.730,47	18.600.509,71
IVAIPORÁ 47,06%	5.176,5	2.898,00	3.194,00	15.001.538,20	16.533.786,41
<b>Total</b>	<b>11.000,1</b>	<b>2.898,00</b>	<b>3.194,00</b>	<b>31.878.268,67</b>	<b>35.134.296,12</b>

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

**QUADRO V**

<b>ENCARGO CONEXÃO ANUAL DA COPEL-D para COPEL-GT</b>			
		A preços de 01/06/2009	Valor concatenado com a data de reajuste da COPEL-D
Encargo anual de Conexão, da COPEL-D para COPEL-GT, relativo às Demais Instalações de Transmissão-DIT em operação		13.349.306,16	13.907.051,48
Parcelas de Ajuste das Demais Instalações de Transmissão - PA DIT (Uso Exclusivo)		11.839,47	12.334,13
<b>TOTAL</b>		<b>13.361.145,63</b>	<b>13.919.385,61</b>
Anexo IV-A da Res. Homolog.	13.919.385,61	Anexo IV-B da Res. Homolog.	13.907.051,48

**Consumidores conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais)**

<b>Consumidor</b>	<b>R\$ em JUN/2010</b>
<b>Petrobrás</b>	<b>358.582,93</b>
<b>Votorantim Cimento Brasil</b>	<b>1.149.925,93</b>
<b>Gerdau Aços Longos</b>	<b>567.998,03</b>
<b>WHB Fundação S.A.</b>	<b>119.878,18</b>
<b>Peróxidos do Brasil LTDA</b>	<b>48.412,34</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.244.797,41</b>

Anexo V da Res. Homolog.

2.244.797,41

QUADRO VI

TARIFA MÉDIA DA ENERGIA COMPRADA (IRT 2009)			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	R\$	Tarifa média 2008
1º Leilão EE - 2005-2012	7.915.172	560.718.254,28	70,84
1º Leilão EE - 2006-2013	3.604.873	298.904.026,05	82,92
1º Leilão EE - 2007-2014	24.993	2.294.723,46	91,81
2º Leilão EE - 2008-2015	475.707	47.446.747,67	99,74
4º Leilão EE - 2009-2016	172.952	18.732.160,59	108,31
5º Leilão EE - A1-2007	1.395.910	165.295.749,47	118,41
2008 - H30 (1o leilão)	31.662	3.948.621,00	124,71
2009 - H30 (1o leilão)	28.548	3.804.317,99	133,26
2010 - H30 (1o leilão)	243.340	35.384.431,18	145,41
2008 - T15 (1o leilão)	250.174	26.576.029,70	106,23
2009 - T15 (1o leilão)	364.301	38.539.395,70	105,79
2010 - T15 (1o leilão)	160.043	23.272.111,48	145,41
2010 - T15 (4o leilão)	45.592	4.564.257,42	100,11
9º LEILÃO DE AJUSTE	742.152	108.183.497,04	145,77
8º LEILÃO DE AJUSTE	8.759	1.441.293,45	164,55
SOBRA (LEILÕES)	-182.350	(15.790.457,87)	86,59
GD (Geração Distribuída)	412		128,32
ITIQUIRA - G	913.838	117.848.521,40	128,96
ELEJOR - G	1.189.489	176.674.801,17	148,53
ITAIPU	5.254.671	534.014.061,90	101,63
PROINFA	580.050	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>23.220.289</b>	<b>2.151.852.543,08</b>	<b>92,67</b>

PREÇO MÉDIO PONDERADO - ENERGIA COMPRADA APÓS LEI 10.848/2004			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	Preço - R\$/MWh	R\$
CCEAR 2005 - 8 anos	7.673.104	74,57	572.219.171,73
CCEAR 2006 - 8 anos	3.414.270	87,31	298.094.778,09
CCEAR 2007 - 8 anos	0	97,85	(0,00)
CCEAR 2007-8 anos (A-1)	1.395.960	124,59	173.927.858,92
CCEAR 2008 - 8 anos	469.575	104,99	49.298.634,72
CCEAR 2009 - 8 anos	0	117,51	-
MCS D - 2005 - 8 anos	582.766	72,89	42.475.537,10
MCS D - 2006 - 8 anos	527.195	85,41	45.029.249,23
MCS D - 2007 - 8 anos	87.336	95,99	8.383.105,84
MCS D 2007 - 8 anos (A-1)	5.954	120,21	715.756,38
MCS D 2008 - 8 anos	121.251	102,40	12.416.230,79
MCS D 2009 - 8 anos	380.510	113,09	43.033.458,30
1º Leilão 2008-H30	31.662	131,22	4.154.663,64
1º Leilão 2008-T15	250.889	103,25	25.904.264,30
1º Leilão 2009-H30	28.548	140,21	4.002.819,23
1º Leilão 2009-T15	365.341	102,29	37.370.709,62
1º Leilão 2010-H30	580.868	145,41	84.464.392,81
1º Leilão 2010-T15	564.834	145,41	82.132.807,52
3º Leilão 2011-H30	209.694	142,76	29.936.374,61
3º Leilão 2011-T15	197.895	142,76	28.251.991,79
4º Leilão 2010-T15	160.907	145,41	23.397.611,86
6º Leilão 2011-OF15	186.416	142,76	26.613.140,38
1º Leilão F.Altern. 2010-H30	0	157,75	-
1º Leilão F.Altern. 2010-OF15	0	151,59	-
			-
subtotal	17.234.975		
EXPOSIÇÃO	0	36,23	-
<b>TOTAL</b>	<b>17.234.975</b>	<b>Preço Médio</b>	<b>1.591.822.556,87</b>
		<b>92,36</b>	

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

QUADRO VII

COPEL-DIS - DRA (Data de Referência Anterior)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2008	DRA - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS	18.397.949		
E LEJOR	1.186.104		
ITIQUIRA	911.601		
GD - Geração Distribuída	30		
LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	14.342.894		
LEILÃO DE ENERGIA NOVA	1.215.200		
LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	0		
LEILÃO DE AJUSTE	742.121		
2) EXPOSIÇÃO	207.899		
3) ITAIPU	5.210.287		
4) PROINFA	551.741		
5) GERAÇÃO PRÓPRIA	0		
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRA</b>	<b>24.367.874</b>	<b>92,67</b>	<b>2.258.200.643,51</b>

COPEL-DIS - DRP (Data do Reajuste em Processamento)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2009	DRP - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS (Terceiros)	911.601		119.148.998,90
ITIQUIRA	911.601	130,70	119.148.998,90
2) CONTRATOS BILATERAIS (P. Relacionada)	1.186.104		181.382.505,39
E LEJOR	1.186.104	152,92	181.382.505,39
3) CONTRATOS INICIAIS			
4) ITAIPU	5.042.725	98,80	498.228.431,20
5) PROINFA	667.653	-	-
6) GERAÇÃO PRÓPRIA	0	-	-
7) GERAÇÃO DISTRIBUIDA	4.181	134,94	564.149,56
<b>SUBTOTAL</b>	<b>7.812.263</b>		<b>799.324.085,06</b>
COMPLEMENTO LEILÕES (CCEAR)	16.605.604	92,36	1.533.693.860,26
EXPOSIÇÃO	0	92,36	-
<b>TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRP</b>	<b>24.417.867</b>	<b>95,55</b>	<b>2.333.017.945,31</b>

QUADRO VIII

BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRES/GLOSAS FÍSICAS NO IRT		TOTAL - MWh
(1)	Geração Própria - MWh	0
	Energia PROINFA - MWh	551.741
(2)	Compras - ITAIPU - MWh	5.210.287
	Energia ITAIPU	5.210.287
(3)	Compras - Contratos Bilaterais - MWh	18.397.949
	ELEJOR	1.186.104
	ITIQUIRA	911.601
	GD - Geração Distribuída	30
	LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	14.342.894
	LEILÃO DE ENERGIA NOVA	1.215.200
	LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	0
	LEILÃO DE AJUSTE	742.121
	<b>EXPOSIÇÃO</b>	<b>207.899</b>
<b>(4) = (1)+(2)+(3)</b>	<b>Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)</b>	<b>24.367.874</b>
(5)	Fornecimento Cativo - MWh	20.931.516
(6)	Suprimento - MWh	550.040
<b>(7) = (5)+(6)</b>	<b>Energia VENDIDA - MWh (MERCADO de VENDA)</b>	<b>21.481.556</b>
(8)	PERDA REGULATÓRIA (% s/Energia VENDIDA)	13,44%
<b>(9) = (7)*(8)</b>	<b>PERDA REGULATÓRIA TOTAL - MWh</b>	<b>2.886.318</b>
<b>(10) = (7)+(9)</b>	<b>Energia REQUERIDA "DRA" - MWh</b>	<b>24.367.874</b>
<b>(12) = (4)-(11)</b>	<b>SOBRAS + GLOSAS</b>	<b>0</b>

BALANÇO ENERGÉTICO  
COPEL-DIS - Copel Distribuição S/A

DRP - Data do Reajuste em Processamento

Descrição	(%)
Perdas Técnica	7,43%
Perdas não Técnica	
Perdas na Rede Básica	2,57%

Descrição	(%)
Perdas Não Técnicas sobre BT	3,15%
Mercado BT	11.273.009

PERDAS DE ENERGIA	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
<b>1. PERDAS TOTAIS</b>		13,67%	2.936.311
Perdas na Rede Básica (%)		2,57%	611.816
Distribuição (%)	8,77%	10,82%	2.324.496
Perdas Técnicas (%)	7,43%	9,17%	1.969.396
Perdas não Técnicas (%)	1,34%	1,65%	355.100
VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
<b>2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)</b>	4.751.055.434,59	221,17	21.481.556
2.1 Fornecimento	4.651.546.075,00	222,23	20.931.516
2.2 Suprimento	99.509.359,59	180,91	550.040
2.3 Consumidores Livres / Dist / Ger	169.977.335,86	52,76	3.221.946
2.4 Consumidores da Rede Básica			521.997
<b>3. ENERGIA REQUERIDA "DRP" (1+2)</b>			24.417.867

% / E. Requerida
9,52%
8,07%
1,45%

% / E. Injetada
78,97%
2,08%
12,16%
7,43%
1,34%
100,00%