

Em 29 de julho de 2011.

Processo: 48500.001966/2011-11

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

I. DO OBJETIVO

Esta Nota Técnica tem por objetivo apresentar os detalhes do Reajuste Tarifário Anual de 2011 da **CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.**, com a utilização da fórmula de cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT, de acordo com o que estabelece a Cláusula Sétima do seu Contrato de Concessão nº 046/1999.

II. DOS FATOS

2. A CELESC, sediada na cidade de Florianópolis (SC), atende atualmente **2.380.413** unidades consumidoras (mercado cativo), cujo consumo de energia elétrica representa uma receita anual (sem tributos) de **R\$ 4.338.044.176,26**.

Tabela 1: Consumo e clientes da CELESC

Classe de consumo	Nº de Unidades Consumidoras	Consumo de Energia	Participação no Consumo
Residencial	1.856.098	337.630,43	28,6%
Industrial	83.172	418.800,96	35,5%
Comercial, Serviços e Outras	190.881	241.010,51	20,4%
Rural	228.604	85.888,90	7,3%
Poder Público	18.443	29.712,21	2,5%
Iluminação Pública	437	41.893,41	3,6%
Serviço Público	2.196	23.502,86	2,0%
Consumo Próprio	372	956,64	0,1%
Rural Aquicultor	7	9,10	0,0%
Rural Irrigante	203	196	0,0%
Total	2.380.413	1.179.601	100%

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

II.1. Aspectos Contratuais

3. Em 22 de julho de 1999, foi firmado o Contrato de Concessão nº 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 esta é titular. O mencionado contrato estabelece, na Terceira Subcláusula da Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica, conforme a Sexta Subcláusula da Cláusula Sétima.

4. Em 11 de julho de 2005, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 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 nº 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública 045/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

5. Em 16 de março de 2010, foi assinado Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 056/1999, dando nova redação a Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, alterando a forma de cálculo dos reajustes tarifários anuais visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da Parcela A.

II.2. Reajuste Tarifário Anual de 2010

6. O Reajuste Tarifário Anual da CELESC, calculado pela Superintendência de Regulação Econômica – SRE, para aplicação em 07 de agosto de 2010, resultou no percentual total de **16,75%**, sendo **9,25%** relativos ao cálculo econômico e **7,50%** referente aos componentes financeiros complementares, conforme Resolução Homologatória nº 1037, de 03/08/2011.

III. DA ANÁLISE

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

7. Por meio da Carta s/n de 07 de julho de 2011, a CELESC encaminhou à ANEEL solicitação de Reajuste Tarifário Anual médio de **12,78%**, a ser aplicado às suas tarifas de fornecimento de energia elétrica a partir de 07 de agosto de 2011, sendo **5,86%** relativo ao cálculo econômico e **6,92%** referente aos componentes financeiros.

III.2. Precedentes

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

III.3. Período de Referência

9. O período de referência para o reajuste da CELESC é de agosto de 2010 a julho de 2011.

III.4. Fator X

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

10. Foi submetido à deliberação da Diretoria da ANEEL o **resultado definitivo** da Revisão Tarifária Periódica de 2008 da CELESC, apresentando o percentual de **0,50%** para o componente Xe do “Fator X”.

11. O componente Xa do “Fator X” é recalculado em cada reajuste tarifário anual na forma do Anexo VI da Resolução Normativa n°. 234, de 31 de outubro de 2006, sendo considerado para o atual reajuste o valor de **0,47%**, resultando, para a CELESC, um Fator X de **1,01%**, como pode ser verificado na tabela a seguir.

Tabela 2: Fator X da CELESC

Componentes	Cálculo	Valor
IGP-M	g	8,36%
IPCA	c	6,92%
Xe	e	0,50%
Xa	a	0,47%
Fator X	$e*(1+g-a)+a$	1,01%

III.5. Cálculo do Reajuste Tarifário Anual de 2011

12. O Reajuste Tarifário Anual da CELESC, calculado pela SRE, para aplicação em 07 de agosto de 2011, resultou no percentual total de **7,97%**, sendo **1,58%** relativo ao cálculo econômico e **6,39%** referente aos componentes financeiros pertinentes.

13. Destaca-se que foi incluído no cálculo tarifário o valor do recálculo da CVA de energia do IRT de 2009 da distribuidora, conforme determinado pelo Diretor Relator.

14. O índice médio final do reajuste, de **7,97%**, foi calculado considerando-se o IGP-M acumulado para o período de referência e o Fator X conforme constam na tabela do item III.4, resultando um percentual de **7,35%** a ser aplicado para atualizar a Parcela B da receita da concessionária. O índice compreende também a atualização de custos relativos à compra de energia, aos encargos setoriais e ao transporte de energia.

III.5.1. Receita Anual

15. No cálculo da Receita Anual – RA0 da CELESC, na Data de Referência Anterior – DRA do período de referência, foi considerado o valor de **R\$ 4.338.044.176,26**, obtido do banco de dados Gerenciador de Tarifas de Fornecimento – GTF enviado pela concessionária.

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

Tabela 3: Mercado GTF

MERCADO	MWh	R(\$)
Fornecimento	15.523.761,00	3.941.949.038,38
A2 (88 a 138 kV)	426.396,00	86.212.977,30
A3 (69 kV)	487.220,00	101.280.875,43
A3a (30 kV a 44 kV)	113.328,00	24.746.976,29
A4 (2,3 kV a 25 kV)	6.653.200,00	1.548.593.221,37
BT (menor que 2,3 kV)	7.843.617,00	2.181.114.987,99
Suprimento	481.084,00	99.943.265,10
Consumidores Livres	3.600.396,00	276.661.040,93
Consumidor Distribuição	11.961,00	916.539,12
Consumidor Gerador	-	18.574.292,73
TOTAL	19.617.202,00	4.338.044.176,26

III.5.2. Encargos

16. Os Encargos Setoriais, RGR, CCC, CDE, CFURH, TFSEE, ONS, PROINFA e ESS são definidos em Leis, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL, e não representam receita para a concessionária.

17. A **Reserva Global de Reversão – RGR**, criada pelo Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, tem a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica. As quotas anuais da RGR, conforme estabelece a Resolução nº 23/2009, são definidas com base em 2,5% do investimento “pro rata tempore”, observado o limite de 3,0% das receitas de cada concessionária, constantes das contas “Fornecimento”, “Suprimento”, “Receita de Uso da Rede Elétrica” e “Serviço Taxado” constantes na “Receita Líquida” de acordo com o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia.

18. A **Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC**, criada pelo Decreto n.º 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem como finalidade o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para geração de energia termoeletrica nos sistemas isolados, estes custos são rateados por todo o país em função do mercado de cada distribuidora. Os valores da CCC são fixados com base no Plano Anual de Combustíveis – PAC, elaborado pela ELETROBRÁS. Essas previsões são feitas com base nas condições previstas de hidraulicidade, na taxa esperada de crescimento do consumo para o ano corrente e nos preços dos combustíveis vigentes aplicados sobre a necessidade de geração térmica.

19. A **Tarifa de Energia Hidráulica Equivalente – TEH** tem como base legal a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que estendeu o rateio do custo de consumo de combustíveis para a geração de energia elétrica nos sistemas isolados a todos as distribuidoras. A CCC somente reembolsa os dispêndios com combustíveis que excedam o custo da energia hidráulica equivalente à geração térmica. A ANEEL publica anualmente o valor da TEH, a qual, aplicada sobre o montante de geração térmica dos sistemas isolados, resulta no valor a ser deduzido das despesas a serem cobertas pela CCC. Esse encargo é reconhecido somente às concessionárias que têm geração térmica e que pertencem ao sistema isolado.

20. A **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE**, criada pela Lei n.º 10.438/2002 e regulamentada pelo Decreto nº 4.541/2002, tem a finalidade de prover recursos para: i) o desenvolvimento energético dos Estados; ii) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais

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

hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral, nas áreas atendidas pelos sistemas elétricos interligados; iii) promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional. As quotas da CDE foram definidas originalmente com base nos valores da CCC dos Sistemas Interligados de 2001, cujos valores foram reajustados anualmente, a partir de 2002, na proporção do crescimento de mercado de cada agente, e em 2004 também pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA (IBGE). As quotas da CDE para o exercício seguinte têm por base a quota definida para o exercício anterior, incorporando o crescimento de mercado, no período de setembro/ano1 a agosto/ano2, e atualizado pelo IPCA, do mesmo período.

21. **A Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH** foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O cálculo da CFURH baseia-se na geração efetiva das usinas hidrelétricas, de acordo com a seguinte fórmula: $CFURH = TAR \times GH \times 6,75\%$, em que TAR refere-se à Tarifa Atualizada de Referência estabelecida anualmente pela ANEEL (em R\$/MWh) e GH é o montante (em MWh) da geração mensal da usina hidrelétrica, conforme determina a Resolução ANEEL n° 67/2001.

22. **A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE** foi instituída pela Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, conforme dispõe o Decreto n° 2.410/1997. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

23. A Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA**, com o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto no 5.025/2004, sendo suas quotas determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL n° 127/2004.

24. **O Encargo de Serviços do Sistema – ESS** representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional – SIN para o atendimento da carga, apurado pela CCEE e pago pelos agentes da categoria de consumo (distribuição, autoprodutores e comercialização) aos agentes de geração que prestaram serviços não remunerados pelo Preço de Liquidação de Diferenças – PLD, regulamentado pela Resolução Normativa ANEEL n° 109/2004. O ESS divide-se em Encargo de Serviços de Restrição de Transmissão e o Encargo de Serviços Ancilares. Esse último inclui o cálculo do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão, gasto com investimentos para prestação de serviços ancilares e custo de operação como compensador síncrono, conforme Resoluções ANEEL n° 265/2003 e n° 688/2003.

25. O encargo referente à **Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D)** foi criado pela Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL n° 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL n° 316/2008.

26. As distribuidoras pagam mensalmente valores relativos ao custeio das atividades do **Operador Nacional do Sistema – ONS**. Esse tem como atividades a coordenação e o controle da operação dos

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

sistemas elétricos interligados, e a administração e coordenação da prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica por parte das transmissoras aos usuários acessantes da rede básica.

Neutralidade dos Encargos

27. Após as etapas de contribuições no âmbito da Audiência Pública nº 043/2009, a Diretoria Colegiada da ANEEL, em reunião pública realizada no dia 02 de fevereiro de 2010, aprovou o modelo-padrão de Termo Aditivo aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, para aprimoramento dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, de modo a assegurar a neutralidade dos itens de custos não gerenciáveis da “Parcela A”, em relação aos encargos setoriais.

28. Foi parcialmente alterada a redação da Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, especificamente no que se refere à definição do Valor da Parcela A na Data de Referência Anterior-DRA (VPA_0), que passou a ser assim considerada:

VPA₀: Valor da “Parcela A” considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e o “Mercado de Referência”, calculado da seguinte forma:

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

(ii) Para a conexão e o uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição: montantes de demanda de potência contratados no período de referência, valorados pelas respectivas tarifas consideradas no reajuste ou na revisão anterior, para o uso, e valores considerados no reajuste ou na revisão anterior, para a conexão; e

(iii) Para os demais itens da “Parcela A”: valores resultantes da aplicação dos componentes tarifários correspondentes aos respectivos itens, vigentes na “Data de Referência Anterior”, ao “Mercado de Referência”.

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

29. Com a nova redação do inciso (iii) acima apresentada, mesmo mantendo-se a fórmula de obtenção da “Parcela B” por diferença, esta não mais é influenciada, para mais ou para menos, pelos itens da “Parcela A” (VPA_0) referentes aos encargos setoriais, cujos custos não variam na mesma proporção do mercado, atendendo, desse modo, os objetivos de eliminar o efeito tarifário causado pela atual metodologia de cálculo do reajuste anual e assegurar a neutralidade dos citados itens de custos não gerenciáveis da “Parcela A”. O aprimoramento da metodologia do reajuste tarifário anual consolida-se com o procedimento de cálculo previsto na nova Subcláusula Décima Oitava da Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços.

30. Basicamente, o procedimento de cálculo ora introduzido busca assegurar que: (i) a neutralidade prevista na Subcláusula produza efeitos financeiros a partir de um mesmo mês para todas as concessionárias (fevereiro/2010), independentemente da data de reajuste contratual, proporcionando um tratamento tarifário isonômico em todas as concessões; (ii) o cálculo leve em consideração a variação de

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

mercado, comparando os respectivos valores faturados de cada item no período de referência com os correspondentes valores contemplados no reajuste ou revisão tarifária anterior, ou seja, o tratamento tarifário referente às perdas irrecuperáveis (inadimplência) poderá ser discutido e considerado no âmbito da regulamentação e realização das revisões periódicas; e (iii) as diferenças apuradas serão atualizadas também com base na taxa de juros SELIC, de modo a compatibilizar o cálculo da referida neutralidade com aquele adotado na apuração da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MF/MME nº 025/2002, por ambas possuírem características e finalidades análogas e complementares.

31. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário, bem como os atos legais que lhes deram origem, estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 4: Encargos Setoriais da CELESC

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Reserva Global de Reversão – RGR	13.286.002,56	49.155.445,34
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	250.495.314,84	283.074.645,00
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.080.194,14	10.668.784,74
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	167.210.666,58	185.371.345,74
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	43.439.569,75	51.024.861,18
Proinfa	87.778.836,28	85.701.369,28
P&D e Eficiência Energética	48.684.607,42	49.848.381,62
ONS	168.931,43	176.110,07
Total de Encargos Tarifários	620.144.123,00	715.020.942,97

32. Cabe informar que ainda não foram homologadas pela ANEEL as quotas anuais das distribuidoras para 2011, referentes aos custos do Encargo de Serviço do Sistema — ESS e do Encargo de Energia de Reserva — EER e para a Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC. Assim, a SRE projetou os valores a serem considerados para a CELESC. Deve-se ainda ressaltar que tais valores foram utilizados exclusivamente para fins de cálculo do atual reajuste tarifário e de apuração da CVA do próximo reajuste da concessionária.

33. Quanto a quota da RGR, cuja extinção estava prevista para o final de 2010, cabe esclarecer que o mesmo foi considerado no presente cálculo tarifário da CELESC, devido ao disposto no art. 16 da Medida Provisória nº 517, de 30 de dezembro de 2010, que prorrogou a vigência deste encargo até 2035.

III.5.3. Transporte de Energia

34. Os custos com transporte de energia elétrica cobrem o custo de transmissão da energia das usinas até as redes de distribuição da concessionária, sendo compostos por Rede Básica, Conexão, Transporte de Itaipu e Encargos de Uso, não constituindo receita da concessionária.

35. **O Uso das Instalações da Rede Básica e das Demais Instalações de Transmissão de Energia Elétrica** refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às Transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado. São calculados pelo ONS, com base nos valores de demanda de potência multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL. Essa tarifa depende da receita anual permitida para as concessionárias de transmissão para cobrir os custos decorrentes da atividade de transmissão. A ANEEL estabeleceu a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), nas formas de TUSTRB, relativa ao uso de instalações da Rede Básica, e TUSTFR, referente ao uso de instalações de fronteira com a Rede Básica.

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

36. O **Uso das Instalações de Conexão** refere-se ao uso, pelas distribuidoras, das instalações de conexão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conectar-se às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse encargo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com as tarifas de fornecimento das distribuidoras de energia elétrica.

37. O **Transporte da Energia Elétrica** proveniente de Itaipu Binacional (MUST-Itaipu) refere-se ao custo de transporte da quota parte de energia elétrica adquirida, pela concessionária, daquela geradora. A despesa com transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu é o resultado da multiplicação do montante de demanda de potência (MW) adquirida pela tarifa de transporte de Itaipu fixada pela ANEEL, em R\$/MW. As distribuidoras detentoras das quotas-partes de Itaipu pagam também pelos Encargos de Uso da Rede Básica atribuídos à Itaipu Binacional, de forma proporcional às suas quotas-partes.

38. Os valores dos encargos relacionados ao transporte de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (em DRA e DRP) estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 5: Transporte de energia

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Transporte de Itaipu	36.229.096,20	38.874.144,06
Rede básica	258.240.272,00	285.323.925,00
Rede básica fronteira	48.800.212,00	50.829.056,00
REDE BÁSICA ONS (A2)	875.425,91	1.329.723,98
MUST ITAIPU	29.289.790,51	33.732.952,34
Conexão	34.284.287,65	37.376.056,74
Uso do sistema de distribuição	6.924.288,54	7.060.383,44
Total dos Custos de Transporte	414.643.372,81	454.526.241,56

39. Conforme informação da SRT pelo Memorando nº 256, de 2011, também foi considerado no atual cálculo tarifário da CELESC a Parcela de Ajuste da Rede Básica Fronteira – PAF no total anual de **R\$ (76.181,49)**, a adicionar nas faturas mensais das transmissoras

40. Os custos de conexão/DIT a serem pagos pelos consumidores conectados no nível de tensão A1 (230 kV ou mais) estão incluídos no valor total do custo de conexão/DIT da CELESC, razão pela qual, para evitar duplicidade de receita, foi considerado um componente financeiro negativo no valor de **R\$ (822.017,69)**.

41. Destaca-se ainda que, de acordo com o Memorando da SRT, o encargo de conexão a ser pago pelo consumidor Vega do Sul para a CELESC é de R\$ 5.599.205,44 (a preço de junho de 2011), conforme o Despacho nº 604, de 04 de setembro de 2003, e revisado, posteriormente, pela Resolução Homologatória nº 987, de 08 de junho de 2010.

III.5.4. Compra de Energia

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

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

43. O modelo instituído pela Lei n° 10.848/2004 define dois ambientes em que as contratações devem ser feitas. O primeiro é o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o segundo o Ambiente de Contratação Livre – ACL. Com relação aos agentes de distribuição, a opção é Ambiente de Contratação Regulada – ACR. O art. 2° da Lei n° 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

44. Quando se trata da compra de energia por agentes de distribuição com mercado próprio menor que 500 GWh/ano, a regulamentação permite a atuação no Ambiente de Contratação Regulada, com as seguintes opções: (i) leilões de compra realizados no ACR; (ii) de geradores distribuídos, na forma dos arts. 14 e 15 do Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004; (iii) com tarifa regulada do atual agente supridor; ou (iv) mediante processo de licitação pública promovido pelos agentes de distribuição. As condições gerais para a contratação do suprimento de energia elétrica para essas concessionárias foram estabelecidas por meio da Resolução Normativa n° 206, de 22 de dezembro de 2005.

45. Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, o art. 26 do Decreto n° 5.163/2004 prevê a compra por meio de Leilões de Ajustes no ACR, em que podem ser adquiridos contratos de até um 1% da carga da distribuidora.

46. Ainda, as concessionárias de distribuição situadas nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste estão obrigadas a adquirir a energia elétrica gerada pela usina hidrelétrica de Itaipu. O valor da despesa com compra de energia de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada, publicados em Resolução Normativa da ANEEL. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, e adota-se uma data próxima ao reajuste tarifário anual. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e publicada por meio de Resolução Homologatória da ANEEL.

III.5.4.1. Perdas Técnicas, Não Técnicas e Energia Requerida

47. Cabe à ANEEL, a cada novo ciclo tarifário, definir limites para o repasse das perdas elétricas de distribuição das concessionárias. Denominam-se perdas elétricas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas são o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

48. As perdas na distribuição são definidas como a diferença entre a energia injetada na rede de distribuição e a energia fornecida (considerados o mercado cativo, suprimento e consumidores livres faturados). A diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas calculadas são as perdas não técnicas. As equações a seguir ilustram o conceito apresentado:

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

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

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

49. Assim, com a finalidade de calcular os montantes de energia que a concessionária deve comprar, o Regulador determina, para cada ano de um período tarifário, o nível máximo de perdas a ser admitido em relação a energia injetada em seu sistema distribuição. Com o valor “regulatório” de perdas determinado dessa forma, adicionado ao valor das perdas de energia na rede básica, é calculado o montante de energia a ser considerado na Parcela A das tarifas da concessionária.

50. Cabe ressaltar que o referencial para o índice de perdas técnicas é a energia injetada na concessionária, enquanto para perdas não técnicas o referencial é o nível de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão. A tabela abaixo apresenta os valores para o atual reajuste tarifário da CELESC.

Tabela 6: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas – DRA & DRP

Descrição	DRA	DRP
Perdas Técnicas	6,17%	6,17%
Perdas na Rede Básica	2,50%	2,22%
Perdas não Técnicas sobre BT	4,27%	4,27%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	7.843.617	7.843.617

51. Para a obtenção da energia requerida a ser considerada, tanto na Data de Reajuste Anterior – DRA como na Data de Reajuste em Processamento – DRP, é necessário proceder ao cálculo das perdas físicas (MWh) regulatórias, de acordo com as respectivas perdas percentuais determinadas na última revisão tarifária e somar o mercado de venda da concessionária. Sendo assim são apresentadas as energias requeridas em DRA e em DRP na tabela abaixo:

Tabela 7: Energia Requerida – DRA & DRP

Descrição	DRA	DRP
Fornecimento (MWh)	15.523.761,00	
Suprimento (MWh)	481.084,00	
Consumidores Livres (MWh)	3.612.357,00	
Consumidores Rede Básica (MWh)	0,00	
Mercado Total	16.004.845,00	16.004.845,00
Perdas Rede Básica (MWh)	441.294	391.869
Perdas na Distribuição (MWh)	1.646.919	1.646.919
Perdas Técnicas (MWh)	1.311.996	1.311.996
Perdas não Técnicas (MWh)	334.922	334.922
Perdas Totais	2.088.213	2.038.788
Energia Requerida	18.093.058	18.043.633

III.5.4.2. Valoração da Compra

52. O art. 36 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, estabelece que a ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base “A” dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 do mesmo Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, assegurando a neutralidade no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica.

53. Os atuais contratos se classificam nas modalidades a seguir:

- **Contratos Bilaterais (CB)** – são os contratos firmados a partir da livre negociação entre os agentes, antes da Lei nº 10.848/2004. As contratações de energia de Geração Distribuída por meio de chamada pública, realizadas após a Lei nº 10.848/2004 também são

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

classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor a 500 GWh/ano. A Resolução Normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005 estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída.

- Contratos de Leilões (CL) – são os contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto nº 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE (hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE).
- Contratos de ITAIPU (IT) – referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa nº 218, de 11 de abril de 2006.
- CCEAR – são contratos de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto nº 5.163/2004.

Na Data de Referência Anterior – DRA

54. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia em DRA, de acordo com o Contrato de Concessão, é obtido por meio dos montantes de energia requerida, valorados pelo preço médio de repasse do reajuste tarifário anterior, o qual foi calculado conforme a tabela a seguir:

Tabela 8: Compra em DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
18.093.058	118,81	2.149.663.730,49

Na Data do Reajuste em Processamento – DRP

55. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia em DRP seguirá, conforme o Contrato de Concessão aos seguintes critérios:

(i) Para a energia comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº. 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente em DRP será aplicado ao montante de energia elétrica de cada contrato, verificado no período de referência, limitado ao montante de energia que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subseqüentes;

(ii) para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: o preço médio de repasse, relativo aos contratos de compra de energia elétrica de que trata o *caput* do art. 36 do Decreto nº 5.163 de 2004, autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento (DRP), ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subseqüentes, aplicado ao montante de Energia Elétrica Comprada, deduzidos os montantes referidos no inciso (i) anterior.

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

56. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para a revenda, elaborou-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits de energia elétrica considerando o período de referência em questão.

57. As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e energia requerida, ambos do período de referência. A energia disponível é igual ao somatório de geração própria, CCEAR, compra de energia de contratos bilaterais e quota de energia de Itaipu e do Proinfa.

58. Na tabela a seguir estão relacionados os contratos de compra de energia elétrica da CELESC, os seus respectivos montantes bem como as despesas de cada contrato, já computadas as deduções nos montantes de energia adquirida nos leilões.

Tabela 9: Resumo da energia comprada – DRP

Contratos	Custo Total (R\$)	Tarifa (R\$/MWh)	Compra (MWh)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR			
1º Existente 2006-08	55.903.532,66	93,36	598.824,37
2º Existente 2008-08	134.207.641,10	112,26	1.195.540,41
4º Existente 2009-08	596.369.068,17	125,65	4.746.151,83
MCSD 1º Existente 2005-08	29.310,70	77,43	378,53
MCSD 1º Existente 2006-08	126.553,59	90,66	1.395,99
MCSD 1º Existente 2007-08	20.121,84	101,60	198,05
1º Nova A-3 2008-15 T	87.718.338,92	101,27	866.182,87
1º Nova A-3 2008-30 H	17.188.841,66	140,31	122.507,94
1º Nova A-4 2009-15 T	45.471.149,29	100,84	450.923,73
1º Nova A-4 2009-30 H	5.297.815,31	149,92	35.336,44
1º Nova A-5 2010-15 T	70.477.570,92	133,56	527.684,72
1º Nova A-5 2010-30 H	82.133.122,49	150,92	544.213,12
2º Nova A-3 2009-15 T	143.961.578,08	114,35	1.258.955,65
2º Nova A-3 2009-30 H	401.464.710,93	163,79	2.451.148,49
4º Nova A-3 2010-15 T	21.476.855,97	108,14	198.602,33
5º Nova A-5 2012-15 T	76.764.334,05	107,29	715.484,52
5º Nova A-5 2012-30 H	50.939.316,55	159,02	320.332,77
6º Nova A-3 2011-OF15	38.848.640,30	105,03	369.881,37
CONTRATOS BILATERAIS			
CEESAM Santa Maria	1.986.906,48	82,79	24.000,00
CENAEEL	2.350.018,61	261,11	9.000,00
CGH Roncador	668.768,56	107,17	6.240,00
EOL Bom Jardim	175.358,38	250,51	700,00
Lages Bioenergética	41.721.151,19	216,49	192.720,00
ITAIPU	377.852.178,88	84,00	4.497.995,60
PROINFA	-	-	453.898,15
6. Sobra (+) / Exposição (-)	196.078.293,34	126,94	1.544.664
Total	2.057.074.591,28	114,01	18.043.632,85

59. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia para contratos firmados após a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 (CCEARs) foi adotado o seguinte procedimento:

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

i) Para os contratos de Energia Existente, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes;

ii) Para os contratos de Energia Nova, modalidade quantidade, foi utilizado o preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA da data de fechamento do referido produto até abril de 2010, conforme previsão do Banco Central;

iii) Especificamente para os leilões de Energia Nova, modalidade disponibilidade, por envolver uma parcela variável na composição do valor a ser faturado e pago, foi considerada uma previsão de preço realizada pela SRG em abril de 2011, que leva em consideração a previsão de valores do PLD para o ano e o custo variável da geração. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVAenergia no próximo reajuste tarifário.

60. Ressalta-se que, para todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004, tanto para energia existente como para nova, foram observados os dispositivos do art. 34 ao art. 46 do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004, que regulamentam os limites de repasse para os contratos supracitados.

61. Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) firmados anteriormente a Lei nº 10.848/2004 foram utilizados os preços de repasse e regra de reajuste, obedecendo à data de reajuste prevista em cada contrato.

62. O valor da despesa com compra de energia elétrica de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência de Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos doze meses. Para os meses do presente ano são adotados os montantes publicados na Resolução Normativa nº. 913, de 24 de novembro de 2009, para o restante do período de referência valores estimados a partir daquelas da REN 913/2009 ajustados pela nova cota-parte de Itaipu para 2011. Para valoração dessa despesa, considera-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$, em data próxima ao reajuste tarifário anual. A tarifa de Itaipu é fixada em dólares e foi publicada por meio de Resolução Homologatória nº. 1094, de 07 de dezembro de 2010.

63. Com base no exposto, os custos a serem considerados em DRA e DRP da concessionária CELESC a título de compra de energia elétrica são respectivamente de **R\$ 2.149.663.730,49** e de **R\$ 2.057.074.591,28**.

III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Tarifário

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

65. Os componentes financeiros consistem em:

i) **Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA**, para compensar os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme

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

disposto na Portaria Interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002 e nº 361, de 26 de novembro de 2004, dos Ministros de Estado de Minas e Energia e da Fazenda.

Os valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA em Processamento relativos à CELESC foram encaminhados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, conforme consta do Memorando nº 702/2011-SFF/ANEEL, de 08 de junho de 2011.

Com relação aos valores da CVAenergia informados pela SFF, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, obedecida a ordem de corte prevista na Resolução Normativa nº 255, de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008, que estabeleceu os critérios de repasse dos custos de sobrecontratação de até 103% do mercado regulatório.

Outros procedimentos adotados pela SRE em relação à CVAenergia validada preliminarmente pela SFF, dizem respeito à:

a) inclusão no cálculo da referida CVA das faturas relativas aos montantes de energia do PROINFA (MWh) a partir de março de 2009, 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;

b) incorporação nas faturas referentes aos CCEARs por Disponibilidade (leilões de energia nova) dos pagamentos feitos à CCEE pela CELESC relativos aos efeitos financeiros a eles pertinentes, bem como contabilizados os efeitos das Recontabilizações dos valores referentes ao ano de 2008.

c) apuração da cobertura tarifária das faturas de energia nova dos produtos com início de suprimento no ano de 2010, de forma a considerar a metodologia do Valor de Referência disciplinada no art. 36 e seguintes do Decreto nº 5.163/2004.

Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVAs atualizados até o quinto dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela aplicação da menor taxa obtida na comparação entre a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC para títulos públicos federais e a projeção de variação indicada no mercado futuro da taxa média de depósitos interfinanceiros negociados na Bolsa de Mercadorias e Futuros para prazo de doze meses, ambos referente aos trinta dias anteriores à data do reajuste. No caso da CELESC, utilizou-se a taxa média ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC, no valor de 12,17% a.a., resultando o valor final da CVA em Processamento de **R\$ 14.532.625,97**.

Conforme previsto no § 4º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 2002, foi verificado se o saldo da CVA em Processamento considerado no reajuste tarifário de 2010 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele reajuste tarifário e o mercado verificado nos 12 meses da compensação, bem como a diferença entre a taxa de juros projetada e a taxa de juros SELIC verificada. No caso da CELESC, apurou-se um Saldo a Compensar da CVA - Ano Anterior de **-R\$ 6.473.027,83**.

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

Tabela 11: Valores apurados das CVA's

Descrição CVA	DELTA	30° Dia Anterior	5° Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA _{CCC}	4.610.968,06	5.149.587,71	5.187.274,60	5.517.201,02
CVA _{CDE}	8.921.374,58	9.277.285,39	9.345.180,54	9.939.562,41
CVA _{REDE BÁSICA}	8.958.325,74	9.615.973,45	9.594.937,32	10.180.962,66
CVA _{COMPRA DE ENERGIA}	(13.743.995,61)	(13.364.556,87)	(13.462.364,41)	(14.318.611,68)
CVA _{PROINFA}	(992.851,97)	(1.012.460,82)	(1.019.870,44)	(1.084.737,30)
CVA _{ESS}	2.887.663,07	3.782.325,04	3.810.005,71	4.052.333,65
CVA TOTAL em processamento	10.851.073,67	13.677.683,70	13.686.372,90	14.532.625,97
CVA _{Saldo a compensar Ano Anterior}				(6.473.027,83)
CVA TOTAL	10.851.073,67	13.677.683,70	13.686.372,90	8.059.598,14

ii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade com a redação dada à *Subcláusula Décima - Oitava* do Contrato de Concessão nº 021/1999, procedeu-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas a partir de fevereiro/2010 entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no reajuste anterior. O total das diferenças, atualizadas pela SELIC para junho de 2011 totalizou o valor negativo de **(56.369.450,31)** que será revertido em favor da modicidade tarifária.

iii) **Repasso de Sobrecontratação de Energia.** O art. 38 do Decreto nº 5.163/04 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica de que tratam os seus arts. 36 e 37 às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução Normativa nº 255 de 06 de março de 2007, alterada pela Resolução Normativa nº 305, de 18 de março de 2008. Sendo assim, temos o Repasse da CELESC em **R\$ (9.691.781,32)**. A reversão do valor adiantado no IRT totaliza **R\$ (17.588.145,17)**, e o adiantamento agora considerado é equivalente a **R\$ 383.427,75**.

iv) **Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o art. 28 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seus §§ 2º e 3º, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, uma exposição líquida de **R\$ (6.052.917,49)**, já atualizada pelo IPCA, pelas contabilizações efetuadas no período de janeiro a dezembro de 2010.

v) **Subsídio, Reversão e Previsão – Irrigantes e Aqüicultura.** Consiste na compensação da perda de receita proveniente dos descontos na tarifa de fornecimento relativa ao consumo de energia elétrica das atividades de irrigação e de aqüicultura, conforme previsto na Resolução Normativa nº 207, de 09 de janeiro de 2006. O valor já atualizado pelo IGP-M considerado é de **R\$ 224.844,08**, referente ao período de junho de 2010 a maio de 2011. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (199.580,53)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Por fim, concede-se a título de Previsão do Subsídio para Irrigação e Aqüicultura, para os próximos 12 meses o valor

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

de **R\$ 215.710,31** , devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

vi) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD (Fontes Incentivadas)**. Consiste na compensação da perda de receita da concessionária em função da concessão de descontos aos geradores e consumidores livres de fontes incentivadas, conforme disciplina a Resolução Normativa n.º 77, de 18 de agosto de 2004. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL sendo apurado em **R\$ 41.611.338,40** , referente ao período entre junho de 2010 a maio de 2011. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (19.772.876,38)**, referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Ainda, concede-se a título de previsão do subsídio TUSD - Fontes Incentivadas para os próximos 12 meses, o valor de **R\$ 39.810.352,72** devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária.

vii) **Subsídio, Reversão e Previsão - Baixa Renda**. Consiste da complementação de receita ao valor da subvenção da CDE destinado a cobertura dos descontos concedidos aos consumidores da subclasse residencial Baixa Renda, conforme Resolução Normativa n.º 89, de 25 de outubro de 2004, no valor atualizado pelo IGP-M de **R\$ 14.946.951,81** , referente ao período de agosto de 2010 a julho de 2011, com base nos dados fornecidos pela Superintendência de Regulação da Comercialização da Eletricidade – SRC por meio do Memorando n° 271/2011-SRC/ANEEL, de 15 de julho de 2011. Ainda, concede-se a título de Previsão do Subsídio Baixa Renda, para os próximos 12 meses, o valor de **R\$ 14.489.173,35** , devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária. Por fim, foi incluído o valor atualizado de **R\$ (7.187.017,51)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedido no último reajuste tarifário da distribuidora.

viii) **Subsídio, Reversão e Previsão – TUSD Fio B**. Consiste na compensação aos descontos concedidos na TUSD (Parcela Fio B) às concessionárias supridas com mercado anual inferior a 500 GWh, conforme previsto na Resolução Normativa n° 206/2005, alterada pela Resolução Normativa n° 243/2006. Foram considerados no atual cálculo tarifário os valores fiscalizados e validados pela SFF, devidamente atualizados até agosto de 2011, referentes aos meses de competência de junho de 2010 a maio de 2011, no total de **R\$ 24.354.021,70** . Também foi considerada previsão de subsídio para os próximos doze meses, no valor de **R\$ 23.285.006,47**

ix) **Subsídio, Reversão e Previsão – Cooperativas e Permissionárias**. Consiste na compensação de receita devido a consideração de tarifas “cheias”, sem a aplicação dos descontos, de forma que o mercado subsidiante definido na estrutura tarifária não fosse majorado para compensar o referido desconto. O valor considerado atualizado pelo IGP-M é de **R\$ 170.191.794,09** , referente ao período de junho de 2010 a maio de 2011. Este valor foi fiscalizado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL. Por outro lado foi incluído o valor também atualizado de **R\$ (145.154.839,08)** referente à Reversão da previsão deste subsídio concedida no último reajuste tarifário da distribuidora. Ainda, concede-se a título de previsão para os próximos 12 meses, o valor de **R\$ 160.218.005,35** , devendo ser apurada a diferença entre o valor ora contemplado e o efetivamente realizado para fins de compensação no próximo reajuste tarifário da concessionária

x) **Parcela de Ajuste da Rede Básica – Fronteira**. Está sendo considerada a parcela de ajuste da Rede Básica Fronteira, informada pela SRT por meio do Memorando 256/2011-SRT/ANEEL, no valor de **R\$ (76.181,49)**. O valor da PA Fronteira deverá ser considerado no cálculo da Tarifa Média da Rede Básica, para fins de apuração da CVA Rede Básica no próximo reajuste tarifário.

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

xi) **Parcela de Ajuste de Conexão.** Está sendo considerada a parcela de ajuste dos encargos de conexão informada pela SRT por meio do Memorando nº 256/2011-SRT/ANEEL, e atualizada monetariamente, no valor de **R\$ 26.063,39**.

xii) **Programa Luz para Todos.** Consiste no ressarcimento do déficit incorrido pela distribuidora com os repasses tarifários decorrentes da execução do programa Luz para Todos, nos termos do disposto na Resolução Normativa nº 294, de 11 de dezembro de 2007. A metodologia prevê que do valor obtido no cálculo, deve ser subtraído os valores considerados nos reajustes tarifários anteriores no mesmo ciclo de revisões, de modo que o valor a ser considerado no atual reajuste totaliza **R\$ 2.079.210,29**.

xiii) **CVA de energia do IRT 2009.** Conforme determinado pelo Diretor Relator, foi incluído no cálculo o valor de **R\$ 44.696.851,96**, referente a um recálculo na CVA de energia do IRT de 2009 da distribuidora, a partir de faturas de compra de energia não apresentadas anteriormente pela CELESC.

Resumo dos Componentes Financeiros

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

Tabela 12: Componentes Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(37.945.090,53)
CVA em Processamento - Energia comprada	(14.318.611,68)
CVA em Processamento - Transmissão	10.426.877,87
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(6.473.027,83)
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	240.973,86
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	58.753.730,22
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	2.895.084,52
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	22.249.107,64
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	185.254.960,36
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	47.639.028,17
Repasso da sobrecontratação de energia REN 255/2007	(9.691.781,32)
Previsão da sobrecontratação de energia	383.427,75
Reversão ano anterior da previsão da sobrecontratação de energia	(17.588.145,17)
Exposição CCEAR diferença entre submercados	(6.052.917,49)
Parcela de ajuste RB fronteira	(76.181,49)
Parcela de ajuste de conexão/DIT	26.063,39
Consumidor A1 - ativos de conexão/DIT já considerados na parcela A	(822.017,69)
Déficit - Programa Luz Para Todos	2.079.210,29
CVA de energia IRT 2009	44.696.851,96
TOTAL	281.677.542,83

III.8. Análise dos Resultados

67. A tabela abaixo apresenta as diferenças entre o reajuste solicitado pela CELESC, de **12,78%**, e o reajuste tarifário calculado pela SRE de **7,97%**.

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

Tabela 13: Diferenças entre o pleito da CELESC e cálculo da SRE

Descrição	Empresa	Aneel	Motivo
IGP-M - Fator X	7,84%	7,35%	Empresa utilizou projeção do IGP-M
Encargos Setoriais	722.348.327	715.020.943	
Reserva Global de Reversão – RGR	50.486.810	49.155.445	Valores validados pela SFF
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	286.860.330	283.074.645	Valores validados pela SRE
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.080.194	10.668.785	Valores validados pela SRE
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	52.127.484	51.024.861	Valores validados pela SRE
P&D e Eficiência Energética	52.525.154	49.848.382	Metodologia de cálculo.
Custo com Transporte de Energia	452.221.645	454.526.242	
Conexão	34.329.763	37.376.057	Valores validados pela SRE/SRT
Uso do sistema de distribuição	7.856.929	7.060.383	Valores validados pela SRE
Compra de Energia	2.228.670.876	2.057.074.591	
Energia Comprada	1.847.947.014	1.679.222.412	Valores validados pela SRE/SEM
Itaipu	380.723.862	377.852.179	Valores validados pela SRE
VPB,	1.189.360.105	1.179.941.655	
IRT	5,86%	1,58%	
CVA	(52.187.022)	(48.309.852)	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(31.144.425)	(37.945.091)	Valores validados pela SRE/SFF
CVA em Processamento - Energia comprada	(21.411.198)	(14.318.612)	Valores validados pela SRE/SFF
CVA em Processamento - Transmissão	227.146	10.426.878	Valores validados pela SRE/SFF
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	141.454	(6.473.028)	Valores validados pela SRE
Subsídios	322.931.266	317.032.885	
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	189.300.850	185.254.960	Valores validados pela SRE/SFF
Subsídio, reversão e Previsão Tusd-Fio B-Suprida-Res.243/2006	49.437.955	47.639.028	Valores validados pela SRE/SFF
Outros Componentes Financeiros	47.014.291	12.954.510	
Repasso da sobrecontratação de energia REN 255/2007	-	(9.691.781)	Valores validados pela SRE
Previsão da sobrecontratação de energia	-	383.428	Valores validados pela SRE
Exposição CCEAR diferença entre submercados	(3.823.102)	(6.052.917)	Valores validados pela SRE
Parcela de ajuste RB fronteira	-	(76.181)	Valores validados por SRT/SRE, mas não pleiteado pela empresa
Parcela de ajuste de conexão/DIT	6.175.194	26.063	Valores validados por SRT/SRE, mas não pleiteado pela empresa
Consumidor A1 - ativos de conexão/DIT já considerados na parcela	-	(822.018)	Valores validados por SRT/SRE, mas não pleiteado pela empresa
Ajuste financeiro ref. recálculo reajuste/revisão ano anterior	59.721.553	44.696.852	Valores validados pela SRE/SFF
CVA	-1,14%	-1,10%	
Subsídios	7,03%	7,19%	
Outros Componentes Financeiros	1,02%	0,29%	
Reajuste Tarifário com Financeiros	12,78%	7,97%	

68. Para uma melhor compreensão, apresentamos, a seguir, análise da apuração do IRT da CELESC.

69. O cálculo do Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico da CELESC, para aplicação a partir de 07 de agosto de 2011, resultou em um percentual médio de **1,58%**. Ao Índice de Reajuste Tarifário – IRT econômico foram adicionados componentes financeiros, no total de **6,39%**, resultando um percentual final médio de **7,97%** para o reajuste tarifário anual de 2011 da CELESC.

70. O Valor da Parcela A – VPA apresentou uma variação de **-0,38%** no período de referência, representando um percentual de **-0,28%** na composição do IRT da concessionária. Dentre os diversos itens de custos considerados, cabe destacar:

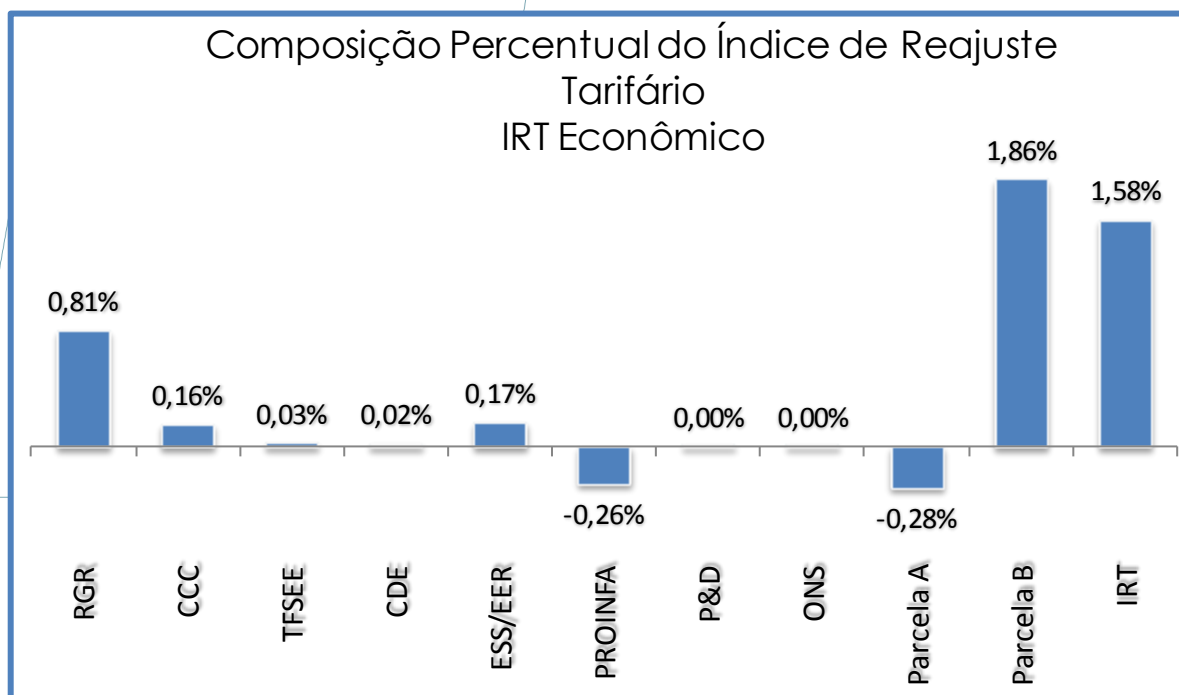
i) **Encargos Setoriais**. Variação de **249,86%** da RGR, provocando um aumento tarifário de **0,81%**, em função do baixo valor apresentado em 2010, além do ajuste de 2010 ter sido considerado este ano.

ii) **Custos de Transporte**. Variação de **9,62%** destes custos, refletindo uma variação tarifária de **0,92%**.

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

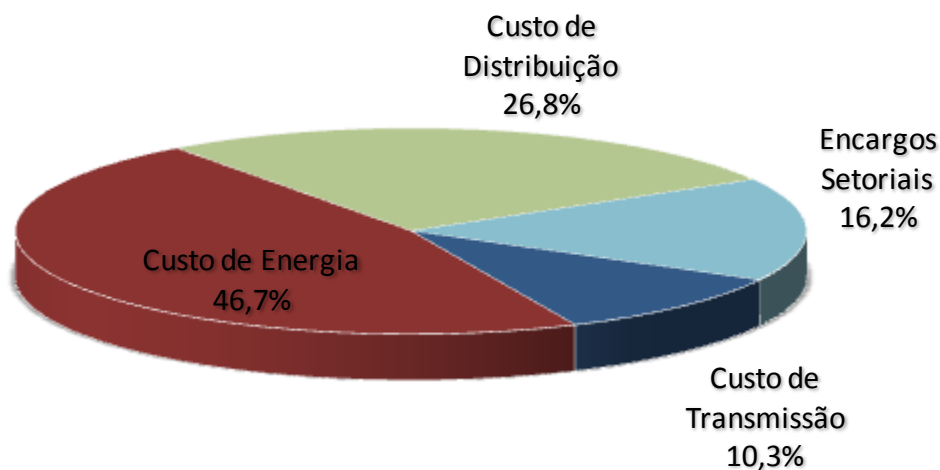
iii) **Mix de Compra**. Variação de **-4,31%**, contribuindo com variação de **-2,13%** na formação do índice de reajuste tarifário, devido a queda do dólar e ao disposto do Decreto nº 7.521/2011, que alterou as regras de repasse para os contratos de leilão de energia nova.

71. Abaixo se apresenta o gráfico da participação percentual dos itens não gerenciáveis (VPA) e dos gerenciáveis (VPB) na composição do IRT (Gráfico I).



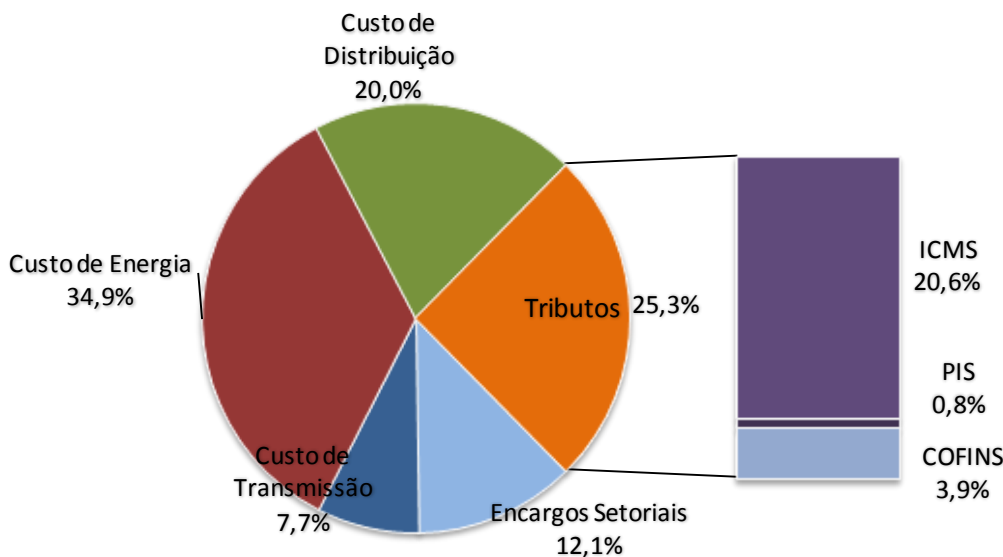
72. A seguir demonstra-se a participação dos itens não gerenciáveis (VPA – Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos gerenciáveis (VPB), na composição da nova Receita Anual da CELESC (gráfico II).

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



73. O gráfico III abaixo demonstra a participação de cada segmento na composição da receita da CELESC, ou seja, quanto de cada conta de energia elétrica se destina aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí inclusos os custos de operação e manutenção (O&M), a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, bem como quanto se destina ao pagamento dos encargos setoriais e dos tributos. Apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela concessionária foram considerados, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de **20,6%** para o ICMS, de **0,8%** para o PIS e de **3,9%** para a COFINS (total de **25,3%** – por dentro), incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de **33,9%** (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

COMPOSIÇÃO DA RECEITA COM TRIBUTOS



74. A tabela a seguir demonstra, na primeira e na segunda colunas, os valores, em DRA e DRP dos itens não gerenciáveis (VPA) e gerenciáveis (VPB). A terceira coluna mostra a variação percentual entre estes períodos. A quarta coluna apresenta a contribuição de cada uma das componentes para a formação do índice de reajuste tarifário e a quinta coluna representa a distribuição da receita para cobrir os custos não gerenciáveis e gerenciáveis. Por fim, na parte inferior apresentam-se os componentes financeiros com a sua contribuição para a formação do índice de reajuste com financeiros.

Tabela 14: Variação e Participação no IRT das Parcelas A e B da CELESC

REAJUSTE TARIFÁRIO	DRA - R\$	DRP - R\$	Variação	Participação no IRT	Participação na Receita
Reserva Global de Reversão – RGR	14.050.198	49.155.445	249,86%	0,81%	1,12%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	276.247.357	283.074.645	2,47%	0,16%	6,42%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	9.485.242	10.668.785	12,48%	0,03%	0,24%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	184.400.649	185.371.346	0,53%	0,02%	4,21%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	43.655.507	51.024.861	16,88%	0,17%	1,16%
Proinfa	96.802.867	85.701.369	-11,47%	-0,26%	1,94%
P&D e Eficiência Energética	49.769.230	49.848.382	0,16%	0,00%	1,13%
ONS	172.954	176.110	1,82%	0,00%	0,00%
Encargos Setoriais	674.584.005	715.020.943	5,99%	0,93%	16,23%
Transporte de Itaipu	36.229.096	38.874.144	7,30%	0,06%	0,88%
Rede básica	258.240.272	285.323.925	10,49%	0,62%	6,47%
Rede básica fronteira	48.800.212	50.829.056	4,16%	0,05%	1,15%
REDE BÁSICA ONS (A2)	875.426	1.329.724	51,89%	0,01%	0,03%
MUST ITAIPU	29.289.791	33.732.952	15,17%	0,10%	0,77%
Conexão	34.284.288	37.376.057	9,02%	0,07%	0,85%
Custo com Transporte de Energia	414.643.373	454.526.242	9,62%	0,92%	10,31%
Energia Comprada	1.721.704.849	1.679.222.412	-2,47%	-0,98%	38,11%
Itaipu	427.958.882	377.852.179	-11,71%	-1,16%	8,57%
Compra de Energia	2.149.663.730	2.057.074.591	-4,31%	-2,13%	46,68%
Receita Anual	4.338.044.176	4.406.563.431			
Total Parcela A	3.238.891.108	3.226.621.776	-0,38%	-0,28%	73,22%
Total Parcela B	1.099.153.068	1.179.941.655	7,35%	1,86%	26,78%
Reajuste Tarifário Anual		1,58%			

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

Tabela 15: Financeiros

Componentes Financeiros	Valor (R\$)
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(37.945.090,53)
CVA em Processamento - Energia comprada	(14.318.611,68)
CVA em Processamento - Transmissão	10.426.877,87
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(6.473.027,83)
Subsídio, Reversão e Previsão Irrig./Aquicultura.-Res.207/2006	240.973,86
Subsídio, Reversão e Previsão Cons. Livre Fonte Inc. Res077/2004	58.753.730,22
Subsídio, Reversão e Previsão Ger. Font.Inc. -Res.077/2004	2.895.084,52
Subsídio, Reversão e Previsão Baixa Renda	22.249.107,64
Subsídio, Reversão e Previsão Cooperativas	185.254.960,36
Subsídio, reversão e Previsão TUSD-Fio B-Suprida-Res.243/2006	47.639.028,17
Repasse da sobrecontratação de energia REN 255/2007	(9.691.781,32)
Previsão da sobrecontratação de energia	383.427,75
Reversão ano anterior da previsão da sobrecontratação de energia	(17.588.145,17)
Exposição CCEAR diferença entre submercados	(6.052.917,49)
Parcela de ajuste RB fronteira	(76.181,49)
Parcela de ajuste de conexão/DIT	26.063,39
Consumidor A1 - ativos de conexão/DIT já considerados na parcela A	(822.017,69)
Déficit - Programa Luz Para Todos	2.079.210,29
CVA de energia IRT 2009	44.696.851,96
TOTAL	281.677.542,83

75. O efeito tarifário médio para a totalidade de consumidores cativos é de **1,19%**. A tabela a seguir apresenta o efeito médio a ser percebido pelo consumidor cativo da CELESC nos diferentes grupos de consumo:

Tabela 16: Efeito Médio Consumidor Cativo

Efeito médio a ser percebido pelo consumidor	
Grupo de Consumo	Varição Tarifária
A2	-1,50%
A3	-0,72%
A3a	-0,32%
A4	1,02%
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	0,79%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	1,53%
TOTAL	1,19%

IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

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

77. O inciso X do art. 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, estabelece a competência da ANEEL para atuar nos processos de definição e controle de preços e tarifas.

78. O art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabelece incumbência da ANEEL para homologar as tarifas de energia elétrica na forma da mencionada Lei, das normas pertinentes e do Contrato de Concessão.

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

IV. DA CONCLUSÃO

79. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº.056/1999, no que consta do Processo nº. **48500.001966/2011-11** e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de **7,97%** a ser aplicado às tarifas da CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A., que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores cativos de **1,19%**, sendo de **0,79%** para os consumidores cativos conectados em Alta Tensão (AT) e de **1,53%** para os cativos conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD;

iii) pela homologação das Tarifas de Energia Elétrica – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD para as distribuidoras supridas COOPERALIANÇA, IENERGIA, JOÃO CESA e URUSSANGA;

iv) pelo estabelecimento dos valores da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;

v) pelo estabelecimento da receita anual referente às instalações de conexão ; e

vi) 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 e da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

VI. DA RECOMENDAÇÃO

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

FRANCISCO DE MATTOS FAÉ
Analista Administrativo

EDUARDO DE ALENCASTRO
Líder do Processo de Reajuste Tarifário

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Regulação Econômica