

Nota Técnica nº 248/2011-SRE/ANEEL

Em 08 de setembro de 2011.

Processo: 48500.002005/2011-23

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 Cooperativa de Energia Treviso - CERTREL, e homologação da Tarifa de Energia Elétrica – TE e da Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD entre a Celesc Distribuição S.A. - CELESC e a CERTREL.

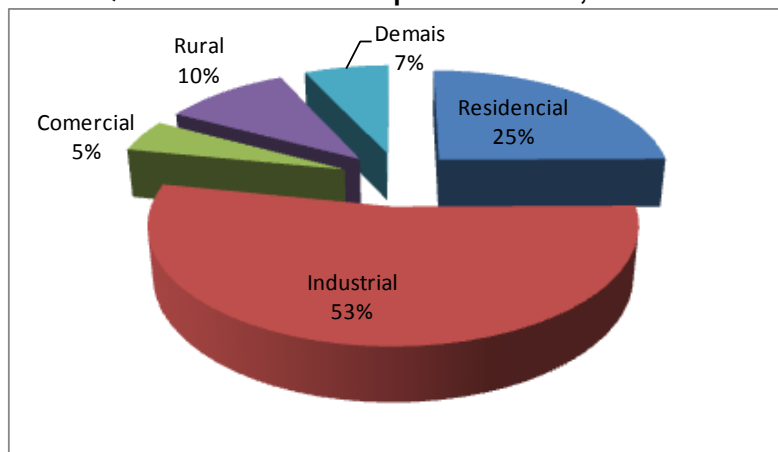
I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2011 da permissionária de distribuição de energia elétrica **Cooperativa de Energia Treviso - CERTREL**, 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 035/2010.

II. DOS FATOS

2. A CERTREL, sediada na cidade de Treviso – SC, atende atualmente cerca de 3.400 unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa uma receita anual da ordem de R\$ 7 milhões.

Quadro 1 – Mercado da permissionária, em MWh



Aspectos Contratuais

3. Em 26 de fevereiro de 2010, foi assinado o Contrato de Permissão nº 035/2010 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a CERTREL. 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.

Proposta da Permissionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2011

4. Por meio do Ofício CERTREL nº 033/2011, de 26 de agosto de 2011, a CERTREL encaminhou pleito relativo ao reajuste tarifário de 2011, no qual solicitou “*Reajuste tarifário Anual de 8,621% a ser aplicado às tarifas de fornecimento*”; e “*Reajuste de 7,0008% nos Serviços Taxados*”.

Dados e Premissas Básicas

5. 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.

6. 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).

7. 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

8. O **Reajuste Tarifário Anual da CERTREL**, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, para aplicação em 28 de setembro de 2011, resultou no percentual total de **2,72%**, sendo **9,26%** relativo ao cálculo econômico e **-6,54%** referente aos componentes financeiros, assim distribuídos:

- a) Índice de Reajuste Tarifário Contratual - IRT, de 9,26%;
- b) Ajuste Financeiro CUSD/ENERGIA, de 0,37%;
- c) Ajuste Encargos Setoriais, de -7,32%.

9. O índice médio final do reajuste, de **2,72%**, foi calculado considerando-se a aplicação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, acumulado no período de **fevereiro de 2010 a agosto de 2011**, com variação de **9,77%**, para atualizar a Parcela B da permissionária

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

Receita de Referência

11. 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 setembro de 2010 a agosto de 2011, conforme consta do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF. A Receita de Referência da permissionária resultou em **R\$ 6.983.794,02**.

12. 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 413, de 22/02/2010. A Parcela B foi obtida pela diferença entre a Receita de Referência e a Parcela A na DRA.

13. Esse procedimento visa manter, até a primeira revisão tarifária periódica, prevista para 2013, 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 CERTREL.

14. O quadro a seguir mostra a Receita Inicial da CERTREL, 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.

Quadro 2 – Receita em DRA, participação dos custos na Receita e Receita RA₀

DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$	Partic. na Receita (%)	Receita Inicial (R\$) - DSP nº 413, de
RGR (Anual e Ajuste)	3,1%	84.357,71
CCC	2,8%	76.453,41
TFSEE	0,5%	12.785,86
CDE	4,1%	111.333,08
PROINFA	1,9%	51.293,25
P&D	0,9%	25.146,33
ENCARGOS SETORIAIS	13,3%	361.369,64
ENERGIA COMPRADA	7,5%	204.268,26
ENERGIA COMPRADA TOTAL	7,5%	204.268,26
CUSD	1,5%	41.519,48
TRANSPORTE DE ENERGIA	1,5%	41.519,48
RA0 total	100,0%	2.709.319,73
VPA0-DRA	22,4%	607.157,38
VPB0-DRA	77,6%	2.102.162,35

Encargos

15. Os valores dos encargos setoriais da CERTREL 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	161.278,16
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	382.783,66
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSE	28.731,06
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	286.177,21
PROINFA	123.256,34
P&D e Eficiência Energética	80.867,73
TOTAL	1.063.094,16

16. 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.

17. 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.

18. 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 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

19. 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.

20. 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.

21. 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.

22. A CERTREL é suprida atualmente pela Celesc Distribuição S.A. - CELESC, cujas tarifas iniciais de energia e de uso do sistema de distribuição para a permissionária foram homologadas pelo Despacho nº 413, de 22/02/2010.

23. 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 CERTREL, foi aplicado o reajuste tarifário anual econômico da CELESC, conforme o resultado do reajuste tarifário anual de 2011 da supridora (REH 1183/2011).

24. 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 agosto de 2009 (a preços de julho de 2009);

(ii) às tarifas iniciais de suprimento deflacionadas, aplicou-se o índice de reajuste médio acumulado das tarifas de fornecimento da CELESC, conforme IRTs da supridora de 2010 e 2011.

25. O quadro a seguir demonstra o cálculo das novas tarifas de suprimento da CELESC para a CERTREL, a vigorarem no período de 28 de setembro de 2011 a 27 de setembro de 2012.

Quadro 4 – Cálculo das tarifas de suprimento

CELESC - A4 (de 2,3 kV a 25 kV)		
Tarifas de Suprimento	TUSD (R\$/MW)	TE (R\$/MWh)
Tarifas Iniciais - a preços de janeiro/2010	1,18	15,25
Varição acumulada do IGP-M de julho/2009 a janeiro/2010	0,58%	
Tarifas Iniciais Deflacionadas a preços de julho/2009	1,17	15,16
IRT médio CELESC - 2010	9,25%	
IRT médio CELESC - 2011	1,58%	
IRT médio CELESC - acumulado	10,98%	
Novas Tarifas de Suprimento	1,30	16,83

Perdas de Energia

26. 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 **23,66%**. Entretanto, como as perdas de energia da permissionária verificadas no período de referência resultaram em **16,30%**, 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.

27. 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 **16,30%** para as perdas de energia da CERTREL até a primeira revisão tarifária da permissionária, quando será definida uma trajetória de redução de perdas para o ciclo tarifário.

Balanco Energético

28. 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 CERTREL 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.

29. A energia requerida da CERTREL resultou em **30.852 MWh**, formado por **25.822 MWh** para atendimento ao mercado de fornecimento e **5.030 MWh** para cobertura das perdas de energia elétrica na distribuição (técnicas e não-técnicas), que representam **16,30%** da energia injetada.

30. 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		19,48%	5.030
Perdas na Rede Básica (%)	-	-	-
Distribuição (%)	16,30%	19,48%	5.030
Perdas Técnicas (%)	16,30%	19,48%	5.030
Perdas não Técnicas (%)	-	-	-
VENDA DE ENERGIA	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)	6.983.794,02	270,46	25.822
2.1 Fornecimento	6.983.794,02	270,46	25.822
2.2 Suprimento	-	-	-
2.3 Consumidores Livres	-	-	-
2.4 Consumidores da Rede	-	-	-
	-	-	-
3. ENERGIA REQUERIDA "DRP" (1+2)			30.852

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

31. 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 CERTREL:

Quadro 6 – Resumo da Energia Comprada em DRA e DRP

COMPRA DE 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	465.338,52	15,25	30.852	513.457,48	16,83	31.162
AMBIENTE REGULADO - CCEAR						
CONTRATOS BILATERAIS	465.338,52	15,25	30.514	513.457,48	16,83	30.514
ITAIPU	-	-	-	-	-	-
PROINFA	-	-	338	-	-	648
GERAÇÃO PRÓPRIA	-	-	-	-	-	-
6. Sobre [Glosa] (+) / Exposição (-)	-	15,25	-	5.219,29	16,83	310

32. 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

33. 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

34. O valor do encargo de uso do sistema de distribuição pago pela CERTREL à CELESC foi calculado considerando a nova TUSD, no valor de **R\$ 1,30/kW**, e os montantes de uso medidos no período de referência, de **85.576,00 kW**, resultando no valor total de **R\$ 111.421,62**.

35. 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 Inicial	R\$	41.519,48
CUSD DRA	R\$	100.979,68
CUSD DRP	R\$	111.421,62

Componentes Financeiros

36. 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.

37. Os componentes financeiros para o reajuste tarifário da CERTREL totalizaram **R\$ (499.031,89)**, em decorrência dos ajustes financeiros: (i) dos encargos na Parcela A; (ii) do CUSD/ENERGIA; e (iii) do ajuste de cobertura tarifária em decorrência da Lei 12.111/2009.

Fls. 8 Nota Técnica nº 248//2011-SRE/ANEEL, de 08 de setembro de 2011 – Processo nº 48500.002005/2011-23

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

39. O valor da diferença total apurada no período de referência é de **R\$ (570.130,29)**, este dividido em 12 parcelas mensais iguais no valor de **R\$ 47.510,86**, referentes ao período de setembro de 2010 a agosto de 2011. Já para o período de março de 2009 a agosto de 2010, foi aplicado um redutor de 0,8074 sobre o valor da parcela, devido ao crescimento de mercado observado para a permissionária no ano anterior, de forma a obter 6 parcelas de **R\$ 38.361,56**. Todas as parcelas foram atualizadas pela variação do IPCA até a data do reajuste em processamento, resultando em um ajuste financeiro negativo de - **R\$ 837.455,98**.

40. Tendo em vista que o ajuste financeiro dos encargos setoriais refere-se ao período de 18 meses (março 2009 a agosto de 2011), e dado seu relevante impacto, de -10,95%, sobre o reajuste tarifário, propõe-se, para que o impacto seja gradual, que o ajuste seja considerado nas tarifas em duas parcelas, sendo a primeira de 2/3 do valor integral e a segunda de 1/3 a ser considerada no reajuste da CERTREL em 2012. Assim, para este reajuste, está sendo considerado o valor de - **R\$ (558.303,99)** referente à primeira parcela e para o reajuste de 2012 deverá ser considerada a parcela de - **R\$ (279.151,99)**, a ser atualizada pelo IPCA.

41. As tabelas a seguir demonstram o cálculo das diferenças apuradas nos itens da Parcela “A” relativos aos encargos.

Quadro 8 – Diferenças apuradas nos Encargos Setoriais no Período de Referência

CERTREL	I - Receita Verificada - R\$	II - Despesa Verificada - R\$	III - Diferença - R\$ (II-I)
RGR (Anual e Ajuste)	217.448,26	84.357,71	(133.090,55)
CCC	197.073,41	76.453,41	(120.620,00)
TFSEE	32.958,02	12.785,86	(20.172,16)
CDE	286.982,48	111.333,08	(175.649,40)
PROINFA	132.218,24	51.293,25	(80.924,99)
P&D	64.819,51	25.146,33	(39.673,18)
ENCARGOS SETORIAIS	931.499,93	361.369,64	(570.130,29)

42. Por seu turno, o ajuste financeiro do CUSD/ENERGIA objetiva capturar a diferença entre o valor desses itens contemplados nas tarifas iniciais da CERTREL e o valor pago por esta à CELESC nos últimos doze meses, com a incidência do PIS/COFINS. O valor apurado pela SRE, com base nas faturas encaminhadas pela permissionária, resultou em **R\$ 28.496,05**.

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

AJUSTE FINANCEIRO CUSD/ENERGIA	
Empresa	R\$ atualizado
CELESC - A4	28.496,05
R\$	28.496,05

43. Finalmente, quanto ao Ajuste financeiro em decorrência da Lei 12.111/2009, mencione-se

que, com a vigência da Resolução Normativa nº410, de 24/08/2010, que regulamenta o recolhimento do adicional de 0,3% referente ao P&D, instituído pela Lei nº 12.111/2009, calculou-se o valor de R\$ 29.168,78 referente à cobertura financeira no período de março-10 a agosto-11. Este valor foi reajustado pelo IGP-M do período, resultando em **R\$ 30.776,05**, o qual representa o ajuste financeiro a ser considerado neste período tarifário.

Quadro 10 – Componentes Financeiros da Permissionária

TIPO	COMPONENTES FINANCEIROS	R\$	% s/ RA1	TOTAIS POR TIPO
CUSD/TE	Ajuste Financeiro ref. CUSDs e TE	28.496,05	0,37%	28.496,05
				-
OUTROS	Ajuste Financeiro 0,3% ROL - Res 410/2010	30.776,05	0,40%	
OUTROS	Ajuste Financeiro Encargos Setoriais	(558.303,99)	-7,32%	
				(527.527,94)
	TOTAL DOS COMPONENTES FINANCEIROS	(499.031,89)	-6,54%	(499.031,89)

Resultados

44. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário - IRT econômico da CERTREL, para aplicação a partir de 28 de setembro de 2011, resultou em **9,26%**, dos quais 1,69% referem-se à variação de custos da Parcela A e 7,58% decorrem da atualização da Parcela B.

45. A participação de **1,69%** da Parcela A na composição do IRT decorre principalmente dos encargos setoriais, os quais sofreram aumento de 14,1% no período de 2010 a 2011, contribuindo com **1,88%** na formação do índice. As despesas com CCC, em especial, respondem pela contribuição positiva ao índice, uma vez que neste ano a apuração levou em consideração novo custo unitário decorrente da Lei nº 12.111/2009 e seus regulamentos, em especial a REN nº 427/2011. Por outro lado, a energia comprada e do transporte de energia, que no período de 2010 a 2011 sofreram reajustes de -3,5% e 4,1%, respectivamente, contribuíram combinadamente com uma redução de **-0,20%** na formação do índice.

46. Quanto à Parcela B, sua participação no reposicionamento tarifário reflete, em parte, a atualização dos custos gerenciáveis pela variação acumulada do IPCA, de **9,77%**, no período de fevereiro de 2010 a agosto de 2011 (19 meses). Considerando que a Parcela B da CERTREL tem participação expressiva, de **77,95%**, na receita da permissionária, também é significativa sua contribuição na formação do índice de reajuste tarifário.

47. Ao IRT econômico foram adicionados e subtraídos os componentes financeiros devidos, no total de **-6,54%**, resultando um percentual final de **2,72%** para o reajuste tarifário anual de 2011 da CERTREL.

48. Não há componentes financeiros a serem retirados da base tarifária da CERTREL, portanto, o efeito a ser percebido por todos os consumidores da permissionária corresponde ao próprio IRT apurado, de **2,72%**, 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 setembro de 2013.

49. 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 2011/2010	Particip. Receita %
RGR (ANUAL + AJUSTE)	-0,80%	-25,8%	2,11%
CCC	2,66%	94,2%	5,02%
TFSEE	-0,06%	-12,8%	0,38%
CDE	-0,01%	-0,3%	3,75%
PROINFA	-0,13%	-6,8%	1,62%
P&D	0,23%	24,8%	1,06%
ENCARGOS SETORIAIS	1,88%	14,1%	13,93%
ENERGIA COMPRADA	-0,26%	-3,5%	6,66%
ENERGIA COMPRADA	-0,26%	-3,5%	6,66%
CUSD	0,06%	4,1%	1,46%
TRANSPORTE DE ENERGIA	0,06%	4,1%	1,46%
VPA1 - DRP	1,69%	7,5%	22,05%
VPB1 - DRP = (VPB0)*(IPCA-X)	7,58%	9,8%	77,95%
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT econômico	9,26%		
Componentes Financeiros		Participação IRT	
Ajuste Financeiro CUSD/ENERGIA	0,37%		
Ajuste Financeiro Encargos Setoriais	-7,32%		
Demais Componentes	0,40%		
TOTAL FINANCEIROS	-6,54%		
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT final	2,72%		
EFEITO SOBRE AS TARIFAS VIGENTES, A SER PERCEBIDO PELOS CONSUMIDORES	2,72%		

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

Quadro 12 – Evolução dos custos e sua participação no IRT e receita atualizada da Permissionária

IRT - ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - CERTREL - 2011								
		ITENS DA RECEITA	ANTERIOR DRA - R\$	ATUAL DRP - R\$	VARIAÇÃO (R\$)	PARTICIP. NO IRT	IRT	
RA0	PARCELA A	ENCARGOS SETORIAIS	RGR	217.448	161.278	(56.170)	-0,80%	NÃO GERENCIÁVEIS 1,69%
			CCC	197.073	382.784	185.710	2,66%	
			TFSEE	32.958	28.731	(4.227)	-0,06%	
			CDE	286.982	286.177	(805)	-0,01%	
			CFURH	-	-	-		
			ESS	-	-	-		
			PROINFA	132.218	123.256	(8.962)	-0,13%	
			P&D	64.820	80.868	16.048	0,23%	
			ONS	-	-	-		
	Subtotal I			931.500	1.063.094	131.594	1,88%	9,26%
	COMPRADA DE ENERGIA	ENERGIA COMPRADA	526.541	508.238	(18.303)	-0,26%		
		ITAIPU	-	-	-			
		Subtotal II	526.541	508.238	(18.303)	-0,26%		
ENCARGOS DE TRANSMISSÃO	TRANSPORTE E ITAIPU	-	-	-				
	REDE BÁSICA TOTAL	-	-	-				
	MUST ITAIPU	-	-	-				
	CONEXÃO	-	-	-				
	CUSD	107.024	111.422	4.397	0,06%			
Subtotal III			107.024	111.422	4.397	0,06%	7,58%	
TOTAL			1.565.065	1.682.754	117.689	1,69%		
PARCELA B	GERENCIÁVEIS	CUSTO GERENCIÁVEL TOTAL	5.418.729	5.947.979	529.250	7,58%	7,58%	
		TOTAL	5.418.729	5.947.979	529.250	7,58%		
Delta Econômico				-			REAJUSTE TOTAL	
RECEITA TOTAL (R\$) E IRT			6.983.794	7.630.733	646.939	9,26%		
Componentes Financeiros				(499.032)		-6,54%		

Observação: variação do IPCA == =>

9,77%

51. 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 CERTREL.

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

Gráfico I

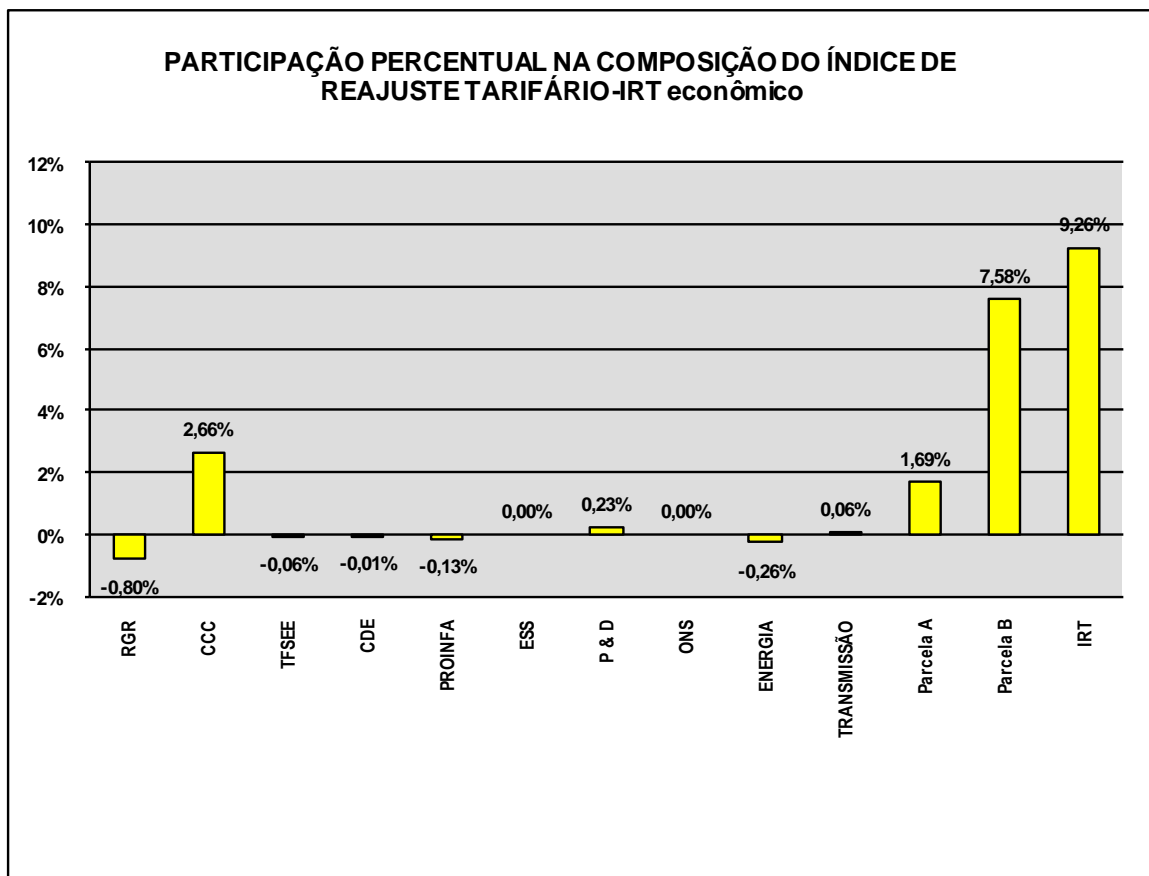
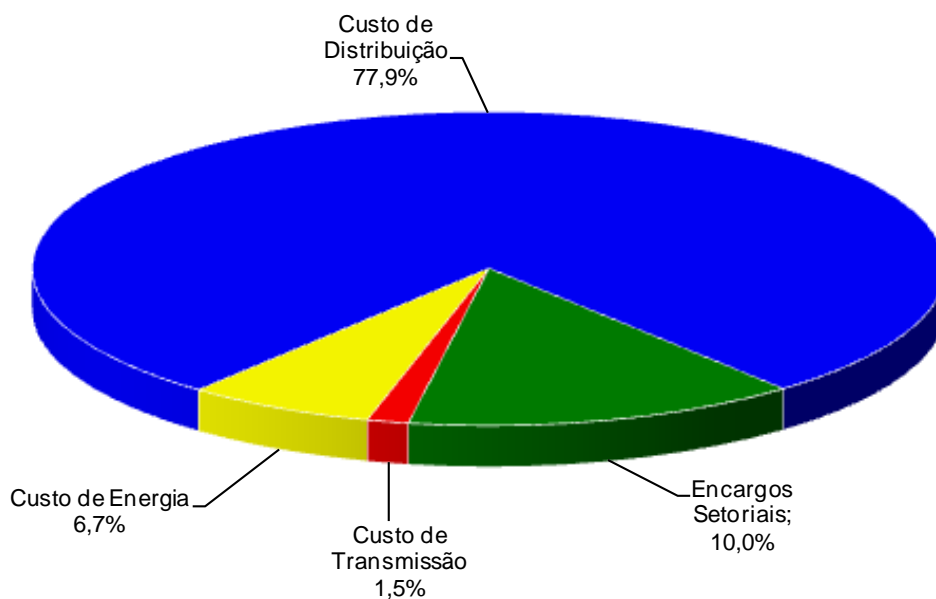
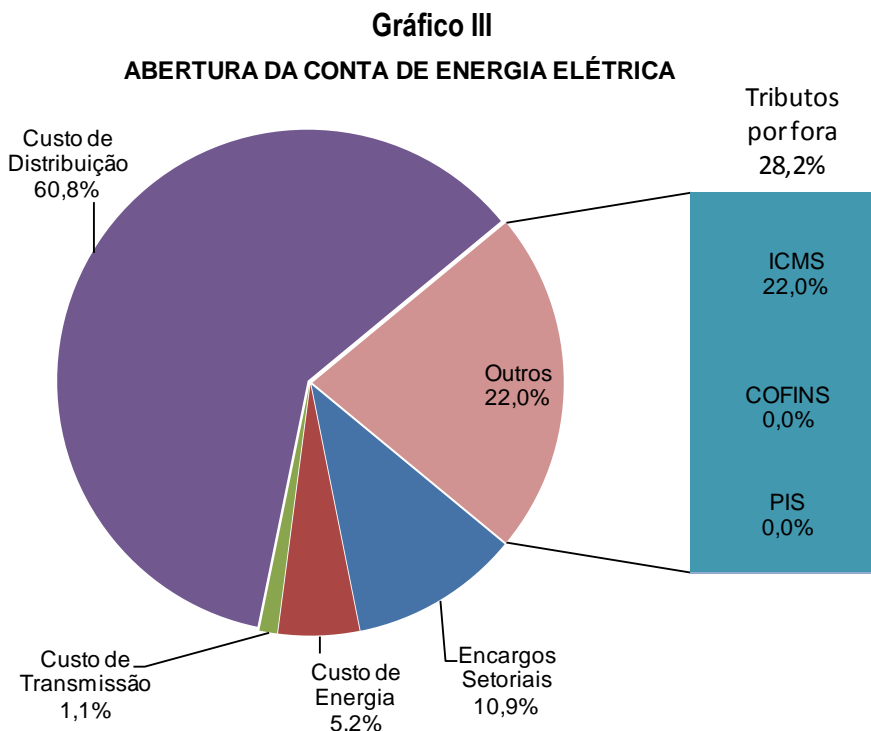


Gráfico II

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



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



52. 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 nominal de 22,0% para o ICMS, de para o PIS e de para o COFINS.

53. Destaca-se que o valor nulo das alíquotas de PIS/COFINS decorre do fato de que não há incidência de tais tributos sobre os consumidores cooperados. Como resultado, majora-se em **28,2% (por fora)** o valor que seria cobrado do consumidor final, caso não houvesse a incidência dos referidos tributos na base de cálculo.

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 tarifário Anual de 8,621% a ser aplicado às tarifas de fornecimento”; e “Reajuste de 7,0008% nos Serviços Taxados”.

55. Ocorre que, nos cálculos considerados pela permissionária foram adotados critérios simplificados de atualização, tais como, encargos setoriais atualizados pela variação do IPCA sem observar os valores faturados, compra de energia e transporte observando a despesas efetivas de compra, sem o ajuste de perdas, entre outros, critérios tais que não correspondem a sistemática de reajuste preconizada pelo Contrato de Permissão, inclusive quanto a neutralidade de encargos setoriais.

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

56. 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.

57. 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.

58. 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

59. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 035/2010, no que consta do Processo nº 48500.002005/2011-23 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opinamos:

- i) pela aprovação do reajuste tarifário anual médio de **2,72%**, a ser aplicado às tarifas de fornecimento e de uso do sistema de distribuição da CERTREL;
- ii) pela fixação das Tarifas de Suprimento da CELESC para a CERTREL;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da TFSEE; e
- iv) pela aprovação das quotas anuais relativas ao encargos CCC, CDE e PROINFA.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

60. 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

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

ANDRÉ VALTER FEIL
Especialista em Regulação

De acordo,

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica