

Em 31 de julho de 2009.

Processo: 48500.002501/2009-62

Assunto: Homologação das tarifas de fornecimento de energia elétrica e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD, fixação da receita anual das instalações de conexão, homologação das tarifas de suprimentos aplicáveis à Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA, Iguaçu Distribuidora de energia Elétrica Ltda – IENERGIA, Empresa de Força e Luz João Cesa Ltda – JOÃO CESA e Empresa Força Luz Urussanga Ltda – EFLUL, alteração das quotas de energia e potência da Itaipu Binacional referidas nos Anexos I e II da Resolução Homologatória n.º 750, de 09 de dezembro de 2008 e estabelecimento do valor anual da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE, referentes à Celesc Distribuição S/A (CELESC-DIS).

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2009 da **Celesc Distribuição S/A - CELESC-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 n.º 56/1999.

II. DOS FATOS

2. A CELESC-DIS, sediada na cidade de Florianópolis (SC), atende atualmente 2.235.140 unidades consumidoras, abrangendo 92% do território do estado do Santa Catarina e uma população de mais de seis milhões de habitantes, cujo consumo de energia elétrica representa uma receita anual aproximada da ordem de R\$ 3.562.863.967,62 ..

Celesc Distribuição S.A.				
MERCADO CATIVO	Nº de Unidades	%	Consumo mensal de energia (MWh / mês)	Consumo de energia (%)
Classe de Consumo	Consumidoras			
Residencial	1.741.192	64,92%	336.097,46	2,27%
Comercial	178.067	6,64%	217.937,51	1,47%
Rural	223.893	8,35%	100.339,17	0,68%
Industrial	71.536	2,67%	488.196,15	3,30%
Poder Público	17.473	0,65%	27.593,34	0,19%
Serviço Público	2.045	0,08%	21.949,13	0,15%
Consumo Próprio	379	0,01%	1.036,15	0,01%
Iluminação Pública	393	0,01%	37.079,87	0,25%
Rural Irrigante/Aquicu	162	0,01%	197,27	0,00%
	2.235.140	100,00%	1.230.426	100,00%

Aspectos Contratuais

3. Em 22 de julho de 1999 foi firmado o Contrato de Concessão n.º 056/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC. Esse contrato tem por objeto a regulação da exploração, pela concessionária, de serviços públicos de distribuição de energia elétrica da concessão de que a mesma é titular. O mencionado contrato prevê 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 11 de julho de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão n.º 056/1999, 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 n.º 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.

Revisão Tarifária Periódica de 2008

5. Em 7 de agosto de 2008, as tarifas da CELESC-DIS foram, em média, reajustadas em **-4,50%**, conforme Resolução Homologatória n.º 689, de 5 de agosto de 2008, que publicou o resultado **provisório** da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da Concessionária, sendo **-8,65%** relativos ao reposicionamento tarifário e **4,15%** referentes aos componentes financeiros externos ao cálculo tarifário econômico.

6. Igualmente, pela mesma Resolução, foi estabelecido o valor **provisório** do componente “X_e” do Fator X em **1,08%**, a ser aplicado como redutor da Parcela B da receita da concessionária, nos reajustes tarifários anuais de 2009 a 2011.

7. Consta do parágrafo único do art. 2.º da referida REH n.º 689/2008 que tanto o reposicionamento tarifário quanto o componente “X_e” do Fator X deverão ter seus percentuais definitivos estabelecidos nos termos do art. 1.º, § 1.º da Resolução em questão.

8. Pela Nota Técnica n.º 237/2009-SRE/ANEEL, foi submetido à deliberação da Diretoria da ANEEL, no âmbito do Processo n.º 48500.004325/2006-15, o **resultado definitivo** da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da CELESC-DIS, apresentando os percentuais recalculados de **-9,16%** para o reposicionamento tarifário e de **0,50%** para o componente “X_e” do Fator X. Em consequência, no atual Reajuste Tarifário de 2009 da Concessionária, estão sendo devidamente considerados os respectivos ajustes negativos de **R\$ (22.182.555,24)** na base tarifária econômica e de **R\$ (32.762.635,94)** como componente financeiro.

9. Também está sendo considerado no atual Reajuste Tarifário Anual da CELESC-DIS um ajuste financeiro negativo, já atualizado pela variação do IGP-M, no total de **R\$ (13.381.716,25)**, para correção de procedimento de cálculo da abertura tarifária na Revisão Tarifária Periódica do Segundo Ciclo da CELESC-DIS, especificamente em relação aos componentes financeiros apurados em julho de 2008, que resultou numa diferença indevida a maior no valor nominal de **R\$ (13.428.303,84)** — os itens financeiros incorretamente concedidos por meio da abertura tarifária totalizaram **R\$ 155.261.133,97**, sendo que o valor

total dos itens financeiros efetivamente reconhecidos na Revisão Tarifária de 2008 era de R\$ 141.832.830,13 .

Proposta da Concessionária para o Reajuste Tarifário Anual de 2009

10. Por meio de correspondência eletrônica, datada de 7 de julho de 2009, a CELESC-DIS encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de **17,80%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 7 de agosto de 2009. O percentual médio pleiteado pela Concessionária reflete a variação dos seguintes itens:

- a) Índice de Reajuste Tarifário — IRT econômico, de **10,33%**;
- b) CVA em Processamento (Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A), de **2,24%**;
- c) Saldo a compensar da CVA do ano anterior, de **-0,32%**;
- d) Ajuste de Exposição de CCEARs entre Submercados de **-0,059%**;
- e) Repasse de Sobrecontratação de energia (Res. 255/2007), de **0,188%**;
- f) Repasse do PIS/COFINS referente à geração, de **0,010%**;
- g) Parcela de ajuste da Rede Básica – Fronteira, de **-0,086%**;
- h) Subsídio na TUSD-Fio B às Supridas(Res 243/2006), de **0,405%**;
- i) Ajuste financeiro dos CUSDs de **0,002%**;
- j) Subsídios para irrigantes e aquicultores, de **0,003%**;
- k) Subsídios na TUSD referente a fontes incentivadas – CONSUMO (Res. 77/2004), de **0,549%**;
- l) Subsídios na TUSD referente a fontes incentivadas - GERAÇÃO (Res. 77/2004), de **0,060%**;
- m) Subsídio para consumidor Baixa Renda, de **0,032%**;
- n) Subsídio referente às Cooperativas de Eletrificação Rural, de **4,116%**;
- o) Ajuste da Revisão Tarifária, de **-0,486%**
- p) Déficit do Programa Luz Para Todos, de **0,137%**
- q) Ajuste referente aos custos das Campanhas de Medidas e Avaliação, **-0,018%**

11. Na apuração da sua Receita Anual — RA₀, a CELESC-DIS utilizou valores projetados para os meses de junho e julho de 2009 em relação aos montantes de energia e de demanda faturados. Também considerou em seus cálculos valores estimados para a variação do IGP-M e do IPCA.

12. Por fim, a CELESC-DIS solicitou a atualização pela variação do IPCA da tabela de preços dos Serviços Cobráveis, de que trata a Resolução ANEEL n.º 457, de 29 de novembro de 2000.

III. DA ANÁLISE

13. A Superintendência de Regulação Econômica — SRE, em reunião realizada em 19 de junho de 2009, na sede da ANEEL, procurou prestar aos técnicos da CELESC-DIS os esclarecimentos cabíveis quanto à metodologia a ser adotada na definição do índice de reajuste tarifário anual.

14. Consultado o aplicativo da ANEEL gerenciado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF, denominado “Inadimplentes do Setor Elétrico”, constatou-se que a CELESC-DIS, conforme as disposições constantes do art. 10 da Lei n.º 8.631, de 4 de março de 1993, alterado pelo art. 7.º da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, **encontra-se adimplente, nesta data**, com as obrigações intrassetoriais 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.”

15. Sobre o pedido da CELESC-DIS referente à atualização dos valores máximos dos serviços cobráveis previstos na Resolução ANEEL n.º 457, de 29 de novembro de 2000, cabe informar que, tendo em vista a cobertura dos custos de execução de tais atividades via Empresa de Referência, conforme consta do Anexo I da Resolução Normativa n.º 338, de 25 de novembro de 2008, que alterou a Resolução Normativa n.º 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 n.º 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 7 de agosto de 2009.

Fator X

16. Conforme a Resolução Homologatória n.º 689, de 5 de agosto de 2008, que divulgou o resultado provisório da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da CELESC-DIS, foi estabelecido o valor também provisório do componente “X_e” em 0,50%.

17. Pela Nota Técnica n.º 237/2009-SRE/ANEEL, foi submetido à deliberação da Diretoria da ANEEL, no âmbito do Processo n.º 48500.004325/2006-15, o **resultado definitivo** da Segunda Revisão Tarifária Periódica, de 2008, da CELESC-DIS, apresentando o percentual recalculado de 0,50% para o componente “X_e” do Fator X.

18. Esclarecido que o componente “X_a” do Fator X é recalculado em cada reajuste tarifário anual, na forma do Anexo VI da Resolução Normativa n.º 234, de 31 de outubro de 2006, foi considerado no atual cálculo tarifário da CELESC-DIS o **Fator X de -1,22%**, sendo os componentes X_e = 0,50% e X_a = -1,72% (variação em 12 meses do IGP-M = -0,67% e do IPCA = 4,64%).

Cálculo do IRT 2009

19. O Reajuste Tarifário Anual da CELESC-DIS, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica — SRE, para aplicação em 4 de julho de 2009, resultou no percentual total de **11,31%**, sendo **4,80%** relativos ao cálculo econômico e **6,51%** referentes aos componentes financeiros, conforme abaixo:

- a) Índice de Reajuste Tarifário Anual — IRT econômico (incluso o ajuste econômico relativo ao recálculo da Revisão Tarifária de 2008), de **4,80%**;
- b) CVA em Processamento, de **3,07%**;
- c) Saldo a Compensar da CVA Ano Anterior (incluso o ajuste da CVA Energia Comprada apurada no período 2005-2008), de -1,281%;
- d) Subsídio a Irrigantes e Aquicultores, de 0,017%;
- e) Subsídio à TUSDg de Geradores de Fonte Incentivada (Res. 77/2004), de 0,521%;
- f) Subsídio à classe Baixa Renda, de 0,245%;
- g) Repasse de déficit do Programa Luz Para Todos, de 0,044%;
- h) Repasse da sobrecontratação de energia, de 0,340%;
- i) Exposição por diferença de preços entre submercados, de -0,062%;
- j) Subsídio a Cooperativas de Eletrificação Rural, de 2,865%;
- k) Parcela de Ajuste Rede Básica Fronteira, de -0,081%;
- l) Consultoria p/ Reavaliação de Ativos (Res. 493/2002) e Campanha de Medidas (Res. 166/2005) — reversão 2008, de -0,019%;
- m) Ajuste financeiro referente ao recálculo da Revisão 2008, de -0,883%.

20. O índice médio final do reajuste, de **6,96%**, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado no período de agosto de 2008 a julho de 2009, com variação de **-0,67%**, do qual foi deduzido o **Fator X de -1,22%**, resultando um percentual de **0,55%** a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da Concessionária.

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

22. Cabe informar que a quota anual da CELESC-DIS, referentes às previsões de custo do Encargo de Serviço do Sistema — ESS e do Encargo de Energia de Reserva — EER, aí inclusos aqueles relacionados à segurança energética, ou seja, custos devidos a ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco e aos despachos de termoeletricas fora da ordem de mérito de custo ordenados pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico — CMSE apresentou sensível redução em relação aos anos anteriores dadas as condições hidrológicas favoráveis.

23. Conforme dispõe o art. 7.º da Portaria Interministerial n.º 25, de 24 de janeiro de 2002, com a nova redação dada pela Portaria Interministerial n.º 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 aos Encargos de Conexão estão ajustados ou concatenados com a data de reajuste tarifário anual da CELESC-DIS. Também estão sendo considerados: o reajuste das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição — TUSD e os procedimentos de abertura das tarifas dos consumidores atendidos pela CELESC-DIS, conforme legislação vigente.

24. Em consonância com o disposto nas Resoluções Normativas 219 e 233, de 11 de abril e 24 de outubro de 2006, a base de cálculo utilizada para apuração do encargo 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 CELESC-DIS, nesta já considerados os respectivos ajustes financeiros que compõem a receita total da Concessionária.

25. No cálculo da receita anual — RA₀ da CELESC-DIS, na Data de Referência Anterior — DRA do período de referência, de agosto de 2008 a agosto de 2009, considerou-se o valor de R\$ **3.562.863.967,62**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento — GTF, preenchido

considerando-se tarifas “cheias” (sem desconto) para os mercados correspondentes a Fontes Incentivadas, Irrigação e Aquicultura. A essa receita foram subtraídos R\$ **(22.182.555,24)**, referentes ao recálculo da Revisão Tarifária Periódica de 2008. Após o ajuste econômico mencionado, a receita anual RA₀ da CELESC-DIS totalizou o valor de R\$ **3.540.681.412,38**.

26. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira — SFF, por meio do Memorandos n.º 1.118/2009-SFF/ANEEL, de 23 de julho de 2009 e n.º 1.137/2009-SFF/ANEEL, de 30 de julho de 2009 prestou as seguintes informações:

- a) valor da Reserva Global de Reversão — RGR para o período de agosto de 2009 a julho de 2010, sendo a quota anual de **R\$ 28.689.112,70** e o Ajuste de 2007, resultante da PAC do respectivo exercício, no valor de **R\$ 1.752.491,67**, a ser compensada por recolhimento a maior na época pela CELESC-DIS, resultando um encargo anual de RGR de **R\$ 30.441.604,37**;
- b) saldos das CVA em Processamento da CELESC-DIS, validando o montante atualizado até o 30.º dia anterior ao do reajuste tarifário de **R\$ 145.642.276,06**;
- c) descontos concedidos (valores nominais, sem atualização) na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição — TUSD, para Fontes Incentivadas, conforme previsto na Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004, para a categoria de consumidores livres de **R\$ 12.952.383,60** e para os geradores de **R\$ 1.157.732,75**, ambos relativos aos meses de competência de maio de 2008 a abril de 2009;

27. Por meio do e n.º 1.137/2009-SFF/ANEEL, de 30 de julho de 2009, a SFF informou os montantes associados com:

- a) descontos concedidos (valores nominais, sem atualização) nas tarifas para Irrigantes e Aquicultores, conforme previsto na Resolução Normativa n.º 207, de 9 de janeiro de 2006, de **R\$ 415.775,15**, relativos aos meses de faturamento de maio de 2008 a abril de 2008;
- b) descontos para as Cooperativas de Eletrificação Rural – permissionárias ou não - da CELESC-DIS no valor nominal de **R\$ 101.969.973,74**, referentes ao período de agosto de 2008 a junho de 2009 no tocante às cooperativas não-permissionárias e dezembro de 2008 a junho de 2009 no tocante às permissionárias.

Transporte de Energia

28. Pelo Memorando n.º 250/2009-SRT/ANEEL, de 16 de julho de 2009, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão — SRT informou os valores dos encargos de uso da Rede Básica a ser considerados no cálculo do atual reajuste tarifário da CELESC-DIS, tendo por base o período de referência de agosto de 2008 a julho de 2009 e as tarifas de uso das instalações de transmissão componentes da rede básica do Sistema Interligado Nacional:

TRANSPORTE DE ENERGIA	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$
TRANSPORTE ITAIPU	33.325.696	34.575.828
REDE BÁSICA TOTAL	274.062.672	314.927.771
CONEXÃO	32.800.283	31.277.892
CUSD	5.562.072	5.678.770
TOTAL - TRANSPORTE	345.750.723	386.460.261

29. Conforme informação da SRT pelo mesmo Memorando n.º 250/2009, foi considerada no atual cálculo tarifário da CELESC-DIS a Parcela de Ajuste da Rede Básica Fronteira — PAF no total anual negativo de R\$ (2.261.860,76) que será descontado nas faturas mensais da ELETROSUL e R\$ (745.554,55) que será descontado nas faturas mensais da STC. 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_{RB} em 2010.

30. Também foram informados pela SRT os novos encargos anuais de Conexão (base: junho de 2009) devidos às transmissoras ELETROSUL e STC, relativos às Demais Instalações de Transmissão — DIT em operação, conforme quadro a seguir:

CONEXÃO - DRP ref. ELETROSUL				
DEMAIS INSTALAÇÕES DE TRANSMISSÃO - DIT				ELETROSUL
Anexo I da Res. ANEEL 670, de 24/06/2008				
Período	Total R\$	IGP-M	R\$	29.244.986,31
ago/08		-0,324%		
set/08	-	0,106%		
out/08	-	0,976%		
nov/08	-	0,385%		
dez/08	-	-0,128%		
jan/09	-	-0,436%		
fev/09	-	0,260%		
mar/09	-	-0,740%		
abr/09	-	-0,154%		
mai/09	-	-0,073%		
jun/09	29.244.986,31	-0,098%		
jul/09	29.216.308,06	-0,435%		
Total		-0,098%	R\$	29.216.308,06

ENCARGO CONEXÃO ANUAL DA CELESC para SCT			
		A preços de 01/06/2009	Atualizado
CELESC - STC - DIT em operação		R\$ 2.072.622,05	R\$ 2.061.583,62
TOTAL			R\$ 2.061.583,62

31. Em relação ao quadro acima, cabe esclarecer que os valores que compõem o encargo de conexão, a preços de 1.º de junho de 2009, foram atualizados pela variação do IGP-M até agosto de 2009, resultando um encargo anual de conexão, relativo às DIT de **R\$ 31.277.891,68**.

32. Ainda conforme a Nota Técnica n.º 42/2009-SRT/ANEEL, o art. 3.º da REN n.º 349/2009 estabelece que *"a TUSDg será formada por três componentes tarifárias..."* que são: TUSDg-D/DIT, TUSDg-T e TUSDg-ONS. No caso da CELESC-DIS, existem as componentes tarifárias TUSDg-ONS e TUSDg-D/DIT a serem arrecadadas dos geradores na sua área de concessão. Conforme o art. 12 da mesma Resolução Normativa, as receitas associadas à componente TUSDg-ONS serão repassadas para o ONS por meio do CUST (Contrato de Uso dos Sistemas de Transmissão). Portanto, a CELESC-DIS tem um encargo de uso a ser pago ao ONS, referente à TUSDg-ONS, que corresponde a R\$ **948.343,52**, conforme a NT 42/2009-SRT, sendo que este encargo não está contemplado nos encargos de uso da Rede Básica a ser arrecadados dos seus consumidores.

33. Também adotaram-se os seguintes procedimentos: foram incluídos no GTF do período de referência o encargo de responsabilidade das Geradoras UTE - Jorge Lacerda (Tractbel), Cogeração Lages Bioenergética, UHE - Quebra-Queixo (Chapecó) e CEESAM (Santa Maria) relativos às componentes TUSDg-T e TUSDg-O.N.S permitindo estabelecer-se os ajustes financeiros de sobre-receita de R\$ (131.441,31) da UTE - Jorge Lacerda.

Aquisição de Energia

34. O art. 36 do Decreto n.º 5.163/2004 estabelece:

"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:

...

§ 1.º 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 subseqüentes; 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.

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

35. Esta SRE adotou as tarifas a seguir mencionadas para a determinação dos custos a ser repassados aos consumidores finais da CELESC-DIS, conforme o decreto citado, 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 (REVISÃO 2008)			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	R\$	Tarifa média 2008
Lages Bioenergética	192.720	36.641.790,99	190,13
CENAEEL	8.059	1.750.701,78	217,23
Hidroelétrica Roncador	6.237	587.077,95	94,13
Santa Maria (contrato não aprovado)	36.004	2.604.901,57	72,35
Usina Bom Jardim (EOL)	701	145.199,66	207,19
Heidrich (PCH) - acaba em 2007	0	-	-
Copel Leilão (001/2002)	183.597	23.270.323,87	126,75
Copel Geração	1.310.940	181.161.996,78	138,19
Tractebel	1.943.344	260.397.972,69	133,99
Produto 2009-H30 - 2º	1.423.958	199.725.545,96	140,26
Produto 2009-T15 - 2º	892.051	112.532.209,68	126,15
Produto 2008-H30	123.843	14.880.283,79	120,15
Produto 2008-T15	967.987	120.495.066,95	124,48
Produto 2009-H30	20.529	2.635.710,18	128,39
Produto 2009-T15	261.956	29.014.277,02	110,76
Produto 2009-8	3.267.708	351.606.124,56	107,60
Produto 2006-3	193.375	13.800.606,59	71,37
MCSD - Produto 2005-2012	379	25.174,52	66,51
MCSD - Produto 2006-2013	1.396	108.694,97	77,86
MCSD - Produto 2007-2014 - 1º Leilão	198	17.282,34	87,26
Produto 2005-8	0	-	-
Produto 2006-8	711.313	56.869.625,04	79,95
Produto 2007-8	0	-	-
Produto 2008-8	1.422.602	136.758.726,45	96,13
ITAIPU	4.729.620	361.798.624,28	76,50
PROINFA	259.213	-	-
TOTAL	17.957.731	1.906.827.917,57	106,18

Na Data do Reajuste em Processamento — DRP

- (i) para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei n.º 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente 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 n.º 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.

- (ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei n.º 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto n.º 5.163 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.
- (iii) foi apurado o preço de repasse da energia aos produtos 2009 art. 36 do Decreto n.º 5.163 de 2004, considerando-se o repasse do custo de energia pelos seguintes fatores a) “Repasse Integral”, “Repasse do VR” e “Repasse do mínimo VL3 e VL5” conforme prescrição desse dispositivo.
- O cálculo do preço médio aqui mencionado consta do quadro a seguir:

PREÇO MÉDIO PONDERADO - ENERGIA COMPRADA APÓS LEI 10.848/2004			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	Preço - R\$/MWh	R\$
CCEAR 2005 - 8 anos	-1	71,40	(78,43)
CCEAR 2006 - 8 anos	683.369	83,59	57.125.065,20
CCEAR 2007 - 8 anos	-2	93,69	(210,45)
CCEAR 2007-8 anos (A-1)	0	119,29	-
CCEAR 2008 - 8 anos	1.364.614	100,52	137.168.540,53
CCEAR 2009 - 8 anos	5.496.824	112,51	618.440.736,39
MCSD - 2005 - 8 anos	379	70,81	26.803,98
MCSD - 2006 - 8 anos	1.396	82,90	115.730,44
MCSD - 2007 - 8 anos	198	92,91	18.400,97
MCSD 2007 - 8 anos (A-1)	0	-	-
MCSD 2008 - 8 anos	0	-	-
MCSD 2009 - 8 anos	0	-	-
1º Leilão 2008-H30	122.508	125,64	15.391.391,40
1º Leilão 2008-T15	972.294	110,64	107.574.584,00
1º Leilão 2009-H30	35.336	134,25	4.743.726,89
1º Leilão 2009-T15	452.931	109,88	49.768.096,41
1º Leilão 2010-H30	185.062	135,14	25.009.047,70
1º Leilão 2010-T15	175.895	128,11	22.533.908,45
2º Leilão 2009-H30	2.452.027	146,66	359.612.506,39
2º Leilão 2009-T15	1.264.561	114,68	145.019.801,35
4º Leilão 2010-T15	66.201	101,71	6.733.269,81
1º Leilão F.Altern. 2010-H30	11.377	151,04	1.718.410,04
1º Leilão F.Altern. 2010-OF15	150.308	181,85	27.333.509,80
Ajuste Repasse VR			R\$ 21.264.901,21
subtotal	13.435.276		
EXPOSIÇÃO	0	49,32	-
TOTAL	13.435.276	Preço Médio 119,06	1.599.598.142,09

36. 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 e às compras por meio dos contratos bilaterais, inclusive leilões:

Celesc Distribuição S.A.

BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRAS/GLOSAS FÍSICAS NO IRT		TOTAL - MWh
(1)	Geração Própria - MWh	0
	Energia PROINFA - MWh	334.124
(2)	Compras - ITAIPU - MWh	4.694.748
	Energia ITAIPU	4.694.748
(3)	Compras - Contratos Bilaterais - MWh	12.616.581
	LAGES BIOENERGIA	192.720
	COPEL G	1.310.940
	TRACTBEL G	1.706.637
	COPEL GET G	183.597
	SANTA MARIA	17.245
	CENAEEL	10.411
	RONCADOR	8.400
	BOM JARDIM	992
	LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	5.632.637
	LEILÃO DE ENERGIA NOVA	3.553.001
	LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	0
4) = (1)+(2)+(3)	LEILÃO DE AJUSTE	0
(5)	EXPOSIÇÃO	0
(6)	Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)	17.645.453
(7) = (5)+(6)	Fornecimento Cativo - MWh	15.125.884
(8)	Suprimento - MWh	428.211
(9) = (7)*(8)	Energia VENDIDA - MWh (MERCADO de VENDA)	15.554.095
(10) = (7)+(9)	PERDA REGULATÓRIA (% s/ Energia VENDIDA)	12,33%
(12) = (4)-(11)	PERDA REGULATÓRIA TOTAL - MWh	1.918.159
Energia REQUERIDA "DRA" - MWh		17.472.254
SOBRAS + GLOSAS		173.199

37. Na apuração dos montantes acima referidos e para a apuração do seu balanço energético, considerou-se a majoração da cota-parte de Itaipu referida no Memorando nº 145/2009-SRG/ANEEL de 17 de julho de 2009. Este acréscimo considera que desde agosto de 2008 a Iguazu Distribuidora passou a ser inteiramente suprida pela CELESC Distribuidora S.A, tendo foi absorvido integralmente o mercado consumidor da Iguazu, responsabilizando-se por seu atendimento. Como contrapartida afigura-se adequada a transferência dos montantes de energia e potência da Iguazu Distribuidora para a Celesc Distribuidora S.A. Assim os 5 MW de potência associados detidos pela Iguazu Distribuidora devem ser somados aos 815 MW pertencentes à Celesc Distribuidora, a partir de Agosto de 2009.

38. Conforme previsto no Contrato de Concessão, para o 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 **17.503.015 MWh**, a saber:

DRP - Data do Reajuste em Processamento

Descrição	(%)
Perdas Técnica	8,17%
Perdas não Técnica	
Perdas na Rede Básica	2,42%

Descrição	(%)
Perdas Não Técnicas sobre BT	4,27%
Mercado BT	7.213.284

PERDAS DE ENERGIA	% Energia Injetada	% Energia Vendida	Energia (MWh)
1. PERDAS TOTAIS		12,20%	1.948.920
Perdas na Rede Básica (%)		2,42%	413.505
Distribuição (%)	7,71%	9,87%	1.535.355
Perdas Técnicas (%)	8,17%	7,89%	1.227.349
Perdas não Técnicas (%)	1,55%	1,98%	308.006
VENDA DE ENERGIA			
	Receita (R\$)	Tarifa média (R\$/MWh)	Energia (MWh)
2. MERCADO TOTAL (2.1 + 2.2)	3.375.087.551,18	216,99	15.554.095
2.1 Fornecimento	3.326.399.147,42	219,91	15.125.884
2.2 Suprimento	48.688.403,76	113,70	428.211
2.3 Consumidores Livres	187.776.416,44	66,78	2.811.787
2.4 Consumidores da Rede Básica			-
3. ENERGIA REQUERIDA "DRP" (1+2)			17.503.015

% / E. Requerida
8,77%
7,01%
1,76%

% / E. Injetada	
70,10%	fornecimento
2,45%	suprimento
14,42%	livres
11,17%	perdas técnicas
1,53%	perdas não-técnicas
100%	Energia Injetada

PROINFA (MWh) 488.803

19.901.237 MWh

39. 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 CELESC-DIS:

CELESC -D- DRA (Data de Referência Anterior)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2008	DRA - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS	12.222.736		
LAGES BIOENERGIA	192.720		
COPEL G	1.310.940		
TRACTBEL G	1.706.637		
LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	5.526.432		
LEILÃO DE ENERGIA NOVA	3.486.008		
2) EXPOSIÇÃO	0		
3) ITAIPU	4.694.748		
4) PROINFA	334.124		
5) GERAÇÃO PRÓPRIA	0		
TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRA	17.251.609	106,18	1.831.848.838,33

CELESC -D - DRP (Data do Reajuste em Processamento)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2009	DRP - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS	241.525		42.046.945,03
LAGES BIOENERGIA	194.477	189,32	36.817.796,25
SANTA MARIA	27.245	72,35	1.971.182,73
CENAEL	10.411	217,23	2.261.683,73
RONCADOR	8.400	94,13	790.662,16
BOM JARDIM	992	207,19	205.620,16
2) ITAIPU	4.685.691	100,01	468.632.911,80
3) PROINFA	486.803	0,00	-
4) GERAÇÃO PRÓPRIA	0	0,00	-
SUBTOTAL	5.414.020		510.679.856,84
COMPLEMENTO LEILÕES	12.088.995	119,06	1.439.310.613,07
EXPOSIÇÃO	0	119,06	-
TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRP	17.503.015	111,41	1.949.990.469,91

Outros Componentes Financeiros

40. Conforme previsto no art. 7.º da REN n.º 77, de 18 de agosto de 2004, foram considerados no atual reajuste tarifário da CELESC-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 CELESC-DIS foram contemplados os valores fiscalizados e validados pela SFF, referentes aos meses de competência de maio de 2008 a abril de 2009, o qual, deduzido o valor provisório adiantado em 2008, resultou um componente financeiro, devidamente atualizado pela variação do IGP-M até julho de 2008, de **R\$ 19.351.075,22**. Ainda em relação aos descontos de que trata a REN n.º 77/2004, foi considerada neste último valor a previsão de subsídio à Fonte Incentivada — Geração, referente aos próximos 12 meses, no valor de **R\$ 28.092.149,26**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da Concessionária.

41. Foi informada pela SFF em seu Memorando n.º 1.137/2009 de 30 de julho de 2009, a apuração da concessão de subsídios na ordem de **R\$ 101.011.226,79** às cooperativas de eletrificação rural, na qualidade de permissionárias ou não. Por conta disso, no presente cálculo está sendo considerada a reversão do adiantamento realizado a esse título em 2008, no montante de R\$ 96.694.367,03 e concedido um adiantamento de **R\$ 101.969.973,74**. Para a apuração de tais montantes considerou-se a fiscalização dos períodos de agosto de 2008 a junho de 2009 para as cooperativas não permissionárias e de dezembro de 2008 a junho de 2009 para as cooperativas permissionárias.

42. As informações sobre o subsídio à Baixa Renda foram fornecidas pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade — SRC. Pelo Memorando n.º 418/2009-SRC/ANEEL, foram consolidados os subsídios dados a essa subclasse de consumo, os quais, líquidos do repasse dado pela ELETROBRAS e da previsão concedida no Processo de Revisão Tarifária de 2008, resultam num saldo atualizado de **R\$ 5.922.537,01**. Igualmente, visto que o Subsídio Baixa Renda não é totalmente repassado às distribuidoras pela ELETROBRAS, foi incluída neste saldo a previsão de Subsídio Baixa Renda referente aos próximos 12 meses, no valor de **R\$ 5.945.008,69**, calculado a partir dos mesmos dados fornecidos pela SRC, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da Concessionária.

43. Tendo em vista o disposto no art. 6.º da REN n.º 207, de 9 de janeiro de 2006, que trata dos descontos especiais na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica da atividade de irrigação e aquicultura, foram considerados no atual cálculo tarifário da CELESC os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até julho de 2009, referentes aos meses de competência de maio de 2008 a abril de 2009. Por outro lado, considerando a reversão da previsão de subsídio a Irrigantes e Aquicultores concedida no cálculo tarifário anterior, devidamente atualizada pela variação do IGP-M, foi contemplado no atual reajuste da Concessionária um componente financeiro de **R\$ 221.071,05**. Ainda, buscando mitigar os efeitos financeiros do subsídio no IRT de 2010, está incluída nesse valor uma previsão no valor de **R\$**, devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da Concessionária.

44. Conforme dispõe o art. 28 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2.º e 3.º, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A CELESC-DIS apresentou, segundo informações da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica — CCEE, uma exposição líquida final

positiva (sobra de excedente financeiro) de R\$ (404.772,49) nas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2008. Tal valor, devidamente atualizado pela variação do IPCA até julho de 2009, resultou em um ajuste financeiro negativo de **R\$ (429.985,39)**, que está sendo compensado no atual reajuste tarifário da Concessionária.

45. O art. 38 do Decreto n.º 5.163, de 2004, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus art. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. O repasse aqui mencionado foi regulamentado pela Resolução Normativa n.º 255, de 6 de março de 2007, que atribuiu à CCEE a responsabilidade pela apuração dos valores a serem considerados nos cálculos tarifários das respectivas concessionárias, sendo que foi submetida à Audiência Pública na ANEEL (AP n.º 038/2007) a proposta de Regra e Procedimento de Comercialização elaborada pela CCEE objetivando disciplinar os cálculos, prazos, condições e fluxo de informações necessárias à apuração das denominadas sobras contratuais. Assim, foi considerado no atual reajuste tarifário da CELESC, em caráter definitivo, o valor de **R\$ 12.629.879,37**, calculado com base nos dados referentes aos anos civis de 2005, 2006, 2007 e 2008 e em conformidade com a metodologia aprovada na Resolução Normativa n.º 255, de 2007, e n.º 305, de 18 de março de 2008, já descontados os valores concedidos nos reajustes anteriores devidamente atualizados pelo IPCA até agosto de 2009.

46. No cálculo da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da CELESC-DIS, havia sido considerado, a título provisório, o valor consolidado de R\$ 705.130,78, referente aos custos incorridos pela Concessionária na contratação de empresa especializada para realização da reavaliação dos ativos com vistas à composição da base de remuneração da Concessionária, conforme estabelecido na Resolução n.º 493, de 3 de setembro de 2002, e para realização da campanha de medição prevista na Resolução n.º 166, de 10 de outubro de 2005. Entretanto, em decorrência da inclusão de tais atividades no cálculo da Empresa de Referência, essa previsão está sendo totalmente revertida. Assim, atualizando as diferenças verificadas de acordo com a variação do IGP-M até julho de 2008, foi considerado no atual reajuste tarifário da CELESC-DIS um ajuste financeiro negativo de **R\$ (700.409,67)**.

Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A — CVA

47. Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A — **CVA em Processamento** relativos à CELESC-DIS foram devidamente fiscalizados pela SFF, que, conforme consta do Memorando n.º 1.118/2009-SFF/ANEEL, validou o saldo total de **R\$ 145.642.276,06**, ainda sem remuneração pela taxa SELIC (deltas nominais), conforme quadro abaixo:

CVA VALIDADO PELA SFF	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis -	18.745.250,80
Conta Desenvolvimento Energético -	9.484.848,50
Rede Básica – CVA_{REDEBÁSICA}	9.900.686,52
Energia Comprada - CVA_{Energia}	76.118.795,22
Transporte Itaipu – CVA_{TRANSP.ITAIPU}	58.604,70
Energia PROINFA – CVA_{PROINFA}	18.742.064,43
Encargos Serviço do Sistema - CVA_{ESS}	12.592.025,90

**CVA FISCALIZADA (deltas
PROVISÓRIOS atualizado até 30º dia
anterior)** **145.642.276,06**

48. Com relação aos valores da $CVA_{Energia}$, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório apurado mensalmente, porém utilizando-se dos dados primários e pendentes de fiscalização, encaminhados no dia 27 de julho de 2009 em caráter provisório, sendo posteriormente realizado o ajuste em relação aos valores fiscalizados e informados pela SFF do Memorando n.º 1.137/2009-SFF/ANEEL de 30 de julho de 2009. Os montantes contratados excluídos do cálculo mensal da $CVA_{Energia}$ obedeceram à ordem de corte prevista na REN n.º 255/2007, 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 $CVA_{Energia}$ mediante a aplicação de Fatores “K” mensais, que objetivam limitar o montante de energia contratada até 100% do mercado.

49. Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à $CVA_{Energia}$ fiscalizada e validada preliminarmente pela SFF dizem respeito a: (i) inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh) a partir de janeiro de 2006, 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) alteração dos valores das faturas pagas pela CELESC relativas aos diversos contratos bilaterais, de modo a compatibilizar a cobertura tarifária da compra de energia com os limites de repasse definidos na forma da regulamentação pertinente; e (iii) incorporação nas faturas referentes aos CCEAR por Disponibilidade (leilões de energia nova) dos pagamentos feitos à CCEE pela CELESC relativos aos efeitos financeiros a eles pertinentes.

50. Sendo assim, depois de retificados e validados pela SRE os valores da $CVA_{Energia}$, o montante final da **CVA em Processamento** da CELESC, atualizado até o trigésimo dia anterior à data contratual do reajuste, resultou em **R\$ 152.653.162,43**, conforme quadro a seguir:

CVA EM PROCESSAMENTO	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis - CVA_{CCC}	21.079.080,08
Conta Desenvolvimento Energético - CVA_{CDE}	9.738.917,11
Rede Básica - $CVA_{REDEBÁSICA}$	10.366.972,99
Energia Comprada - $CVA_{Energia}$	79.164.311,54
Transporte Itaipu - $CVA_{TRANSP.ITAIPU}$	64.159,69
Energia PROINFA - $CVA_{PROINFA}$	19.123.040,73
Encargos Serviço do Sistema - CVA_{ESS}	13.116.680,28
CVA até o 30º dia anterior ao reajuste	152.653.162,43

51. Os valores da CVA em Processamento validados pela SFF e pela SRE, remunerados pela taxa de juros SELIC até o quinto dia útil anterior ao reajuste, atingiram o montante de R\$ 153.122.615,15.

52. Em conformidade com os §§ 2.º e 3.º do art. 3.º da Portaria Interministerial MF/MME n.º 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1.º e 2.º do art. 6.º da Resolução n.º 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA atualizados até o quinto dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia — SELIC para títulos públicos federais, 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 CELESC-DIS, foi apurado o valor final da CVA em Processamento de R\$ 82.520.624,32, conforme quadro abaixo:

CVA EM PROCESSAMENTO	DISPOSITIVO LEGAL	R\$
Conta de Consumo de Combustíveis - CVA_{CCC}	Resolução n.º 492, 20/11/2001	22.387.837,33
Conta Desenvolvimento Energético - CVA_{CDE}	Resolução n.º 184, 09/04/2003	10.343.586,69
Rede Básica - $CVA_{REDEBÁSICA}$	Resolução n.º 494, 20/11/2001	11.010.637,28
Energia Comprada - $CVA_{Energia}$	Resolução n.º 153, de 14/03/2005	4.469.000,00
Transporte Itaipu - $CVA_{TRANSP.ITAIPU}$	Resolução n.º 493, 20/11/2001	68.143,24
Energia PROINFA - $CVA_{PROINFA}$	Resolução n.º 189, de 06/12/2005	20.310.351,48
Encargos Serviço do Sistema - CVA_{ESS}	Resolução n.º 089, 18/02/2002	13.931.068,30
CVA 12 meses subsequentes		82.520.624,32

53. Conforme previsto no § 4.º do Art. 3.º da Portaria Interministerial MF/MME n.º 25/2002, para o cálculo do Reajuste Tarifário de 2009 foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado na

Revisão Tarifária Periódica de 2008 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 CELESC-DIS, conforme demonstrado no quadro a seguir, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA-Ano Anterior negativo de R\$ (1.998.652,00), a ser considerado para este reajuste tarifário anual a partir de 7 de agosto de 2009:

Selic Efetiva*	Mês/Ano	Receita Cativo COM Financeiros	Receita Cativo SEM Financeiros	CVA recebida cativo+carga	CVA Saldo Atualizado	CVA Saldo a Compensar
1,01017657	ago/08	297.333.206,79	284.213.811,97	4.537.202,94	48.222.939,44	43.685.736,49
1,01103091	set/08	280.708.529,92	268.322.674,76	4.293.309,48	44.167.629,92	39.874.320,44
1,01175877	out/08	284.551.984,92	271.996.542,90	4.354.414,12	40.343.193,40	35.988.779,28
1,01019969	nov/08	288.963.132,41	276.213.054,93	4.414.725,61	36.355.853,68	31.941.128,07
1,01124093	dez/08	275.016.023,06	262.881.341,47	4.196.244,40	32.300.176,05	28.103.931,65
1,01047807	jan/09	275.076.485,56	262.939.136,15	4.195.835,75	28.398.406,61	24.202.570,87
1,00855086	fev/09	291.793.112,52	278.918.166,29	4.425.991,01	24.409.523,66	19.983.532,65
1,00970884	mar/09	306.520.597,38	292.995.822,32	4.648.284,10	20.177.549,57	15.529.265,47
1,00839567	abr/09	300.697.472,37	287.429.634,23	4.553.920,40	15.659.644,06	11.105.723,66
1,00770893	mai/09	293.357.989,19	280.413.995,05	4.447.013,56	11.191.336,90	6.744.323,34
1,00770893	jun/09	289.401.853,41	276.632.418,01	4.406.694,14	6.796.314,86	2.389.620,72
1,00770893	jul/09	289.401.853,41	276.632.418,01	4.406.694,14	2.408.042,14	(1.998.652,00)

54. As CVA_{Energia} consideradas nos cálculos tarifários de 2006, 2007 e 2008 foram devidamente recalculadas em decorrência da utilização dos Fatores "K" mensais para limitar os volumes contratados ao atendimento de 100% do mercado regulatório apurado mensalmente, os quais foram apurados em conformidade com a metodologia aprovada na Resolução Normativa n.º 255/2007, e n.º 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceram os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório. As diferenças apuradas foram atualizadas pela taxa SELIC até julho de 2009, resultando um ajuste total de R\$ 37.881.424,35 .

Considerações adicionais

55. A diferença entre o reajuste solicitado pela CELESC-DIS, de 17,80%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de 11,31%, está demonstrada a seguir:

DIFERENÇAS verificadas no Índice de Reajuste Tarifário - IRT em relação ao Pedido da Concessionária - (R\$ e %)			
ITENS	EMPRESA	ANEEL	MOTIVO
ISPM - Fator X	1,42%	0,85%	ANEEL usou valores atualizados
RAO	3.544.183.796	3.540.681.412	Metodologia de cálculo do ajuste de revisão
ENCARGOS SETORIAIS	452.174.189	431.117.067	
RGR (Anual e Ajuste)	27.221.691	30.441.604	ANEEL usou valores definidos pela SFF
CCC	109.782.659	109.782.659	
TFSEE	7.896.693	7.108.826	Metodologia de cálculo
CDE	159.801.166	159.801.166	
CFURM	-	-	
ESS/EEP	64.732.491	13.477.539	ANEEL usou valor definido em Resolução
PRONFA	74.200.601	74.200.602	
P&D	38.389.955	36.160.395	ANEEL usou valor constante do orçamento ONS
ONS	158.704	164.028	
ENERGIA COMPRADA	2.066.311.448	1.949.999.470	
ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.066.311.448	1.949.999.470	Uso de montantes e tarifas diferentes
TRANSPORTE DE ENERGIA	389.339.799	386.469.261	
TRANSPORTE DE ITAPU	36.449.147	34.575.929	ANEEL usou nova tarifa definida pela SRT
RECE BÁSICA TOTAL	318.656.964	314.927.771	ANEEL usou valores definidos pela SRT
CONEXÃO	30.179.286	31.277.892	ANEEL usou valor definido pela SRT corrigido
CU&D	6.051.359	5.678.770	
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT	19,33%	4,89%	
CVA	79.239.192	113.934.397	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		66.972.844	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
CVA em Processamento - Energia comprada	87.767.803	37.661.434	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
CVA em Processamento - Transmissão		11.076.781	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(12.532.742)	(1.668.652)	ANEEL usou valores validados pela SRE
OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS	(12.229.271)	(24.929.216)	
Repasso de sobrevalorização de energia	7.362.621	12.629.879	ANEEL usou valores validados p/SRE e CCEE
Exposição CCEAR entre Submetredas	(2.306.666)	(2.309.160)	
Ajuste financ. ref. Consult. p/Ativos e Comp. Medição	(710.327)	(700.410)	Cobertura já contemplada na Empresa Referência
Parcela de Ajuste Básica Fronteira	(3.374.031)	(3.007.415)	ANEEL usou valores validados pela SRT
Ajuste Financeiro ref. conciliação dos CU&Ds	76.621	(337.767)	Metodologia de cálculo
P&D/OP&S(Coneção)	386.807	42.148	Metodologia de cálculo
Ajuste de Revisão Tarifária de 2008	(19.019.802)	(32.762.636)	ANEEL usou valores validados pela SRE
Programa PLRT	6.348.694	1.650.203	Metodologia de cálculo
Ajuste Finan. Conciliação Submetredas (TU&D)		(426.406)	Metodologia de cálculo
Financeiro de Parcela B - TU&Dj A2		(908.347)	Metodologia de cálculo
Passivo Financeiro Complementar de Conexão		1.721.088	Metodologia de cálculo
Consumidor A1 - Ativos de Conexão - na Parcela A		(487.950)	Metodologia de cálculo
Financeiro de sobrepreço A2		(131.441)	Metodologia de cálculo
SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS	291.979.339	132.422.992	
Subsídio BAIXA RENDA	1.267.206	9.106.855	ANEEL usou valores validados p/SRC e SRE
Subsídio IRRIGAÇÃO/AGRICULTURA - Res. 201/2006	131.011	636.046	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio FONTES INCENTIVADAS - Res. 077/2004	23.858.955	19.351.079	ANEEL usou valores validados p/SFF e SRE
Subsídio COOPERATIVAS	160.931.910,49	106.312.079	ANEEL usou Previsão subsídio próximos 12 m.
Subsídio FIO B para SUPRIDA	15.860.477,34	17.017.136,66	Metodologia de cálculo
TOTAL FINANCEIROS + SUBSÍDIOS (R\$)	264.906.469	241.432.172,93	
CVA (%)	2,12%	3,07%	
OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS (%)	-9,34%	-9,67%	
SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS (%)	3,79%	4,11%	
REAJUSTE TARIFÁRIO ANUAL (% MÉDIO)	17,89%	11,31%	
FINANC. NEGATIVOS RETIRADOS DA BASE (% MÉDIO)	-4,13%	-4,13%	
EFEITO TARIFÁRIO REF. RECÁLCULO REVISÃO 2008	-0,28%	-0,28%	
EFEITO SOBRE AS TARIFAS VIGENTES (% MÉDIO)	13,46%	6,96%	

56. O quadro a seguir apresenta o efeito tarifário médio, de **6,96%**, a ser percebido pelo consumidor da CELESC nos diferentes grupos de consumo:

Efeito para o Consumidor			
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A - CELESC			
Mercado Cativo			
A1			
A2	87.661.857,26	94.460.110,08	7,76%
A3	69.821.671,95	75.015.444,39	7,44%
A3a	18.128.212,66	19.462.373,80	7,36%
A4	1.356.008.424,92	1.449.766.324,21	6,91%
BT	1.744.199.915,31	1.864.983.289,26	6,92%
TOTAL	3.275.820.082,10	3.503.687.541,72	6,96%

Média	AT	6,99%
	BT	6,92%

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

58. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário — IRT econômico da CELESC-DIS, para aplicação a partir de 7 de agosto de 2009, resultou em um percentual médio de **6,96%**, dos quais **6,34%** referem-se à variação de custos da Parcela A e **0,55%** é decorrente da atualização da Parcela B, tendo sido considerada a variação acumulada do IGP-M de **-0,67%** e o Fator X de **-1,22%**, relativamente ao período de agosto de 2008 a julho de 2009.

59. Ao Índice de Reajuste Tarifário — IRT econômico de **4,80%** foram adicionados ou subtraídos os financeiros referentes a CVA (**3,07%**), subsídios (**4,11%**) e demais componentes (**-0,67%**), no total consolidado de **6,51%**, resultando um percentual final médio de **11,31%** para o reajuste tarifário anual de 2009 da CELESC-DIS, gerando um efeito médio de **6,96%** a ser percebido pelo consumidor cativo.

60. O quadro a seguir demonstra, na primeira coluna, a participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB) na composição do IRT. A segunda coluna demonstra quanto cada item evoluiu no período de 2008 a 2009. A terceira coluna representa a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis. Também são apresentados, logo abaixo, os itens que compõem os financeiros da CELESC-DIS, separados em CVA, Subsídios e Outros Componentes Financeiros.

PARTICIPAÇÃO NO IRT			
ITENS - Parcela A	Participação IRT	Relação 2009/2008	Particip. Receita %
RFR (ANUAL + AJUSTE)	0,11%	15,16%	0,82%
COC	-0,80%	-20,42%	2,96%
IFSEE	-0,02%	-8,62%	0,19%
CIE	0,56%	14,05%	4,31%
CFURH	0,00%	0,00%	0,00%
ESS	-0,72%	-65,29%	0,36%
PROINFRA	0,90%	74,83%	2,00%
PBD	0,11%	12,06%	0,97%
ONG	0,0002%	4,90%	0,00%
ENCARGOS DO CONSUMIDOR	0,13%	1,21%	11,62%
ENERGIA COMPRADA	0,24%	0,59%	39,92%
TRAFU	3,09%	30,49%	12,63%
ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA	3,34%	6,45%	52,55%
TRANSPORTE TRAFU	0,04%	3,75%	0,93%
REDE BÁSICA TOTAL	1,18%	15,26%	8,51%
CONEXÃO	-0,04%	-4,64%	0,84%
CLGD	0,0033%	2,10%	0,15%
TRANSPORTE DE ENERGIA	1,18%	12,05%	10,44%
VPA1 - DRP	4,66%	6,34%	74,61%
VPB1 - DRP = (VPB0)*(IGPM-X)	0,14%	0,55%	25,39%
ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - IRT	4,80%		

Componentes Financeiros e Subsídios	Participação IRT
CVA	3,07%
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	1,257%
CVA em Processamento - Energia comprada com PROINFA	2,795%
CVA em Processamento - Transmissão	0,299%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	-1,281%
OUTROS COMPONENTES FINANCEIROS	-0,67%
Repasse da sobrecontratação de energia	0,340%
Exposição CCEAR entre Submercados	-0,062%
Ajuste Financ. ref. concatenação Suprimento (TE)	0,000%
Ajuste financ. ref. Consult. p/Aval.Ativos e Camp.Medição	-0,019%
Parcela de Ajuste RBásica Fronteira	-0,081%
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	-0,009%
PIS/COFINS(Conexão)	0,001%
Ajuste da Revisão Tarifária de 2008	-0,883%
Programa PLPT	0,044%
Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	-0,011%
Financeiro de Parcela B - TUSDg A2	-0,022%
Passivo Financeiro Complementar de Conexão	0,046%
Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela A	-0,013%
Financeiro de sobrereceita A2	-0,004%
SUBSÍDIOS TARIFÁRIOS	4,11%
Subsidio BAIXA RENDA	0,245%
Subsidio IRRIGAÇÃO/AQUICULTURA - Res. 207/2006	0,017%
Subsidio FONTES INCENTIVADAS - Res. 077/2004	0,521%
Subsidio AUTOPRODUTORES/PIE - Res. 166/2005	0,000%
Subsidio COOPERATIVAS	2,865%
Subsidio FIO B para SUPRIDA	0,459%

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

- a) os encargos de Rede Básica tiveram um expressivo aumento de 15,60%, devido: (i) à nova metodologia de cálculo da TUSD-g estabelecida na REN 349/2009, que transfere para as distribuidoras a responsabilidade pelo pagamento de encargos de uso da transmissão dos geradores conectados às DIT's, correspondendo a uma parcela de R\$ 419.522.554,43 em relação à CELESC e (ii) ao aumento de 10,34 % nos montantes de uso (MUST) contratados pela CELESC para o período, contribuindo para os encargos de Rede Básica e TUST DA Celesc (iii) à entrada em operação das novas subestações Desterro, Biguaçu e Joinville Norte que explicam o aumento de 8,7% no encargo de uso da Rede Básica de Fronteira e (iv) o aumento de 5,01% no encargo de conexão em decorrência das novas conexões da Celesc com a Eletrosul, conforme detalhado no Memorando SRT n.º 250/2009. Apesar das

expressivas variações de tais custos (Transporte de Energia) sua contribuição ao IRT é de 1,18%.

- b) Por sua vez o montante correspondente ao custo de aquisição de energia para revenda, representou uma variação de apenas **6,45%** em relação aos valores praticados em 2008. Tais custos correspondem a **3,34%** do IRT, sendo o fator que individualmente mais contribui para sua composição. Destaque-se que a energia adquirida de Itaipu sofreu majoração de 30,49%, em especial pela variação cambial no período. A energia adquirida, à exceção de Itaipu, apresentou majoração de 0,59%, onde os efeitos da entrada de energia nova no *mix* da distribuidora foram compensados pelo encerramento de contratações bilaterais correspondentes a aproximadamente a 18% da carga da CELESC.
- c) Dentre os componentes financeiros, à exceção da CVA, o item que contribui de maneira mais significativa para a majoração das tarifas da CELESC consiste no subsídio conferido às cooperativas de eletrificação rural situadas em sua área de concessão, com impacto tarifário de 2,865% no IRT;
- d) O encargo setorial PROINFA apresentou expressiva variação anual de 74,83%, com impacto tarifário de 0,90%, acompanhando o aumento de energia associada ao programa no mesmo período;
- e) O Encargo de Serviços do Sistema — ESS, cuja variação de -65,29% contribuiu para uma redução tarifária de -0,72%, deve sua sensível redução à perspectiva de suspensão dos despachos fora da ordem de mérito previstos para o ano de 2009 por determinação do CMSE com fins de segurança energética, data a condição hidrológica favorável verificada;
- f) O componente financeiro de 2008 retirado da base tarifária da empresa, que corresponde a um efeito de -4,50% no presente reajuste, além dos -0,88% referentes ao efeito econômico da Revisão Tarifária definitiva da CELESC (recálculo das tarifas-base de 2008).

62. É 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, de despesas não gerenciáveis pela Concessionária, e uma Parcela B, de custos gerenciáveis por ela. 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. As taxas de crescimento dos encargos destacados acima, por exemplo, foram superiores às do IGP-M, além do crescimento do valor pago na aquisição de energia.

Detalhamento dos valores da Parcela A — Custos Não Gerenciáveis — VPA

63. O valor da Parcela A — VPA da CELESC-DIS apresentou uma variação de 6,34% no período de referência, conforme demonstrado abaixo, representando um percentual de 4,66% na composição do IRT da concessionária:

VPA	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	2.603.547.102	2.768.516.082	6,34%	4,66%

64. Essa participação de 4,66% do VPA no IRT tem a seguinte composição:

a) Reserva Global de Reversão — RGR

RGR	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
RGR – ANUAL	26.434.796	28.689.113	8,53%	0,06%
RGR – AJUSTE	0	1.752.492	indefinido	0,05%
TOTAL – RGR	26.434.796	30.441.604	15,16%	0,11%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
RGR	Memorandos nº 1.111/2008 e 1.118/2009 - SFF/ANEEL			

b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE

TFSEE	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	7.779.552	7.108.826	-8,62%	-0,02%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
TFSEE	Nota Técnica SRE 213/2008		Apuração SRE-ANEEL	

c) Conta de Consumo de Combustíveis — CCC

CCC	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	137.925.326	109.762.859	-20,42%	-0,80%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
CCC	Resolução Homologatória nº 616 de 26/REH nº 792, de 31 de Março de 2009			

d) Conta de Desenvolvimento Energético — CDE

CDE	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	140.113.187	159.801.166	14,05%	0,56%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
CDE	Resolução Normativa nº 291/2007		REH nº 754, de 16 de dezembro de 2008	

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

PROINFA	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	42.442.249	74.200.602	74,83%	0,90%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
PROINFA	Resolução Homologatória nº 567/2007		REH nº 772, de 27 de janeiro de 2009	

f) Encargo de Serviço do Sistema — ESS

ESS	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	38.825.979	13.477.539	-65,29%	-0,72%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
ESS	Resolução Homologatória nº 573/2007		Quota Anual projetada pela S.RE-ANEEL	

g) Pesquisa e Desenvolvimento — P&D

P & D	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	32.270.082	36.160.386	12,06%	0,11%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
P & D	Resolução Normativa 233/2006		Res.Normat. nº 316, de 13/05/2006	

h) Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

ONS	DRA	DRP	Variação % no Período	Participação % no IRT
	Valor em R\$	Valor em R\$		
	156.369	164.026	4,90%	0,0002%
	ATOS LEGAIS EM DRA		ATOS LEGAIS EM DRP	
ONS	Nota Técnica SFF nº262/2006, de 28/06/		Res Aut. Nº 1.962/2009	

i) Encargos relativos ao Transporte de Energia

TRANSPORTE DE ENERGIA	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Variação % no Período	Participação % no IRT
TRANSPORTE ITAIPU	33.325.636	34.575.828	3,75%	0,04%
REDE BÁSICA TOTAL	274.062.672	314.927.771	14,91%	1,15%
CONEXÃO	32.800.283	31.277.892	-4,64%	-0,04%
CUSD	5.562.072	5.678.770	2,10%	0,00%
TOTAL - TRANSPORTE	345.750.723	386.460.261	11,77%	1,15%

j) Energia Elétrica Comprada

AQUISIÇÃO DE ENERGIA	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Variação % no Período	Participação % no IRT
ENERGIA COMPRADA	1.472.717.776	1.481.357.556	0,59%	0,24%
ITAIPU	359.131.061	466.632.912	30,49%	3,09%
TOTAL - ENERGIA	1.831.848.838	1.949.990.470	6,45%	3,34%

Detalhamento dos valores da Parcela B — Custos Gerenciáveis — VPB

65. O índice utilizado para reajustar a Parcela B reflete a variação acumulada do IGP-M no período de agosto de 2008 a julho de 2009, de -0,67%, que deduzido do Fator X de - 1,22% atingiu o percentual final de 0,55%. Assim, o valor da Parcela B da CELESC-DIS apresentou uma variação de 0,55% no período, conforme demonstrado abaixo, representando um percentual de 0,14% na composição do IRT da Concessionária.

VPB	DRA Valor em R\$	DRP Valor em R\$	Variação % no Período	Participação % no IRT
	937.134.310	942.256.343	0,55%	0,14%

Gráficos

66. Os gráficos a seguir se referem:

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

Gráfico II — Participação (peso) dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB) na composição da nova Receita Anual da CELESC-DIS.

Gráfico III — Participação (peso) dos tributos, dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB) na composição da nova Receita Anual da CELESC-DIS.

Gráfico I

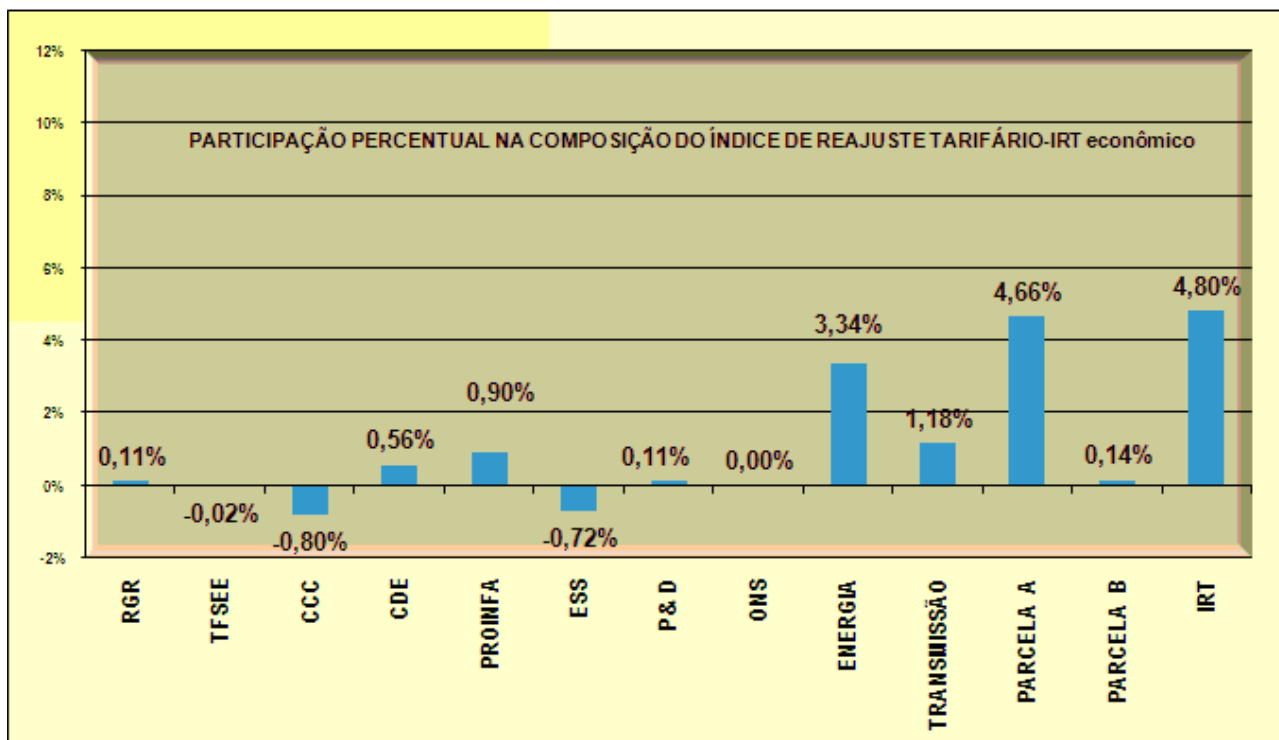


Gráfico II

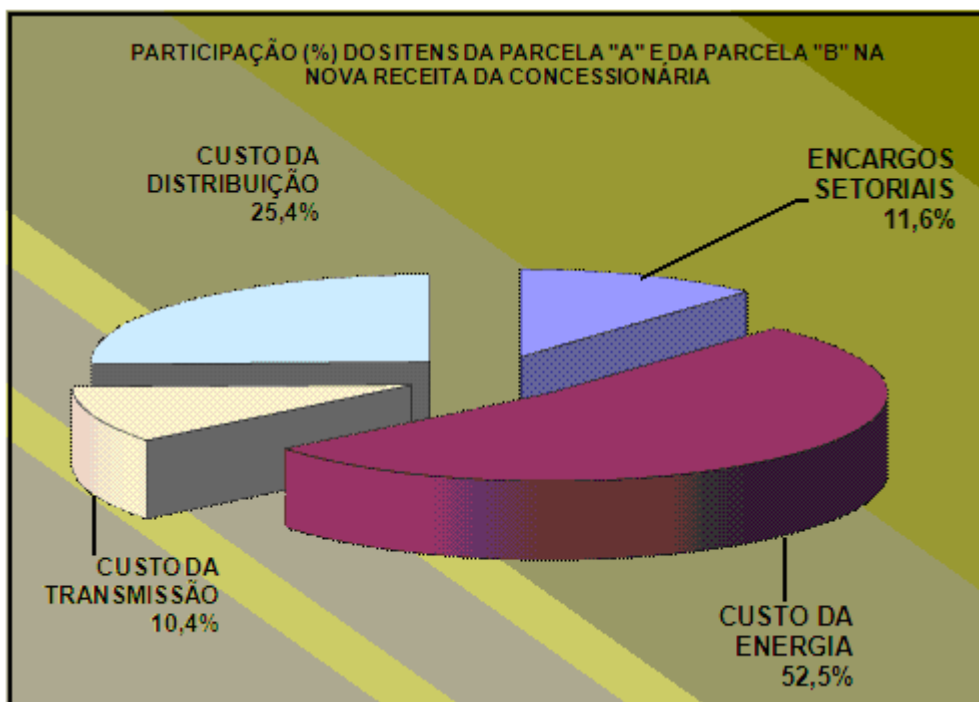
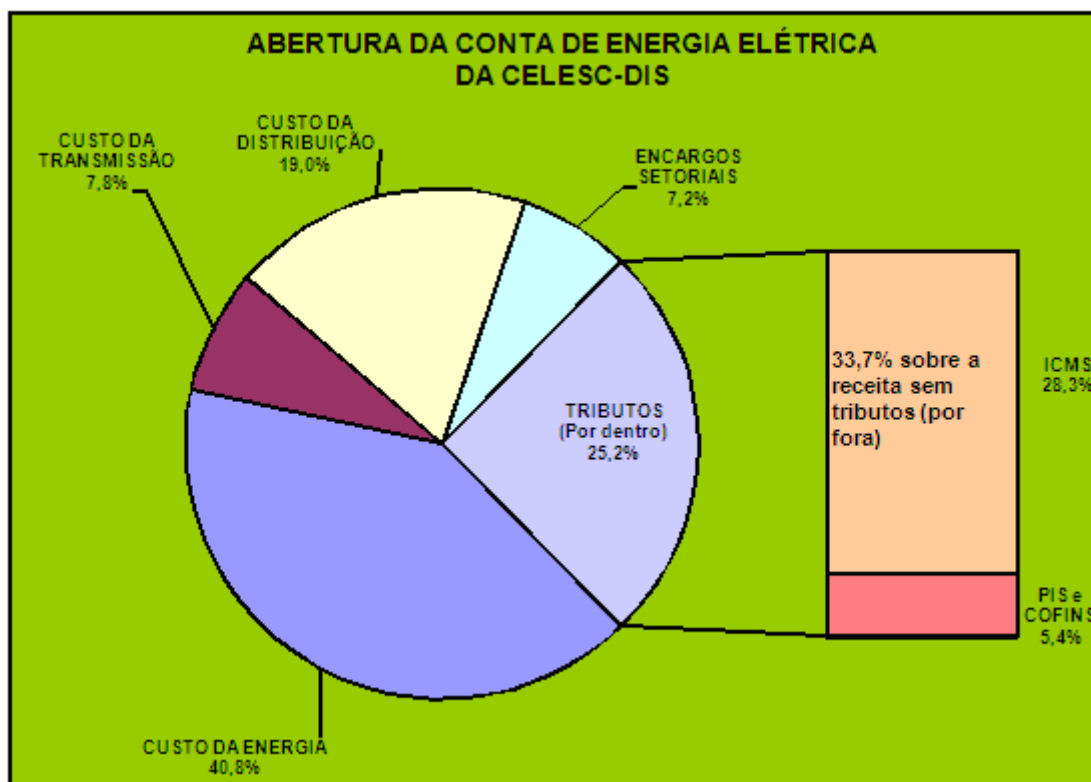


Gráfico III

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



OBS.: O gráfico III acima mostra a participação de cada segmento de custo na composição da receita da CELESC-DIS, ou seja, a proporção de quanto de cada conta de energia elétrica se destina à remuneração dos 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. 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 21,18% ICMS e de 4,03% para o PIS e a COFINS, incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo (total de 25,2% por dentro), conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de 33,7% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

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

IRT - ÍNDICE DE REAJUSTE TARIFÁRIO - CELESC-D - JUNHO de 2009								
		ITENS DA RECEITA	ANTERIOR DRA - R\$	ATUAL DRP - R\$	VARIAÇÃO (R\$)	PARTICIP NO IRT	IRT	
RA0	PARCELA A	ENCARGOS SETORIAIS	RGR	26.434.796	28.689.113	2.254.317	0,06%	RA1
			RGR - Ajuste	0	1.752.492	1.752.492	0,05%	
			CCC	137.925.326	109.762.859	(28.162.467)	-0,80%	
			TFSEE	7.779.552	7.108.826	(670.726)	-0,02%	
			CDE	140.113.187	159.801.166	19.687.978	0,56%	
			CFURH	-	-	-	0,00%	
			ESS	38.825.979	13.477.539	(25.348.440)	-0,72%	
			PROINFA	42.442.249	74.200.602	31.758.353	0,90%	
			P&D	32.270.082	36.160.386	3.890.304	0,11%	
			ONS	156.369	164.026	7.656	0,00%	
	Subtotal I		425.947.541	431.117.007	5.169.467	0,15%		
	COMPRADA ENERGIA	ENERGIA COMPRADA	1.472.717.778	1.481.357.558	8.639.781	0,24%		
		ITAIPU	359.131.061	468.632.912	109.501.851	3,09%		
	Subtotal II		1.831.848.838	1.949.990.470	118.141.632	3,34%		
ENCARGOS DE TRANSMISSÃO	TRANSPORTE ITAIPU	33.325.696	34.575.828	1.250.131	0,04%			
	REDE BÁSICA	205.870.925	241.327.948	35.457.023	1,00%			
	REDE BÁSICA FRONTEIRA	39.542.251	42.972.429	3.430.178	0,10%			
	MUST ITAIPU	28.649.496	31.575.738	2.926.243	0,08%			
	CONEXÃO	32.800.283	31.277.892	(1.522.391)	-0,04%			
	CUSD	5.562.072	5.678.770	116.698	0,00%			
Subtotal III		345.750.723	387.408.604	41.657.881	1,18%			
TOTAL		2.603.547.102	2.768.516.082	164.968.979	4,66%			
PARCELA B	GERENCIÁVEIS	REMUNERAÇÃO DO CAPITAL	937.134.310	942.256.343	5.122.033	0,14%		
		TOTAL	937.134.310	942.256.343	5.122.033	0,14%		
Delta Econômico								
RECEITA TOTAL (R\$) E IRT		3.540.681.412	3.710.772.425	170.091.013	4,80%	REAJUSTE TOTAL		
CVA			113.934.397		3,07%			
Outros Componentes Financeiros			(24.925.216)		-0,67%			
Subsídios tarifários			152.422.992		4,11%			
Observação: variação do IGP-M em 12 meses = = = >				-0,67%				

68. 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 — RA₀ e Mercado (MWh);
- Quadro III — Encargos Setoriais e de Transporte 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

69. O inciso IV do art. 15 da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, estabelece que as tarifas máximas do serviço público de energia elétrica serão fixadas em ato específico da ANEEL, que autorize a aplicação de novos valores, resultantes de revisão ou de reajuste, nas condições do respectivo contrato.

70. O inciso X do art. 4.º do Anexo I do Decreto n.º 2.335, de 6 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

71. O art. 3.º da Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9.º da Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

V. DA CONCLUSÃO

72. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão n.º 56/1999 — ANEEL/CELESC-DIS, no que consta do Processo n.º 48500.002501/2009-62 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opinamos: i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **11,31%** a ser aplicado às tarifas da **Celesc Distribuição S.A.**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **-6,96%**, sendo de **6,99%** para os consumidores conectados em alta tensão (AT) e de **6,92%** para os conectados em baixa tensão (BT); ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD; e iii) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica — TFSEE e da receita anual referente às instalações de Conexão; iv) fixar as tarifas de suprimento das empresas Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA, Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda – IENERGIA, Empresa de Força e Luz João Cesa Ltda – JOÃO CESA e Empresa Força Luz Urussanga Ltda – EFLUL a vigirem nos períodos de, respectivamente, 14 de agosto de 2009 a 13 de agosto de 2010, 07 de agosto de 2009 a 06 de agosto de 2010, 30 de março de 2010 a 29 de março de 2011 e 30 de março de 2010 a 29 de março de 2011; 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 ao Encargo de Serviço do Sistema — ESS, observados os anexos a seguir discriminados:

a) Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica

- **Anexo I** — com vigência de 7 de agosto de 2009 a 6 de agosto de 2010, considera o índice de reajuste tarifário médio de **11,31%**, que incorpora os percentuais do IRT econômico de **4,80%** e dos componentes financeiros pertinentes de **6,51%**;
- **Anexo II** — considera apenas o IRT econômico de **4,80%**, com vigência a partir de 7 de agosto de 2010, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subsequentes.

b) Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD

- **Anexo II-A** – fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD, que inclui os reflexos da CVA e demais componentes financeiros pertinentes, com vigência de 7 de agosto de 2009 a 6 de agosto de 2010.

- **Anexo II-B** — fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição — TUSD que estarão em vigor a partir de 7 de agosto de 2010, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subsequentes.

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

- **Anexo III-A** — estabelece a receita anual referente às instalações de conexão, que estará em vigor no período de 7 de agosto de 2009 a 6 de agosto de 2010.
- **Anexo III-B** — estabelece a receita anual referente às instalações de conexão da transmissora ELETROSUL e STC, com vigência a partir de 7 de agosto de 2010, devendo constituir a base de cálculo dos reajustes tarifários subsequentes.

d) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE**

- **Anexo IV** — fixa para a distribuidora CELESC-DIS o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica — TFSEE, referente ao período de agosto de 2009 a julho de 2010.

e) **Encargos de Serviço do Sistema — ESS e de Energia de Reserva — EER**

Anexo V — fixa a previsão de custo anual dos Encargos de Serviços do Sistema — ESS e de Energia de Reserva — EER.

f) **Tarifas de Suprimento**

Anexo VI — fixa o valor da tarifa de suprimento da Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA, Iguaçú Distribuidora de Energia Elétrica Ltda – IENERGIA, Empresa de Força e Luz João Cesa Ltda – JOÃO CESA e Empresa Força Luz Urussanga Ltda – EFLUL a vigirem nos períodos de, respectivamente, 14 de agosto de 2009 a 13 de agosto de 2010, 07 de agosto de 2009 a 06 de agosto de 2010, 30 de março de 2010 a 29 de março de 2011 e 30 de março de 2010 a 29 de março de 2011.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

MAURICIO LOPES TAVARES
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 CELESC — 2009

ANEXOS

QUADRO A

ANEXO II		ANEXO II	
OBSERVAÇÃO: Vigência do Reajuste: 07 / 08 / 2009		OBSERVAÇÃO: Vigência do Reajuste: 07 / 08 / 2009	
DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$		DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA - R\$	
RGR (Anual e Ajuste)	26.434.796,18	RGR (Anual e Ajuste)	26.434.796,18
CCC	137.925.326,14	CCC	137.925.326,14
TFSEE	7.779.551,95	TFSEE	7.779.551,95
CDE	140.113.187,34	CDE	140.113.187,34
CFURH	-	CFURH	-
ESS/EER	38.825.979,01	ESS/EER	38.825.979,01
PROINFA	42.442.249,05	PROINFA	42.442.249,05
P&D	32.270.081,64	P&D	32.270.081,64
ONS	156.369,36	ONS	156.369,36
ENCARGOS SETORIAIS	425.947.540,67	ENCARGOS SETORIAIS	425.947.540,67
ENERGIA COMPRADA	R\$ 1.316.467.767,67	ENERGIA COMPRADA	1.472.717.777,50
ITAIPU	R\$ 498.468.609,73	ITAIPU	359.131.060,83
ENERGIA COMPRADA TOTAL	1.814.936.377,40	ENERGIA COMPRADA TOTAL	1.831.848.838,33
TRANSPORTE ITAIPU	33.109.334,26	TRANSPORTE ITAIPU	33.325.696,18
REDE BÁSICA TOTAL	275.289.350,54	REDE BÁSICA TOTAL	274.062.671,95
CONEXÃO	32.800.282,81	CONEXÃO	32.800.282,81
CUSD	5.291.826,60	CUSD	5.562.072,36
TRANSPORTE DE ENERGIA	346.490.794,21	TRANSPORTE DE ENERGIA	345.750.723,31
Ajuste Econômico ref. Revisão 2008	(19.019.802,41)	Ajuste Econômico ref. Revisão 2008	(22.182.555,24)
RA0	3.563.203.598,78	RA0	3.562.863.967,62
RA0 TOTAL	3.544.183.796,37	RA0 total	3.540.681.412,38
VPA0-DRA	2.587.374.712,27	VPA0-DRA	2.603.547.102,31
VPB0-DRA	956.809.084,10	VPB0-DRA	937.134.310,07
DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP - R\$		DATA DO REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP - R\$	
RGR (Anual e Ajuste)	27.221.690,62	RGR (Anual e Ajuste)	30.441.604,37
CCC	109.762.858,69	CCC	109.762.858,69
TFSEE	7.896.693,46	TFSEE	7.108.826,05
CDE	159.801.165,59	CDE	159.801.165,59
CFURH	-	CFURH	-
ESS/EER	64.732.491,29	ESS/EER	13.477.538,92
PROINFA	74.200.601,00	PROINFA	74.200.601,93
P&D	38.399.955,18	P&D	36.160.385,83
ONS	158.723,91	ONS	164.025,84
ENCARGOS SETORIAIS	482.174.179,74	ENCARGOS SETORIAIS	431.117.007,22
ENERGIA COMPRADA	1.590.678.470,10	ENERGIA COMPRADA	1.481.357.558,11
ITAIPU	477.632.975,66	ITAIPU	468.632.911,80
ENERGIA COMPRADA TOTAL	2.068.311.445,76	ENERGIA COMPRADA TOTAL	1.949.990.469,91
TRANSPORTE ITAIPU	34.449.146,88	TRANSPORTE ITAIPU	34.575.827,65
REDE BÁSICA TOTAL	318.659.994,41	REDE BÁSICA TOTAL	314.927.771,47
CONEXÃO	30.179.285,58	REDE BÁSICA ONS (A2)	948.343,52
CUSD	6.051.359,08	REDE BÁSICA EXPORT. (A2)	-
TRANSPORTE DE ENERGIA	389.339.785,95	CONEXÃO	31.277.891,68
VPA1-DRP	2.939.825.411,46	CUSD	5.678.770,09
VPB1-DRP	970.366.297,03	TRANSPORTE DE ENERGIA	387.408.604,41
IRT EMPRESA	10,33%	VPA1-DRP	2.768.516.081,54
RA1 total	3.910.191.708,49	VPB1-DRP	942.256.343,44
IRT EMPRESA	10,33%	IRT ANEEL	4,80%
COMPONENTES FINANCEIROS		RA1 total	3.710.772.424,97
TOTAL (R\$)	264.989.479,54	IRT Anexo II	4,80%
FINANCEIRO TOTAL (%)	7,48%	COMPONENTES FINANCEIROS	
IRT TOTAL - EMPRESA	17,80%	TOTAL (R\$)	241.432.172,93
		FINANCEIRO TOTAL (%)	6,51%
		IRT Anexo I	11,31%

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

QUADRO B

TIPO	COMPONENTES FINANCEIROS	R\$	% s/ RA1	TOTAIS POR TIPO
ENERGIA	Repasse da sobrecontratação de energia REN n.º 255/2007	12.629.879,37	0,340%	
ENERGIA	Exposição CCEAR entre Submercados	(2.309.159,85)	-0,062%	
ENERGIA	Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,000%	
ENERGIA	Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TE)		0,000%	
ENERGIA	Saldo a compensar da RTE		0,000%	
ENERGIA	CVAec - Energia Comprada	37.881.424,35	1,021%	
				48.202.143,87
TRANS IT	CVAti - Transporte Itaipu	68.143,24	0,002%	68.143,24
ESS	CVAess - Encargo de Serviço do Sistema	13.931.068,30	0,375%	13.931.068,30
RB	CVArb (NODAL)	11.010.637,28	0,297%	11.010.637,28
RB/CI	CVArb (SELO)	-	0,000%	-
CFURH	CVAcf - Compensação Financeira	-	0,000%	-
CCC	CVAccc	22.387.837,33	0,603%	22.387.837,33
CDE	CVAcde	10.343.586,69	0,279%	10.343.586,69
PROINFA	CVAProinfa	20.310.351,48	0,547%	20.310.351,48
FR	Parcela de Ajuste RB Fronteira	(3.007.414,71)	-0,081%	(3.007.414,71)
CUSD	Ajuste Financeiro ref. concatenação Suprimento (componente TUSD)	(425.409,07)	-0,011%	
CUSD	Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	(337.766,65)	-0,009%	(763.175,73)
CONEXÃO	Parcela de Ajuste de Conexão	42.148,35	0,001%	
CONEXÃO	Passivo Financeiro Complementar de Conexão	1.721.088,08	0,046%	
CONEXÃO	Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela A	(487.950,34)	-0,013%	
				1.275.286,08
FIO B	Déficit - Programa Luz Para Todos	1.650.203,02	0,044%	
FIO B	Consumidor A1 - Ativos de Conexão já considerados na Parcela B		0,000%	
FIO B	Financeiro de Parcela B - TUSDg A2	(808.347,31)	-0,022%	
FIO B	Parcela Restante do Delta PB		0,000%	
FIO B	REVERSÃO Consultoria para Reavaliação de Ativos - Res. 493/2002	(516.518,41)	-0,014%	
FIO B	REVERSÃO Consultoria Campanha de Medidas - Res. 166/2005	(183.891,26)	-0,005%	
				143.446,04
S	Subsidio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006	413.698,71	0,011%	
S	Previsão Subsidio - Irrigação e Aquicultura - Res 207/2006	415.775,15	0,011%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsidio - Irrigação e Aquicultura	(192.627,66)	-0,005%	
S	Subsidio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	13.982.032,91	0,377%	
S	Previsão Subsidio - Consumidor Livre Fonte Incentivada TUSD - Res 77/2004	14.110.116,35	0,380%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsidio Fonte Incentivada (Cons Livre)	(11.099.620,26)	-0,299%	
S	Subsidio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	1.168.120,06	0,031%	
S	Previsão Subsidio - Geração Fonte Incentivada TUSD G - Res 77/2004	1.997.679,89	0,054%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsidio Fonte Incentivada (Geração)	(807.253,74)	-0,022%	
S	Subsidio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005		0,000%	
S	Previsão Subsidio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE - Res. 166/2005		0,000%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsidio TUSDccc, cde, proinfa - APE/PIE		0,000%	
S	Subsidio - Baixa Renda	5.922.537,01	0,160%	
S	Previsão Subsidio - Baixa Renda	5.945.008,69	0,160%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsidio Baixa Renda	(2.761.690,95)	-0,074%	
S	Subsidio - Cooperativa	101.011.226,79	2,722%	
S	Previsão Subsidio Cooperativa	101.969.973,74	2,748%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsidio Cooperativa	(96.669.121,26)	-2,605%	
S	Subsidio TUSD Fio "B" dado à Suprida - Res 243/2006	19.970.308,89	0,538%	
S	Previsão Subsidio TUSD Fio "B" dado à Suprida - Res 243/2006	-	0,000%	
S	REVERSÃO ano anterior Previsão Subsidio TUSD Fio "B" dado à Suprida	-	0,000%	
S	Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD/TE)	(2.953.172,02)	-0,080%	
S			0,000%	
				152.422.992,30
OUTROS	Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão ano anterior	(32.762.635,94)	-0,883%	
OUTROS	Financeiro de sobre-receita - TUSDg A2 (UTE Jorge Lacerda)	(131.441,31)	-0,004%	
OUTROS	Financeiro de sobre-receita - A2 não informada GTF (UTE LAGES BIOENERGÉTICA)	-	0,000%	
OUTROS	Reclassificação Baixa Renda - Despacho NEGATIVO - Res 514/02 e 89/05		0,000%	
OUTROS	Saldo a Compensar CVA ano anterior	(1.998.652,00)	-0,054%	
OUTROS	Saldo a Compensar Financeiros ano anterior		0,000%	
				(34.892.729,25)
	TOTAL DOS COMPONENTES FINANCEIROS	241.432.172,93	6,506%	241.432.172,93

QUADRO C

CVA EM PROCESSAMENTO			% s/ RA1	CVA TOTAL	
CVA_{CCC}	% s/ RA1	CVA	recálculo CVA_{ccc} anterior	CVA_{CCC}	% s/ RA1
22.387.837,33	0,60%		0,00%	22.387.837,33	0,60%
CVA_{CDE}		CVA	recálculo CVA_{cde} anterior	CVA_{CDE}	
10.343.586,69	0,28%		0,00%	10.343.586,69	0,28%
CVA_{ENERGIA COMPRADA}		CVA	recálculo CVA_{energia} anterior	CVA_{ENERGIA COMPRADA}	
83.421.707,62	2,25%	(45.540.283,27)	-1,23%	37.881.424,35	1,02%
CVA_{TRANSPORTE ITAIPU}		CVA	recálculo CVA_{tr.itaipu} anterior	CVA_{TRANSPORTE ITAIPU}	
68.143,24	0,00%		0,00%	68.143,24	0,00%
CVA_{CFURH}		CVA	recálculo CVA_{cfurh} anterior	CVA_{CFURH}	
	0,00%		0,00%	-	0,00%
CVA_{RB SELO}		CVA	recálculo CVA_{rb selo} anterior	CVA_{RB SELO}	
	0,00%		0,00%	-	0,00%
CVA_{RB NODAL}		CVA	recálculo CVA_{rb nodal} anterior	CVA_{RB NODAL}	
11.010.637,28	0,30%		0,00%	11.010.637,28	0,30%
CVA_{ENCARGOS SERV SISTEMA}		CVA	recálculo CVA_{ess} anterior	CVA_{ENCARGOS SERV SISTEMA}	
13.931.068,30	0,38%		0,00%	13.931.068,30	0,38%
CVA_{PROINFA}		CVA	recálculo CVA_{proinfa} anterior	CVA_{PROINFA}	
20.310.351,48	0,55%		0,00%	20.310.351,48	0,55%
CVA_{TOTAL DAS CVA's}		CVA_{TOTAL RECÁLCULO CVA's}		CVA_{TOTAL DAS CVA's}	
161.473.331,94	4,351%	(45.540.283,27)	-1,227%	115.933.048,67	3,124%

QUADRO I

Celesc Distribuição S.A.					
I.V.I - ANEEL			I.V.I - EMPRESA		
Mês/Ano	IGP-M - %	% Acumulado	Mês/Ano	IGP-M - %	% Acumulado
ago/08	-0,32%	-0,32%	ago/08	-0,32%	-0,32%
set/08	0,11%	-0,22%	set/08	0,11%	-0,22%
out/08	0,98%	0,76%	out/08	0,98%	0,76%
nov/08	0,38%	1,14%	nov/08	0,38%	1,14%
dez/08	-0,13%	1,01%	dez/08	-0,13%	1,01%
jan/09	-0,44%	0,57%	jan/09	-0,44%	0,57%
fev/09	0,26%	0,84%	fev/09	0,26%	0,84%
mar/09	-0,74%	0,09%	mar/09	-0,74%	0,09%
abr/09	-0,15%	-0,07%	abr/09	-0,15%	-0,07%
mai/09	-0,07%	-0,14%	mai/09	-0,07%	-0,14%
jun/09	-0,10%	-0,24%	jun/09	0,44%	0,30%
jul/09	-0,43%	-0,67%	jul/09	0,44%	0,74%
	Fator X	-1,22%		Fator X	-0,68%
	IGP-M - (Fator X)	0,55%		IGP-M - (Fator X)	1,42%

QUADRO II

Celesc Distribuição S.A.				
FORNECIMENTO	ENERGIA			
	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
A1 Azul				-
A2 Azul	521.611	74.195.465,07	13.466.392,19	87.661.857,26
A3 Azul	410.051	57.824.462,11	11.997.209,84	69.821.671,95
A3 Convencional	284.364	42.797.563,69	7.781.501,63	50.579.065,32
A3a Azul	45.556	6.484.789,52	1.940.286,64	8.425.076,16
A3a Verde	10.065	1.538.256,30	170.212,56	1.708.468,86
A3a Convencional	43.172	6.489.533,17	1.505.134,47	7.994.667,64
A4 Azul	1.141.183	161.247.522,19	66.890.385,25	228.137.907,44
A4 Convencional	1.371.976	207.182.045,01	103.516.600,49	310.698.645,50
A4 Verde	4.084.642	709.515.548,96	107.656.323,06	817.171.872,02
AS Azul	0	0	-	-
AS Convencional	0	-	-	-
AS Verde	0	-	-	-
BT	7.213.264	1.744.199.915,27	-	1.744.199.915,27
CATIVOS	15.125.884	3.011.475.101,29	314.924.046,13	3.326.399.147,42
TUSD Consumidores Livres	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A1	133.606	2.563.645,29	1.476.356,43	4.040.001,72
Uso Carga - A2	1.029.975	19.763.263,30	35.889.789,41	55.653.052,71
Uso Carga - A3	918.438	17.623.080,18	42.910.200,04	60.533.280,22
Uso Carga - A3a	0	-	-	-
Uso Carga - A4	301.228	5.779.992,98	21.955.122,86	27.735.115,84
BT	0	-	-	-
Uso Carga - Cons. Livres	2.383.247,00	45.729.981,75	102.231.468,74	147.961.450,49
TUSD Distribuição	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A1	0	-	-	-
Uso Carga - A2	0	-	-	-
Uso Carga - A3	0	-	-	-
Uso Carga - A3a	0	-	-	-
Uso Carga - A4	428.540	-	30.348.557,10	30.348.557,10
Uso Carga - AS	0	-	-	-
Uso Carga - Distribuição	428.540,00	0	30.348.557,10	30.348.557,10
TUSD Geração	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
Uso Carga - A1	-	-	-	-
Uso Carga - A2	0	-	4.897.537,46	4.897.537,46
Uso Carga - A3	0	-	2.357.034,24	2.357.034,24
Uso Carga - A3a	0	-	528.955,20	528.955,20
Uso Carga - A4	0	-	1.682.881,95	1.682.881,95
Uso Carga - Geração	0	0	9.466.408,85	9.466.408,85
SUPRIMENTO	MWh	Energia - R\$	Demanda - R\$	Total - R\$
A1	0	-	-	-
A2	0	-	-	-
A3	0	-	-	-
A3a	0	-	-	-
A4	428.211	48.688.403,76	-	48.688.403,76
Suprimento	428.211,00	48.688.403,76	-	48.688.403,76
TOTAL MWh	18.365.882	3.105.893.486,80	456.970.480,82	3.562.863.967,62
Total MWh sem Suprimento	17.937.671	0,97668	Total RAo	3.562.863.967,62
ENERGIA	MWh			
TOTAL	18365882			
Uso Carga - A1	133.606			
Uso Carga - A2	1.029.975			
Uso Carga - A3	918.438			
Uso Carga - A3a	0			
Uso Carga - A4	729.768			
Uso Carga - AS	0			
Total USO CARGA	2.811.787,00			
Total CATIVO + SUPRIMENTO	15.554.095,00			
Totais do Nível	MWh			
A1 conectado Rede Basica	0			
A1 demais	133.606			
A2	1.551.586			
A3	1.328.489			
A3a	98.793			
A4	7.755.780			
AS	0			
BT	7.213.264			
TOTAL	18.081.518,00			

QUADRO III

ENCARGOS SETORIAIS			
ANEEL - ENCARGOS SETORIAIS	Em DRA	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	RGR	Memorando n.º 1.111/2008-SFF/ANEEL	26.434.796,18
	RGR - Ajuste		0,00
	CCC	Resolução Homologatória n.º 616 de 26/02	137.925.326,14
	TFSEE	Nota Técnica SRE 213/2008	7.779.551,95
	CDE	Resolução Normativa n.º 291/2007	140.113.187,34
	CFURH		
	ESS/EER	Resolução Homologatória n.º 573/2007	38.825.979,01
	PROINFA	Resolução Homologatoria n.º 567/2007	42.442.249,05
	P&D	Resolução Normativa 233/2006	32.270.081,64
	ONS	Nota Técnica SFF n.º262/2008, de 20/06/2008	156.369,36
	TOTAL - DRA		425.947.540,67
	Em DRP	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	RGR	Memorando n.º 1.118/2009-SFF/ANEEL	28.689.112,70
RGR - Ajuste	Memorando n.º 1.118/2009-SFF/ANEEL	1.752.491,67	
CCC	REH n.º 792, de 31 de Março de 2009	109.762.858,69	
TFSEE	Apuração SRE-ANEEL	7.108.826,05	
CDE	REH n.º 754, de 16 de dezembro de 2008	159.801.165,59	
CFURH			
ESS/EER	Quota Anual projetada pela S.R.E-ANEEL	13.477.538,92	
PROINFA	REH n.º 772, de 27 de janeiro de 2009	74.200.601,93	
P&D	Res.Normat. n.º 316, de 13/05/2008	36.160.385,83	
ONS	Res Aut. N.º 1.982/2009	164.025,84	
TOTAL - DRP		431.117.007,22	
ANEEL - ENCARGOS - TRANSPORTE DE ENERGIA	Em DRA	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	TRANSPORTE ITAIPU	Resolução Homol. n.º 671/2008	33.325.696,18
	REDE BÁSICA NODAL	Memorando SRT n.º205/2008	205.870.925,00
	REDE BÁSICA FRONTEIRA	Memorando SRT n.º205/2008	39.542.251,00
	REDE BÁSICA ONS (A2)		
	REDE BÁSICA EXPORT. (A2)		
	MUST ITAIPU	Memorando SRT n.º205/2008	28.649.495,95
	CONEXÃO	Memorando SRT n.º205/2008	32.800.282,81
	CUSD	Res.Hom. n.º 663, de 23/06/2008	5.562.072,36
	TOTAL - DRA		345.750.723,31
	Em DRP	Dispositivo Legal	VALOR - R\$
	TRANSPORTE ITAIPU		34.575.827,65
	REDE BÁSICA NODAL		240.379.604,00
	REDE BÁSICA FRONTEIRA		42.972.429,00
REDE BÁSICA ONS (A2)		948.343,52	
REDE BÁSICA EXPORT. (A2)			
MUST ITAIPU		31.575.738,47	
CONEXÃO		31.277.891,68	
CUSD	Res.Hom. n.º 839/2009	5.678.770,09	
TOTAL - DRP		387.408.604,41	

QUADRO IV

REDE BÁSICA

Pontos de Conexão	REDE BÁSICA		Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
	Total - MW	DRA	DRP	DRA	DRP	
		Res. Hom. n.º 671, de 24/06/2008	Res. Hom. n.º 844, de 29/06/2009			
BIGUAÇU---138	1.202,0	5.355,00	6.124,00	6.436.710,00	7.361.048,00	
GBLUMENAU---138	6.052,0	5.397,00	6.175,00	32.662.644,00	37.371.100,00	
C. NOVOS---138	2.830,0	4.580,00	5.340,00	12.961.400,00	15.112.200,00	
GCANOINHA---138	1.824,0	5.744,00	6.512,00	10.477.056,00	11.877.888,00	
FORQUILHINHA --- 69	-	-	6.196,00	-	-	
FLORILHA/DESTERRO---138	658,0	5.447,00	6.256,00	3.584.126,00	4.116.448,00	
GITAJAÍ-2---138	3.762,0	5.507,00	6.317,00	20.717.334,00	23.764.554,00	
IJLACERDA---069	1.269,0	4.985,00	5.689,00	6.325.965,00	7.219.341,00	
GJLACERDA---138	1.476,0	5.034,00	5.762,00	7.430.184,00	8.504.712,00	
JOINVILLE NORTE---138	640,0	-	6.429,00	-	4.114.560,00	
IJOINVILL---069	1.034,0	5.702,00	6.459,00	5.895.868,00	6.678.606,00	
GJOINVILL---138	3.858,0	5.683,00	6.439,00	21.925.014,00	24.841.662,00	
JOINVILL---230	281,0	5.737,00	6.498,00	1.612.097,00	1.825.938,00	
LAGES---138	2.270,0	4.900,00	5.697,00	11.123.000,00	12.932.190,00	
GPALHOÇA---138	2.544,0	5.361,00	6.161,00	13.638.384,00	15.673.584,00	
RIO DO SUL---138	1.985,0	5.300,00	6.085,00	10.520.500,00	12.078.725,00	
ISIDEROPO---069	3.135,0	5.526,00	6.056,00	17.324.010,00	18.985.560,00	
VIDEIRA-2---138	785,0	4.673,00	5.600,00	3.668.305,00	4.396.000,00	
IXANXERÉ---069	360,0	4.723,00	5.677,00	1.700.280,00	2.043.720,00	
GXANXERÉ---138	3.784,0	4.722,00	5.677,00	17.868.048,00	21.481.768,00	
Total	39.749,0	5.179,27	6.047,44	205.870.925,00	240.379.604,00	
		Tarifa Média - R\$ / MW				

Pontos de Conexão	RB FRONTEIRA Total - MW	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
		DRA	DRP	DRA	DRP
		Res. Hom. nº 497, de 26/06/2007	Res. Hom. nº 844, de 29/06/2009		
BIGUAÇU—138	1.202,0	1.468,00	1.830,00	1.764.536,00	2.199.660,00
GBLUMENAU—138	6.052,0	430,00	431,00	2.602.360,00	2.608.412,00
C. NOVOS—138	2.830,0	1.283,00	1.633,00	3.630.890,00	4.621.390,00
GCAÑOINHA—138	1.824,0	791,00	913,00	1.442.784,00	1.665.312,00
FORQUILHINHA — 69	-	-	1.175,00	-	-
FLORILHA/DESTERRO—138	658,0	1.937,00	1.870,00	1.274.546,00	1.230.460,00
GITAJAÍ-2—138	3.762,0	1.796,00	1.733,00	6.756.552,00	6.519.546,00
IJLACERDA—069	1.269,0	1.410,00	1.474,00	1.789.290,00	1.870.506,00
GJLACERDA—138	1.476,0	707,00	762,00	1.043.532,00	1.124.712,00
JOINVILLE NORTE—138	640,0	-	1.486,00	-	951.040,00
IJOINVILL—069	1.034,0	495,00	568,00	511.830,00	587.312,00
GJOINVILL—138	3.858,0	490,00	699,00	1.890.420,00	2.696.742,00
JOINVILL—230	281,0	-	-	-	-
LAGES—138	2.270,0	1.360,00	1.045,00	3.087.200,00	2.372.150,00
GPALHOÇA—138	2.544,0	1.380,00	1.738,00	3.510.720,00	4.421.472,00
RIO DO SUL—138	1.985,0	1.436,00	1.337,00	2.850.460,00	2.653.945,00
ISIDEROPO—069	3.135,0	929,00	988,00	2.912.415,00	3.097.380,00
VIDEIRA-2—138	785,0	1.324,00	1.030,00	1.039.340,00	808.550,00
IXANXERÊ—069	360,0	829,00	1.330,00	298.440,00	478.800,00
GXANXERÊ—138	3.784,0	829,00	810,00	3.136.936,00	3.065.040,00
Total	39.749,0	994,80	1.081,09	39.542.251,00	42.972.429,00
		Tarifa Média - R\$ / MW			

QUADRO V

Pontos de Conexão	MUST ITAIPU Total - MW	Tarifas - R\$ / MW		Despesa - R\$	
		DRA	DRP	DRA	DRP
		Res. Hom. n.º 671, de 24/06/2008	Res. Hom. n.º 844, de 29/06/2009		
IBIÚNA	5.233,7	2.898,00	3.194,00	15.167.380,21	16.716.567,42
IVAIPORÃ	4.652,2	2.898,00	3.194,00	13.482.115,74	14.859.171,04
	9.886,0	2.898,00	3.194,00	28.649.495,95	31.575.738,47
Quota-parte CELESC		Tarifa Média - R\$ / MW			

QUADRO VI

TARIFA MÉDIA DA ENERGIA COMPRADA (REVISÃO 2008)			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	R\$	Tarifa média 2008
Lages Bioenergética	192.720	36.641.790,99	190,13
CENAEEL	8.059	1.750.701,78	217,23
Hidroelétrica Roncador	6.237	587.077,95	94,13
Santa Maria (contrato não aprova	36.004	2.604.901,57	72,35
Usina Bom Jardim (EOL)	701	145.199,66	207,19
Heidrich (PCH) - acaba em 2007	0	-	-
Copel Leilão (001/2002)	183.597	23.270.323,87	126,75
Copel Geração	1.310.940	181.161.996,78	138,19
Tractebel	1.943.344	260.397.972,69	133,99
Produto 2009-H30 - 2º	1.423.958	199.725.545,96	140,26
Produto 2009-T15 - 2º	892.051	112.532.209,68	126,15
Produto 2008-H30	123.843	14.880.283,79	120,15
Produto 2008-T15	967.987	120.495.066,95	124,48
Produto 2009-H30	20.529	2.635.710,18	128,39
Produto 2009-T15	261.956	29.014.277,02	110,76
Produto 2009-8	3.267.708	351.606.124,56	107,60
Produto 2006-3	193.375	13.800.606,59	71,37
MCSD - Produto 2005-2012	379	25.174,52	66,51
MCSD - Produto 2006-2013	1.396	108.694,97	77,86
MCSD - Produto 2007-2014 - 1º L	198	17.282,34	87,26
Produto 2005-8	0	-	-
Produto 2006-8	711.313	56.869.625,04	79,95
Produto 2007-8	0	-	-
Produto 2008-8	1.422.602	136.758.726,45	96,13
ITAIPU	4.729.620	361.798.624,26	76,50
PROINFA	259.213	-	-
TOTAL	17.957.731	1.906.827.917,57	106,18

PREÇO MÉDIO PONDERADO - ENERGIA COMPRADA APÓS LEI 10.848/2004			
Empresa Vendedora	Energia - MWh	Preço - R\$/MWh	R\$
CCEAR 2005 - 8 anos	-1	71,40	(78,43)
CCEAR 2006 - 8 anos	683.369	83,59	57.125.065,20
CCEAR 2007 - 8 anos	-2	93,69	(210,45)
CCEAR 2007-8 anos (A-1)	0	119,29	-
CCEAR 2008 - 8 anos	1.364.614	100,52	137.168.540,53
CCEAR 2009 - 8 anos	5.496.824	112,51	618.440.736,39
MCSD - 2005 - 8 anos	379	70,81	26.803,98
MCSD - 2006 - 8 anos	1.396	82,90	115.730,44
MCSD - 2007 - 8 anos	198	92,91	18.400,97
MCSD 2007 - 8 anos (A-1)	0	-	-
MCSD 2008 - 8 anos	0	-	-
MCSD 2009 - 8 anos	0	-	-
1º Leilão 2008-H30	122.508	125,64	15.391.391,40
1º Leilão 2008-T15	972.294	110,64	107.574.584,00
1º Leilão 2009-H30	35.336	134,25	4.743.726,89
1º Leilão 2009-T15	452.931	109,88	49.768.096,41
1º Leilão 2010-H30	185.062	135,14	25.009.047,70
1º Leilão 2010-T15	175.895	128,11	22.533.908,45
2º Leilão 2009-H30	2.452.027	146,66	359.612.506,39
2º Leilão 2009-T15	1.264.561	114,68	145.019.801,35
4º Leilão 2010-T15	66.201	101,71	6.733.269,81
1º Leilão F.Altern. 2010-H30	11.377	151,04	1.718.410,04
1º Leilão F.Altern. 2010-OF15	150.308	181,85	27.333.509,80
Ajuste Repasse VR			R\$ 21.264.901,21
subtotal	13.435.276		
EXPOSIÇÃO	0	49,32	-
TOTAL	13.435.276	Preço Médio	1.599.598.142,09
		119,06	

QUADRO VII

CELESC -D- DRA (Data de Referência Anterior)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2008	DRA - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS	12.222.736		
LAGES BIOENERGIA	192.720		
COPEL G	1.310.940		
TRACTBEL G	1.706.637		
LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	5.526.432		
LEILÃO DE ENERGIA NOVA	3.486.008		
2) EXPOSIÇÃO	0		
3) ITAIPU	4.694.748		
4) PROINFA	334.124		
5) GERAÇÃO PRÓPRIA	0		
TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRA	17.251.609	106,18	1.831.848.838,33

CELESC -D - DRP (Data do Reajuste em Processamento)			
Empresas Vendedoras	MWh	R\$/MWh - 2009	DRP - R\$
1) CONTRATOS BILATERAIS	241.525		42.046.945,03
LAGES BIOENERGIA	194.477	189,32	36.817.796,25
SANTA MARIA	27.245	72,35	1.971.182,73
CENAEEL	10.411	217,23	2.261.683,73
RONCADOR	8.400	94,13	790.662,16
BOM JARDIM	992	207,19	205.620,16
2) ITAIPU	4.685.691	100,01	468.632.911,80
3) PROINFA	486.803	0,00	-
4) GERAÇÃO PRÓPRIA	0	0,00	-
SUBTOTAL	5.414.020		510.679.856,84
COMPLEMENTO LEILÕES	12.088.995	119,06	1.439.310.613,07
EXPOSIÇÃO	0	119,06	-
TOTAL ENERGIA REQUERIDA - DRP	17.503.015	111,41	1.949.990.469,91
ITAIPU	4.685.691	100,01	468.632.911,80
Transporte ITAIPU			34.575.827,65
MUST ITAIPU (Rede Básica Ger.)			31.575.738,47
CUSTO FINAL ENERGIA ITAIPU	4.685.691	114,13	534.784.477,92
CUSTO TOTAL ENERGIA COMPRADA	17.503.015	115,19	2.016.142.036,02

QUADRO VIII

Celesc Distribuição S.A.		
BALANÇO ENERGÉTICO PARA DEFINIÇÃO DE SOBRAS/GLOSAS FÍSICAS NO IRT		TOTAL - MWh
(1)	Geração Própria - MWh	0
	Energia PROINFA - MWh	334.124
(2)	Compras - ITAIPU - MWh	4.694.748
	Energia ITAIPU	4.694.748
(3)	Compras - Contratos Bilaterais - MWh	12.616.581
	LAGES BIOENERGIA	192.720
	COPEL G	1.310.940
	TRACTBEL G	1.706.637
	COPEL GET G	183.597
	SANTA MARIA	17.245
	CENAEEL	10.411
	RONCADOR	8.400
	BOM JARDIM	992
	LEILÃO DE ENERGIA EXISTENTE	5.632.637
	LEILÃO DE ENERGIA NOVA	3.553.001
	LEILÃO DE FONTES ALTERNATIVAS	0
4) = (1)+(2)+(3)	LEILÃO DE AJUSTE	0
(5)	EXPOSIÇÃO	0
(6)	Energia Disponível - MWh (CONTRATOS)	17.645.453
(7) = (5)+(6)	Fornecimento Cativo - MWh	15.125.884
(8)	Suprimento - MWh	428.211
(9) = (7)*(8)	Energia VENDIDA - MWh (MERCADO de VENDA)	15.554.095
(10) = (7)+(9)	PERDA REGULATÓRIA (% s/ Energia VENDIDA)	12,33%
(12) = (4)-(11)	PERDA REGULATÓRIA TOTAL - MWh	1.918.159
Energia REQUERIDA "DRA" - MWh		17.472.254
SOBRAS + GLOSAS		173.199