

Em 20 de junho de 2011.

Processo: 48500.005483/2010-12

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e fixação do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, referentes à Coprel Cooperativa de Energia - COPREL, e homologação da Tarifa de Energia Elétrica – TE e da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD entre a Rio Grande Energia S/A. - RGE e a COPREL.

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2011 da permissionária de distribuição de energia elétrica **Coprel Cooperativa de Energia - COPREL**, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, de acordo com o que estabelece a Cláusula Décima Quarta do Contrato de Permissão para a Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 031/2010.

II. DOS FATOS

2. A COPREL, sediada na cidade de Ibirubá – RS, atende atualmente cerca de 46.847 unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa uma receita anual da ordem de R\$ 70.703.499,40 .

Quadro 1 – Mercado da permissionária

DESCRIÇÃO	Mw/h	R\$
FORNECIMENTO	267.672	70.703.499,40
A4 (2,3 kV a 25 kV)	93.899	24.550.451,86
BT (menor que 2,3 kV)	173.773	46.153.047,54

Aspectos Contratuais

3. Em 26 de fevereiro de 2010, foi assinado o Contrato de Permissão nº 031/2010 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a COPREL. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela permissionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da permissão de que a mesma é titular. O mencionado contrato prevê, na Subcláusula Terceira da Cláusula Décima Quarta, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da permissionária, mediante aplicação de fórmula específica, sendo que o primeiro reajuste em 30 de junho de 2013.

Proposta da Permissionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2011

4. Em 26 de maio de 2011, na sede da ANEEL, a SRE realizou reunião com técnicos da COPREL, quando procurou prestar os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia a ser adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual.

5. Por meio do Ofício DIR-E nº 012/2011, de 30 de maio de 2011, a COPREL encaminhou pleito relativo ao reajuste tarifário de 2011, no qual solicitou reajuste de 7,57% na Parcela A, 9,33% na Parcela B e reconhecimento de R\$ 304.290,77 de componentes financeiros.

Dados e Premissas Básicas

6. Nos reajustes tarifários anuais, as tarifas de fornecimento e uso do sistema de distribuição são reajustadas de modo a recuperar a receita da permissionária decorrente da aplicação do Índice de Reajuste Tarifário (IRT), calculado de acordo com fórmula paramétrica que consta do Contrato de Permissão. O IRT não segue necessariamente a mesma variação da inflação.

7. Para fins de reajuste tarifário, a receita anual da permissionária é dividida em duas parcelas: a "Parcela A", composta por custos não gerenciáveis pela permissionária (encargos setoriais, energia comprada e transporte); e a "Parcela B", formada por custos gerenciáveis pela mesma (despesas operacionais e remuneração do capital).

8. A "Parcela B" é corrigida pela variação acumulada do IPCA, deduzido o compartilhamento de ganhos de produtividade, o "Fator X", que, até a primeira Revisão Tarifária Periódica da permissionária, é igual a zero. Já as despesas não gerenciáveis formadoras da "Parcela A" são atualizadas de acordo com a legislação específica, e podem sofrer variações distintas da inflação medida no período analisado.

III. DA ANÁLISE

Cálculo do IRT 2011

9. O **Reajuste Tarifário Anual da COPREL**, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, para aplicação em 30 de junho de 2011, resultou no percentual total de **6,71%**, sendo **9,97%** relativo ao cálculo econômico e **-3,26%** referente aos componentes financeiros, assim distribuídos:

Fls. 3 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

- a) Índice de Reajuste Tarifário Contratual - IRT, de 9,97%;
- b) Ajuste Financeiro CUSD/ENERGIA, de 1,83%;
- c) Ajuste Encargos Setoriais, de -5,41%; e
- d) Ajuste Financeiro 0,3% P&D - Res 410/2010, de 0,32%.

10. O índice médio final do reajuste, de 6,71%, foi calculado considerando-se a aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, acumulado no período de **fevereiro de 2010 a maio de 2011**, com variação de **9,02%**, para atualizar a Parcela B da permissionária

11. O índice de reajuste tarifário econômico compreende também a atualização de custos como: CCC, CDE, PROINFA, P&D, Transporte e Energia Comprada.

Receita de Referência

12. Conforme Subcláusula Sexta da Cláusula Décima Quarta do Contrato de Permissão, a receita anual da permissionária na “Data de Referência Anterior – DRA” (Receita de Referência – RA), deve ser calculada considerando-se as condições vigentes na DRA e o mercado de referência, verificado no período de junho de 2010 à maio de 2011, conforme consta do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF. A Receita de Referência da permissionária resultou em **R\$ 70.703.499,40**.

13. Para a composição da Parcela A na DRA, considerou-se a participação percentual dos itens de custo formadores desta parcela na Receita Inicial da permissionária, utilizada como base de cálculo das tarifas vigentes, homologadas pelo Despacho nº 414, de 22/01/2010. A Parcela B foi obtida pela diferença entre a Receita de Referência e a Parcela A na DRA.

14. Esse procedimento visa manter, até a primeira revisão tarifária periódica, prevista para 2012, as participações percentuais da Parcela A e da Parcela B na receita anual da permissionária, conforme condição inicial de equilíbrio definida no processo de regularização da COPREL.

15. O quadro a seguir mostra a Receita Inicial da COPREL, a participação percentual dos itens da Parcela A e da Parcela B nessa receita, e a Receita de Referência utilizada como base cálculo do IRT da permissionária.

Fls. 4 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

Quadro 2 – Receita em DRA, participação dos custos na Receita e Receita RAO

DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$	Partic. na Receita (%)	Receita Inicial (R\$) - DSP nº 414, de
RGR (Anual e Ajuste)	3,08%	1.402.820,07
CCC	2,70%	1.229.472,11
TFSEE	0,34%	156.171,14
CDE	3,92%	1.790.383,36
PROINFA	1,83%	833.309,84
P&D	0,92%	419.188,06
ENCARGOS SETORIAIS	12,78%	5.831.344,58
ENERGIA COMPRADA	30,46%	13.895.109,86
ENERGIA COMPRADA TOTAL	30,46%	13.895.109,86
CUSD	6,24%	2.846.717,72
REDE BÁSICA TOTAL		-
TRANSPORTE DE ENERGIA	6,24%	2.846.717,72
RAO total	100,00%	45.616.376,63
VPA0-DRA	49,48%	22.573.172,16
VPB0-DRA	50,52%	23.043.204,48

Encargos

16. Os valores dos encargos setoriais da COPREL na Data do Reajuste em Processamento – DRP estão demonstrados no quadro abaixo:

Quadro 3 – Encargos Setoriais em DRP

Encargos Setoriais em DRP	VALOR - R\$
Reserva Global de Reversão	2.066.438,44
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	4.014.075,00
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSE	222.561,56
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	2.946.436,29
PROINFA	1.292.532,15
P&D e Eficiência Energética	849.423,09
TOTAL	11.391.466,53

17. Para a definição dos valores da TFSEE e da RGR, considerou-se a receita verificada da permissionária nos últimos doze meses. Já a cobertura tarifária para os encargos CCC, CDE e PROINFA foi calculada de forma que os valores sejam equivalentes aos custos das distribuidoras de energia.

18. O valor dos investimentos em P&D na DRP foi obtido com base nos critérios definidos na Lei nº 9.991/2000, e nos Manuais de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, regulamentados pelas Resoluções Normativas nº 300 e 316, de 12 de fevereiro e 31 de maio de 2008, respectivamente.

19. Foi considerado também o adicional de 0,30% previsto no parágrafo único do art. 1º da Lei nº 9.991/2000, incluído pela Lei nº 12.111/2009, destinado ao ressarcimento de Estados e Municípios que

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

Fls. 5 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

tiverem eventual perda de receita decorrente da arrecadação de ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados para geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados. **A partir do presente reajuste tarifário, o recolhimento pelas permissionárias dos recursos a serem destinados aos projetos de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento seguirá o disposto nesses regulamentos específicos.**

Suprimento

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

21. O modelo instituído pela Lei n.º 10.848/2004 define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Os agentes de distribuição devem comercializar energia exclusivamente no ACR. O art. 2º da Lei n.º 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”. A compra nesse ambiente é efetivada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

22. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, além de permitir: a (i) participação em leilões de compra no ACR; a legislação ainda possibilita a compra de energia (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas distribuidoras foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa n.º 206, de 22 de dezembro de 2005, alterada pela Resolução Normativa n.º 243, de 19 de dezembro de 2006.

23. A COPREL é suprida atualmente pela Rio Grande Energia S/A. - RGE, cujas tarifas iniciais de energia e de uso do sistema de distribuição para a permissionária foram homologadas pelo Despacho nº 414, de 22/01/2010.

24. Em conformidade ao disposto no § 3º do Art. 11 da Resolução Normativa nº 206, de 22 de dezembro de 2005, os contratos CCE e CUSD poderão considerar, no suprimento às cooperativas permissionárias até a primeira revisão tarifária periódica da unidade supridora, as tarifas iniciais (TE e TUSD) calculadas conforme metodologia da Resolução Normativa nº 205, de 2005. Assim, para o reajuste das tarifas de TE e TUSD pagas pela COPREL, foram aplicados os reajustes tarifários anuais (econômico) da RGE, conforme os resultados dos reajustes tarifários anuais de 2010 e 2011 da supridora.

25. Para o reajuste das tarifas iniciais de suprimento adotou-se o seguinte procedimento:

(i) as tarifas iniciais de suprimento, a preços de janeiro/2010, foram deflacionadas pela variação do IGP-M no período até a data de aniversário da supridora, em março de 2009 (a preços de fevereiro de 2009);

(ii) às tarifas iniciais de suprimento deflacionadas, aplicou-se o índice de reajuste médio

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

Fls. 6 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

acumulado das tarifas de fornecimento da RGE, conforme IRTs da supridora de 2010 e 2011.

26. O quadro a seguir demonstra o cálculo das novas tarifas de suprimento da RGE para a COPREL, a vigorarem no período de 30 de junho de 2011 a 29 de junho de 2012.

Quadro 4 – Cálculo das tarifas de suprimento

RGE - A3 (69 kV)		
Tarifas de Suprimento	TUSD (R\$/MW)	TE (R\$/MWh)
Tarifas Iniciais - a preços de janeiro/2010	20,39	46,79
Variação acumulada do IGP-M de março/2009 a janeiro/2010		-1,10%
Tarifas Iniciais Deflacionadas a preços de maio/2009	20,62	47,31
IRT médio RGE - 2010		1,72%
IRT médio RGE - 2011		8,58%
IRT médio RGE - acumulado		10,45%
Novas Tarifas de Suprimento	22,77	52,25

RGE - A4 (de 2,3 kV a 25 kV)		
Tarifas de Suprimento	TUSD (R\$/MW)	TE (R\$/MWh)
Tarifas Iniciais - a preços de janeiro/2010	5,39	71,64
Variação acumulada do IGP-M de março/2009 a janeiro/2010		-1,10%
Tarifas Iniciais Deflacionadas a preços de maio/2009	5,45	72,44
IRT médio RGE - 2010		1,72%
IRT médio RGE - 2011		8,58%
IRT médio RGE - acumulado		10,45%
Novas Tarifas de Suprimento	6,02	80,00

Perdas de Energia

27. Para a definição das tarifas que garantiram a condição de equilíbrio inicial da permissionária, observou-se o nível de perdas de energia verificado no ano de 2003, de **15,57%**. Entretanto, como as perdas de energia da permissionária verificadas no período de referência resultaram em **8,15%**, nível inferior ao apurado no ano de 2003, este percentual foi utilizado para apurar a correspondente despesa com a compra de energia para o atendimento do mercado.

28. Considerando que no modelo de regulação por preços máximos (*price cap*), o regulador deve sempre buscar uma solução de compromisso entre a modicidade tarifária e o incentivo à eficiência, fica mantido o valor de **8,15%** para as perdas de energia da COPREL até a primeira revisão tarifária da permissionária, quando será definida uma trajetória de redução de perdas para o ciclo tarifário.

Balanco Energético

29. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da permissionária, que apura a energia requerida pela COPREL para atendimento de seu mercado de referência. A energia requerida é obtida a partir do mercado de venda da permissionária, adicionado das perdas regulatórias, calculadas conforme os percentuais estabelecidos no item anterior.

30. A energia requerida da COPREL resultou em **291.427 MWh**, formado por **267.672 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **23.755 MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica na distribuição (técnicas e não-técnicas), que representam **8,15%** da energia injetada.

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

Fls. 7 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

31. O Balanço Energético da permissionária está demonstrado no quadro a seguir:

Quadro 5 – Balanço Energético em DRP

PERDAS DE ENERGIA	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
1. PERDAS TOTAIS		8,87%	23.755
Perdas na Rede Básica (%)	-	-	-
Distribuição (%)	8,15%	8,87%	23.755
Perdas Técnicas (%)	8,15%	8,87%	23.755
Perdas não Técnicas (%)	-	-	-
VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)	70.660.765,00	263,98	267.672
2.1 Fornecimento	70.660.765,00	263,98	267.672
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores Livres	42.734,40	-	-
2.4 Consumidores da Rede	-	-	-
3. ENERGIA REQUERIDA "DRP" (1+2)			291.427

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

Quadro 6 – Resumo da Energia Comprada em DRA e DRP

COMPRADA ENERGIA	DRA (Data de Referência Anterior)			DRP (Data do Reajuste em Processamento)		
	Despesa (R\$)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia (MWh)	Despesa (R\$)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
5. ENERGIA CONTRATADA	20.340.701,78	70,59	291.427	22.715.610,64	78,83	297.129
AMBIENTE REGULADO - OCEAR						
CONTRATOS BILATERAIS	20.340.701,78	70,59	288.169	22.715.610,64	78,83	288.169
ITAIPU	-	-	-	-	-	-
PROINFA	-	-	3.259	-	-	8.960
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-	-	-	-
6. Sobre [Glosa] (+) / Exposição (-)	-	70,59	-	449.427,67	78,83	5.701

33. Mencione-se que as sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência.

Transporte de Energia

34. O **Uso das Instalações de Distribuição** de Energia Elétrica refere-se aos valores pagos pelas concessionárias/permissionárias de distribuição pelo acesso à rede de distribuição de outra distribuidora conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, firmado entre a concessionária/permissionária acessante e a acessada. São calculados mensalmente com base nos valores de demanda de potência dos contratos e nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSDs específicas da concessionária/permissionária acessada, conforme resolução homologatória da ANEEL. Esses contratos são regidos pelas Resoluções Normativas n.º 271/99 e n.º 206/06.

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

Fls. 8 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

35. O valor do encargo de uso do sistema de distribuição pago pela COPREL à RGE foi calculado considerando a nova TUSD, no valor de R\$ 6,02/kW, e os montantes de uso medidos no período de referência, de 732.370,00 kW, resultando no valor total de R\$ 4.408.367,53 .

36. Os valores da Rede Básica totalizam em R\$ 749.619,00 , sendo R\$ 637.819,00 referente a Rede Básica Nodal, e, R\$ 111.800,00 referente a Rede básica Fronteira.

37. O valor total dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (em DRA e DRP) estão indicados no quadro a seguir.

Quadro 7 – Despesas com Transporte de Energia em DRA e DRP

CUSD	(kW)
CUSD Inicial (2003)	528.148,00
CUSD DRA	732.370,00
CUSD DRP	732.370,00

Componentes Financeiros

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

39. Os componentes financeiros para o reajuste tarifário da COPREL totalizaram **R\$ (2.538.177,71)**, em decorrência dos ajustes financeiros: (i) dos encargos na Parcela A; (ii) do CUSD/ENERGIA, e, (iii) Ajuste Financeiro 0,3% P&D - Res 410/2010.

Quadro 10 – Componentes Financeiros da Permissionária

TIPO	COMPONENTES FINANCEIROS	R\$	% s/ RA1
CUSD/TE	Ajuste Financeiro ref. CUSDs e TE	1.420.726,53	1,83%
OUTROS	Ajuste Financeiro 0,3% P&D - Res 410/2010	250.054,54	0,32%
OUTROS	Ajuste Financeiro Encargos Setoriais	(4.208.958,78)	-5,41%
	TOTAL DOS COMPONENTES FINANCEIROS	(2.538.177,71)	-3,26%

40. O ajuste financeiro dos encargos na Parcela A resulta da diferença entre as despesas incorridas com os encargos setoriais - CCC, CDE, PROINFA e P&D - e a receita auferida pela permissionária, decorrente da aplicação das tarifas de fornecimento vigentes ao mercado de referência.

41. O valor da diferença total foi apurado em **R\$ (3.206.998,63)** e dividido em 12 parcelas mensais iguais no valor de **R\$ 267.249,89** , que foram atualizadas pela variação do IPCA da data da assinatura do contrato até a data do reajuste em processamento (15 meses), resultando em um ajuste financeiro negativo de **R\$ (4.208.958,78)**.

42. A Tabela a seguir demonstra o cálculo das diferenças apuradas nos itens da Parcela "A" relativos aos encargos

Quadro 8 – Diferenças apuradas nos Encargos Setoriais no período de referência

COPREL	I - Receita Verificada - R\$	II - Despesa Verificada - R\$	III - Diferença - R\$ (II-I)	Ajuste Financeiro Atualizado(R\$)
RGR (Anual e Ajuste)	2.174.313,16	1.402.820,07	(771.493,09)	
CCC	1.905.630,98	1.229.472,11	(676.158,87)	
TFSEE	242.058,82	156.171,14	(85.887,68)	
CDE	2.775.020,25	1.790.383,36	(984.636,89)	
PROINFA	1.291.595,83	833.309,84	(458.285,99)	
P&D	649.724,18	419.188,06	(230.536,12)	
ENCARGOS SETORIAIS	9.038.343,21	5.831.344,58	(3.206.998,63)	(4.208.958,78)

43. Por seu turno, o ajuste financeiro do CUSD/ENERGIA objetiva capturar a diferença entre o valor desses itens contemplados nas tarifas iniciais da COPREL e o valor pago por esta à RGE nos últimos dozes meses, com a incidência do PIS/COFINS. O valor apurado pela SRE, com base nas faturas encaminhadas pela permissionária, resultou em R\$ 1.420.726,53 .

Quadro 9 – Diferenças apuradas com a incidência do PIS/COFINS no CUSD/Energia

AJUSTE FINANCEIRO CUSD/ENERGIA	
Empresa	R\$ atualizado
RGE-A3	36.399,80
RGE - A4	1.384.326,73
R\$	1.420.726,53

44. Para o ajuste financeiro 0,3% P&D – Lei nº 12.111/2009 e Res. Nº 410/2010, foram considerados os valores informados pela Superintendência de Administração e Finanças – SAF, no período de novembro de 2010 à junho de 2011, totalizando R\$ 250.054,54 (valor corrigido).

Resultados

45. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário - IRT econômico da COPREL, para aplicação a partir de 30 de junho de 2011, resultou em **9,97%**, dos quais **5,41%** referem-se à variação de custos da Parcela A e **4,56%** decorrem da atualização da Parcela B.

46. A participação de **5,41%** da Parcela A na composição do IRT decorre, principalmente, dos encargos setoriais, que no período de 2010 a 2011 sofreram variação de **26,03%**, contribuindo combinadamente com **3,33%** na formação do índice. A energia comprada sofreu variação de **3,40%**, contribuindo com **1,03%** na formação do índice.

47. Quanto à Parcela B, sua participação no reposicionamento tarifário reflete, em parte, a atualização dos custos gerenciáveis pela variação acumulada do IPCA, de **9,02%**, no período de fevereiro de 2010 a maio de 2011 (16 meses). Considerando que a Parcela B da COPREL tem participação expressiva, de **50,08%**, na receita da permissionária, também é significativa sua contribuição na formação do índice de reajuste tarifário.

Fls. 10 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

48. Ao IRT econômico foram adicionados e subtraídos os componentes financeiros devidos, no total de **-3,26%**, resultando um percentual final de **6,71%** para o reajuste tarifário anual de 2010 da COPREL.

49. Não há componentes financeiros a serem retirados da base tarifária da COPREL, portanto, o efeito a ser percebido por todos os consumidores da permissionária corresponde ao próprio IRT apurado, de **6,71%**, sendo este aplicado às tarifas de fornecimento e de uso do sistema de distribuição de todos os níveis de tensão, modalidades e classes tarifárias. A estrutura tarifária da permissionária será redefinida somente na primeira revisão tarifária periódica, a ser realizada em abril de 2012.

50. O quadro seguinte mostra (i) a participação percentual dos itens não gerenciáveis (Parcela "A") e gerenciáveis (Parcela "B") na composição do IRT, (ii) a evolução de cada item no período de 2010 a 2011 e (iii) a distribuição da receita da permissionária para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis.

Quadro 11 – Participação dos componentes de custo no IRT da Permissionária

PARTICIPAÇÃO NO IRT			
ITENS - Parcela A	Participação IRT	Relação 2010/2009	Particip. Receita %
RGR (ANUAL + AJUSTE)	-0,15%	-5,00%	2,66%
CCC	2,98%	110,60%	5,16%
TFSEE	-0,03%	-8,10%	0,29%
CDE	0,24%	6,20%	3,79%
PROINFA	0,00%	0,10%	1,66%
P&D	0,28%	30,70%	1,09%
ENCARGOS SETORIAIS	3,33%	26,03%	14,65%
ENERGIA COMPRADA	1,03%	3,40%	28,64%
ENERGIA COMPRADA	1,03%	3,40%	28,64%
REDE BÁSICA TOTAL	1,06%	0,00%	0,96%
CUSD	-0,01%	-0,10%	5,67%
TRANSPORTE DE ENERGIA	1,05%	16,90%	6,63%
VPA1 - DRP	5,41%	10,90%	49,92%
VPB1 - DRP = (VPB0)*(IPCA-X)	4,56%	9,00%	50,08%
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT econômico	9,97%		

Componentes Financeiros	Participação IRT
Ajuste Financeiro CUSD/ENERGIA	1,83%
Ajuste Financeiro Encargos Setoriais	-5,41%
Demais Componentes	0,32%
TOTAL FINANCEIROS	-3,26%
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT final	6,71%
EFEITO SOBRE AS TARIFAS VIGENTES, A SER PERCEBIDO PELOS CONSUMIDORES	6,71%

51. O quadro a seguir demonstra a evolução dos custos (em R\$), participação percentual no Índice de Reajuste Tarifário e a receita atualizada da COPREL.

Quadro 12 – Evolução dos custos e sua participação no IRT e receita atualizada da Permissionária
IRT - ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - COPREL - 2011

		ITENS DA RECEITA	ANTERIOR DRA - R\$	ATUAL DRP - R\$	VARIAÇÃO (R\$)	PARTICIP. NO IRT	IRT		
RA0	PARCELA A	ENCARGOS SETORIAIS	RGR	2.174.313	2.066.438	(107.875)	-0,15%	NÃO GERENCIÁVEIS	5,41%
			CCC	1.905.631	4.014.075	2.108.444	2,98%		
			TFSEE	242.059	222.562	(19.497)	-0,03%		
			CDE	2.775.020	2.946.436	171.416	0,24%		
			CFURH	-	-	-	-		
			ESS	-	-	-	-		
			PROINFA	1.291.596	1.292.532	936	0,00%		
			P&D	649.724	849.423	199.699	0,28%		
			ONS	-	-	-	-		
			Subtotal I	9.038.343	11.391.467	2.353.123	3,33%		
	COMPRAS DE ENERGIA	ENERGIA COMPRADA	21.536.846	22.266.183	729.337	1,03%	NÃO GERENCIÁVEIS	9,97%	
		ITAIPU	-	-	-	-			
Subtotal II	21.536.846	22.266.183	729.337	1,03%	GERENCIÁVEIS	4,56%			
ENCARGOS DE TRANSMISSÃO	TRANSPORTE E ITAIPU	-	-	-			-		
	REDE BÁSICA TOTAL	-	749.619	749.619			1,06%		
	MUST ITAIPU	-	-	-			-		
	CONEXÃO	-	-	-	-				
CUSD	4.412.295	4.408.368	(3.927)	-0,01%	TOTAL	34.987.484			
Subtotal III	4.412.295	5.157.987	745.692	1,05%					
TOTAL			34.987.484	38.815.636	3.828.152	5,41%	RA1		
PARCELA B	GERENCIÁVEIS	CUSTO GERENCIÁVEL TOTAL	35.716.015	38.939.152	3.223.137	4,56%	RA1		
		TOTAL	35.716.015	38.939.152	3.223.137	4,56%	RA1		
Delta Econômico				-					
RECEITA TOTAL (R\$) E IRT			70.703.499	77.754.788	7.051.289	9,97%	REAJUSTE TOTAL		
Componentes Financeiros				(2.538.178)		-3,26%			

Observação: variação do IPCA == =>

9,02%

52. Os gráficos seguintes se referem:

Gráfico I – Participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB) na composição do IRT.

Gráficos II – Participação (peso) dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da COPREL.

Gráfico III – Participação de cada segmento, tributos e encargos setoriais na composição da receita da permissionária.

Fls. 12 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

Gráfico I

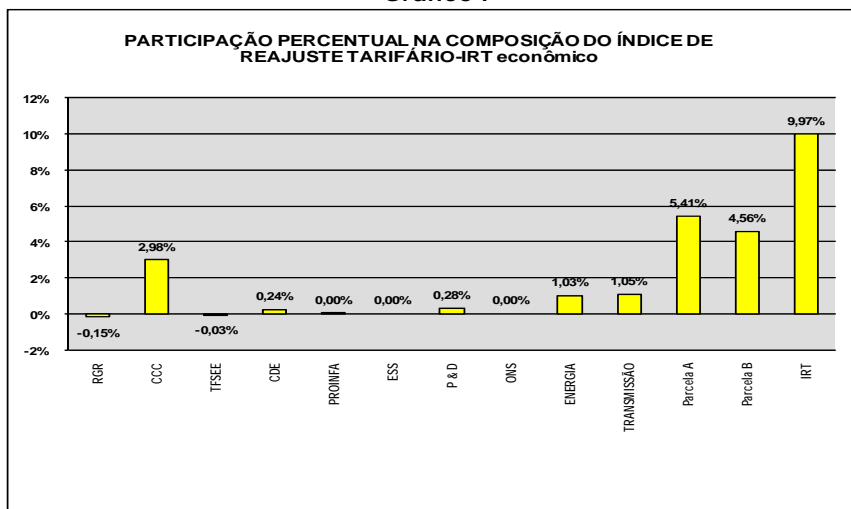


Gráfico II

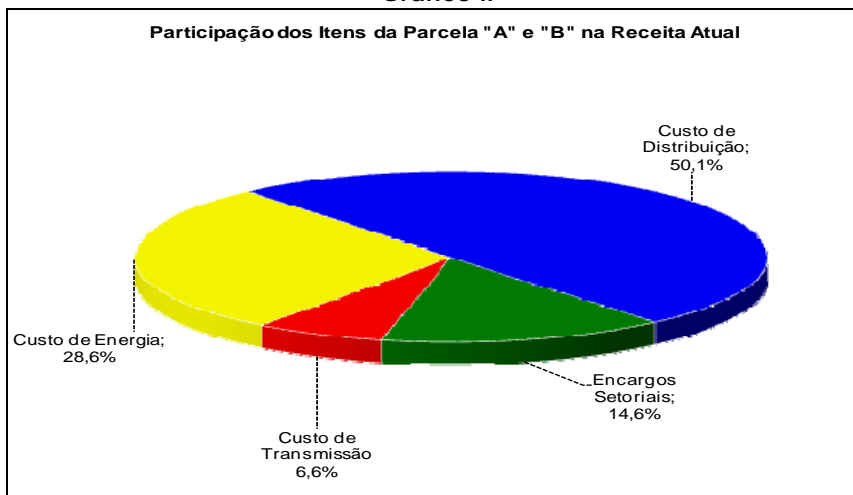
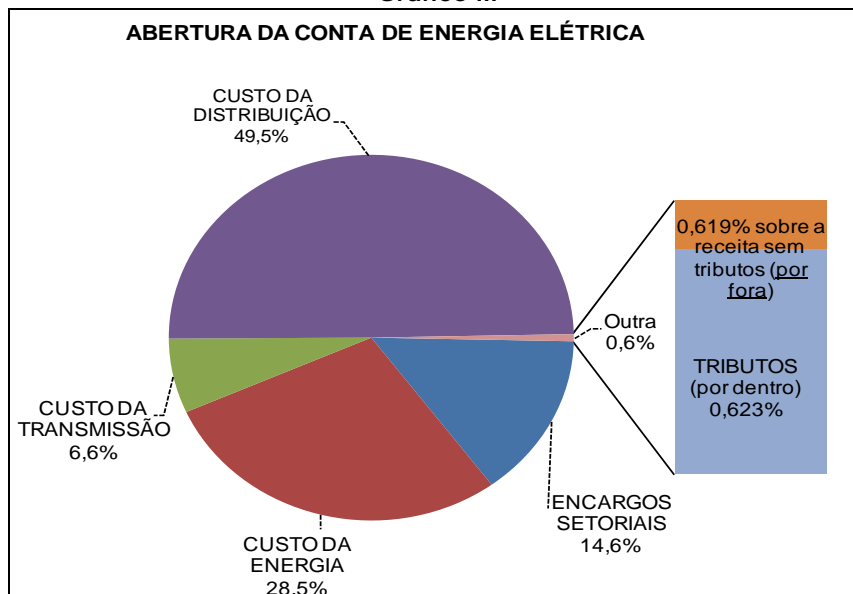


Gráfico III



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

Fls. 13 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

53. Na construção do Gráfico III, foram considerados apenas os tributos que incidem de forma direta sobre o valor faturado pela permissionária, tendo sido utilizada a alíquota média de 0,11% para o PIS e de 0,51% para o COFINS.

Análise do Pleito da Permissionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2011

54. Apresentados os principais pontos relacionados ao cálculo do IRT, cumpre destacar que a permissionária, em seu pleito, solicitou reajuste de 7,57% na Parcela A, 9,33% na Parcela B e reconhecimento de R\$ 304.290,77 de componentes financeiros. Entretanto, foram observadas algumas divergências nos cálculos detalhadas a seguir:

55. Nos cálculos efetuados pela SRE, a parcela A foi reajustada em 10,90% decorrente dos novos valores dos encargos setoriais calculados de acordo com a legislação vigente, bem como do ajuste das tarifas de suprimento da permissionária considerando-se os índices de reajuste tarifário (econômico) da supridora nos anos de 2010 e 2011.

56. Com relação ao itens financeiros a serem considerados no reajuste de 2011, destaca-se que a permissionária não considerou em seus cálculos os itens abaixo:

- a. Ajuste financeiro CUSD/ENERGIA no valor de R\$ 1.420.726,53 . O ajuste atualiza a diferença entre o valor do PIS/COFINS contemplado nas tarifas iniciais da COPREL e o valor pago por esta à RGE nos últimos dozes meses.
- b. O ajuste financeiro dos Encargos Setoriais no valor de R\$ (4.208.958,78). O ajuste atualiza a diferença entre a despesa verificada e a receita verificada no período.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

57. 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.

58. 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.

59. 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 Permissão.

V. DA CONCLUSÃO

60. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 031/2010, no que consta do Processo nº 48500.005483/2010-12 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opinamos:

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

Fls. 14 Nota Técnica nº168/2011-SRE/ANEEL, de 20 de junho de 2011 – Processo nº 48500.005483/2010-12.

- i) pela aprovação do reajuste tarifário anual médio de 6,71%, a ser aplicado às tarifas de fornecimento e de uso do sistema de distribuição da COPREL;
- ii) pela fixação das Tarifas de Suprimento da RGE para a COPREL;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da TFSEE; e
- iv) pela aprovação, para fins exclusivos de cálculo do atual reajuste tarifário, da cobertura tarifária relativa ao encargos CCC, CDE e PROINFA, observados os Anexos a seguir discriminados:

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

VII. PLANILHAS DE CÁLCULO

62. As planilhas de cálculo do IRT 2011 da permissionária estão gravadas em CD e são parte integrantes deste processo.

ÉRIKA BRAGA LOURENÇATTO
ANALISTA ADMINISTRATIVO

EDUARDO DE ALENCASTRO
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo,

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica