

Nota Técnica nº 252/2014-SRE/ANEEL

Em 31 de julho de 2014.

Processo: 48500.002182/2014-52

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à **CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.-DIS** e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2014.

## I. DO OBJETIVO

1. Apresentar o detalhamento do Reajuste Tarifário Anual de 2014 da **CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.**, vigente a partir de 07 de agosto de 2014, calculado em conformidade com as disposições legais e normativas pertinentes e segundo as regras estabelecidas na Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de Distribuição nº 056/1999 e os seus termos aditivos.

## II. DOS FATOS

2. A **CELESC**, sediada na cidade de Florianópolis - SC, atende cerca de **2,6 milhões** de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual da ordem de **R\$ 5 bilhões**.

**Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal**

Classe de consumo	Nº de Consumidores	Consumo de Energia - MWh	% no Consumo
Residencial	2.037.482	425.325	23,7%
Industrial	98.313	832.615	46,4%
Comercial	235.339	293.652	16,4%
Rural	231.854	103.754	5,8%
Iluminação Pública	554	49.239	2,7%
Poder Público	21.152	40.715	2,3%
Serviço Público	2.600	27.200	1,5%
Demais classes	369	21.546	1,2%
<b>Total</b>	<b>2.627.663</b>	<b>1.794.046</b>	<b>100%</b>

1 - Fonte: SAMP - competência abril/2014

**48548.001940/2014-00**

Fl. 2 Nota Técnica nº 252/2014-SRE/ANEEL, 31/07/2014.

3. Em 23/04/2014, a SRE solicitou as informações em relação ao processo de reajuste tarifário da CELESC às áreas técnicas responsáveis (SEM, SFF e SRT).
4. Em 14/05/2014 a SRE encaminhou o Ofício Circular nº 14/2014-SRE-SFF/ANEEL, que informou à distribuidora sobre a alteração dos procedimentos do fluxo de informações e cronograma de apuração e fiscalização do saldo da Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA.
5. Em 02/07/2014, a Superintendência de Regulação Econômica – SRE realizou reunião com os representantes da **CELESC**, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.
6. A Nota Técnica nº 247/2014-SRE/ANEEL, de 30/07/2014, apresentou o cálculo da taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica – TFSEE devida pela distribuidora para o período de agosto de 2014 a julho de 2015.
7. Em 07/07/2014, a distribuidora, por meio de Carta<sup>1</sup>, encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual de 20,49%, sendo 13,63% relativo ao cálculo econômico e 6,86% referente aos componentes financeiros. Cabe ressaltar que a empresa utilizou variações projetadas de IPCA e IGP-M em seus cálculos.
8. O Memorando nº 186/2014-SEM/ANEEL, de 18/07/2014, apresentou informações sobre os contratos bilaterais de compra e venda de energia.
9. O Memorando nº 300/2014-SRT/ANEEL, de 16/07/2014, encaminhou a Nota Técnica nº 209/2014-SRT/ANEEL, de 16/07/2014, que apresenta as estimativas para os encargos de uso da Rede Básica e de conexão.
10. Em 24/07/2014, segundo o cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a **CELESC** encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita a aplicação dos seus novos níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, alterado pelo art. 7º da Lei nº 10.848, de 15/03/2004..

## II.1. Precedentes

### II.1.1. Aspectos Contratuais

11. Em 22 de julho de 1999 foi firmado o Contrato de Concessão nº 56/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a **CELESC**. Esse contrato, que tem por objeto a regulação da exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, estabelece na Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica.

---

<sup>1</sup> SIC: 48513.022996/2014-00

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

Fl. 3 Nota Técnica nº 252/2014-SRE/ANEEL, 31/07/2014.

12. Em 11 de julho de 2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 56/1999, 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 art. 36 e 43 do Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004, assunto que foi objeto da Audiência Pública n. 45/2004, realizada pela ANEEL na forma presencial em 20 de janeiro de 2005.

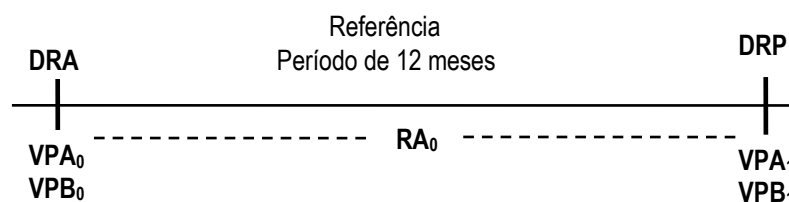
13. Em 16 de março de 2010, foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação a Cláusula Sétima - Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia de reajuste originalmente prevista no contrato e assegurar a neutralidade dos custos da Parcela A, relativos aos encargos setoriais especificados em subcláusula própria do referido aditivo.

### II.1.2. Aspectos Metodológicos

14. Quando da assinatura do Contrato de Concessão, a empresa reconheceu que o nível tarifário vigente, ou seja, as tarifas definidas na estrutura tarifária da empresa, em conjunto com os mecanismos de reajuste e revisão tarifária estabelecidos nesse contrato, são suficientes para a manutenção do seu equilíbrio econômico-financeiro. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço adequado e remunerar o capital investido, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro inicial do contrato.

15. Segundo o contrato de concessão e seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB), conforme descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão.

16. Dessa forma, e em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



17. Ainda, as novas tarifas são calculadas na Data do Reajuste em Processamento (DRP) mediante a aplicação sobre as tarifas homologadas na Data de Referência Anterior (DRA) do Índice de Reajuste Tarifário Anual (IRT) médio, assim definido na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA_0}$$

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

Fl. 4 Nota Técnica nº 252/2014-SRE/ANEEL, 31/07/2014.

18. Para aplicação dessa fórmula, são calculados todos os valores da Parcela A (VPA) enquanto que os valores da Parcela B são corrigidos pela aplicação do IGP-M<sup>2</sup> e do Fator X, índice fixado pela ANEEL na ocasião da Revisão Tarifária Periódica, conforme consta na Subcláusula Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão e calculado pela metodologia constante no Submódulo 2.5 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

### **II.1.3. Revisão Tarifária Periódica de 2012**

19. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.322, de 31/07/2012, o reposicionamento tarifário da CELESC representou, em média, uma variação das tarifas homologadas no ano anterior, de 5,82%, sendo 3,99% referentes ao cálculo econômico e 1,84% relativos aos componentes financeiros.

20. A Resolução Homologatória nº 1.322/2012 também estabeleceu, para o atual ciclo tarifário, os valores dos componentes Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) e T (trajetória de custos operacionais) do Fator X<sup>3</sup> em 1,33% e 0,00%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários anuais da concessionária. Ainda, essa Resolução estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas, de 6,40%, que permanecerá constante em todos os reajustes anuais deste ciclo tarifário, além do percentual de perdas não técnicas<sup>4</sup> sobre o mercado faturado de baixa tensão, estabelecido em 2,83% para o ano de 2014.

### **II.1.4. Reajuste Tarifário Anual de 2013**

21. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.574, de 30/07/2013, o reposicionamento tarifário da **CELESC**, representou, em média, uma variação das tarifas homologadas no ano anterior, de 15,37%, sendo 14,50% referentes ao cálculo econômico e 0,87% relativos aos componentes financeiros.

## **II.2. Período de Referência**

22. O período de referência para o reajuste anual da CELESC é de agosto/2013 a julho/2014.

## **III. DA ANÁLISE**

### **III.1. Receita Anual**

---

<sup>2</sup> Índice calculado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV.

<sup>3</sup> O Fator X é composto pelos componentes Pd (produtividade), T (trajetória) e Q (qualidade), conforme consta no Submódulo 2.5 do PRORET.

<sup>4</sup> A metodologia de perdas técnicas regulatórias são definidas com base no Módulo 7 do Procedimentos de Distribuição – PRODIST – e a metodologia das perdas não técnicas consta no Submódulo 2.6 do PRORET.

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

23. No cálculo da Receita Anual (RA<sub>0</sub>) da distribuidora no período de referência, foram considerados os dados de mercado disponíveis no Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação Econômica – SAMP e as tarifas homologadas no processo tarifário anterior, que representa um faturamento anual de R\$ 4.797.733.440,49.

**Tabela 2: Mercado no Período de Referência**

MERCADO	MWh	Receita
<b>Fornecimento</b>	<b>15.943.054</b>	<b>R\$ 4.217.584.388,04</b>
A1 (230 kV ou mais)	-	R\$ -
A2 (88 a 138 kV)	401.883	R\$ 81.001.600,28
A3 (69 kV)	86.527	R\$ 17.753.974,04
A3a (30 kV a 44 kV)	31.780	R\$ 7.180.795,63
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5.836.939	R\$ 1.442.912.683,40
As	-	R\$ -
BT (menor que 2,3 kV)	9.585.925	R\$ 2.668.735.334,69
<b>Suprimento</b>	<b>1.293.904</b>	<b>R\$ 292.448.395,57</b>
<b>Livres A1</b>	<b>217.019</b>	<b>R\$ 3.352.936,42</b>
<b>Demais Livres</b>	<b>5.002.456</b>	<b>R\$ 250.349.870,40</b>
<b>Distribuição</b>	<b>160.095</b>	<b>R\$ 13.438.291,18</b>
<b>Geração</b>	<b>-</b>	<b>R\$ 20.559.558,87</b>
<b>TOTAL</b>	<b>22.616.528</b>	<b>R\$ 4.797.733.440,49</b>

### III.1. Fator X

24. Conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do PRORET, o componente Q (qualidade do serviço) do Fator X é determinado no momento de cada reajuste tarifário anual a partir da variação dos indicadores de DEC e FEC apurados nos últimos dois anos disponíveis.

25. No caso da **CELESC**, a variação média dos indicadores de DEC e FEC entre os anos de 2012 e 2013 foi de -8,05%, de modo que o valor de componente Q do Fator X a ser aplicado na atualização da Parcela B é de -0,49%.

**Tabela 3 – Fator X**

Resultados Obtidos - Fator X	
IGPM	5,87%
IPCA	6,75%
Componente Pd do Fator X	1,33%
Componente T do Fator X	0,00%
Componente Q do Fator X	-0,49%
<b>FATOR X</b>	<b>0,84%</b>
<b>(IVI - X)</b>	<b>5,03%</b>

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

### III.3. Encargos Setoriais

26. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas<sup>5</sup> e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nesse processo são:

- **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com as devidas alterações, em especial da Lei nº 12.783, de 11/1/2013, e o repasse de recursos, regulamentado pela Resolução nº 549, de 7/5/2013, em conformidade com a Medida Provisória nº 605, de 23/1/2013 e o Decreto nº 7.945, de 7/3/2013. **Descontos Tarifários**<sup>6</sup>: regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013;
- **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Lei nº 9.427, de 26/12/1996, alterado pela Lei nº 12.783/2013;
- **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** Lei nº. 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004 e detalhado pelo Submódulo 5.3 do PRORET;
- **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.** Lei nº. 7.990, de 28 de dezembro de 1989;
- **Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER .** Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto n. 6.353, de 16/1/2008, respectivamente;
- **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE).** Lei nº. 9.991, de 24/7/2000 e Resoluções Normativas nº 300/2008 e nº 316/2008 e;
- **Operador Nacional do Sistema – ONS.** Decreto nº 5.081, de 14/5/2004.

27. Assim, os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

---

<sup>5</sup> Maiores informações sobre os encargos setoriais encontram-se na página eletrônica da ANEEL.

<sup>6</sup> Em atendimento à regulamentação, os descontos foram retirados da estrutura tarifária das 63 concessionárias de distribuição de energia elétrica por ocasião da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, realizada em 24/1/2013.

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

**Tabela 4: Encargos Setoriais**

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	5.479.177,63	7.486.573,25	NT nº 247-SRE/ANEEL, de 30/07/14
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	60.178.942,45	98.214.858,39	0
Compensação financeira - CFURH	-	-	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	166.912.651,11	151.966.767,11	Previsão SRE -JAN/2014
PROINFA	129.970.229,20	136.313.375,41	REH 1666/2013
P&D e Eficiência Energética	46.713.215,96	57.532.102,10	Fórmula - Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	198.320,55	199.578,36	Contribuição JUL/14 - JUN/15
<b>Total de Encargos Tarifários</b>	<b>409.452.536,91</b>	<b>451.713.254,62</b>	

28. A partir da assinatura, em 2010, dos Termos Aditivos aos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica, são considerados na DRA os valores faturados dos encargos setoriais, de modo a assegurar a neutralidade dos itens da “Parcela A”.

29. Os valores apurados no atual reajuste (DRP) serão considerados também para a apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) do próximo reajuste da concessionária.

### III.5.3. Transmissão

30. Os custos com transmissão de energia elétrica, desde as usinas até as redes de distribuição da concessionária, são compostos por: Rede Básica (Nodal e Fronteira), Conexão/DIT, Transporte de Itaipu e Uso de Sistemas de Distribuição.

31. Para fins de repasse tarifário, os custos associados às instalações de transmissão (Rede Básica e Conexão/DIT), foram informados pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão - SRT, por meio da Nota Técnica nº. 209/2014-SRT/ANEEL, de 16/07/2014.

32. O custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência contratada multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada.

33. Os valores dos encargos relacionados à transmissão de energia a serem considerados neste reajuste tarifário (na DRA e na DRP) estão demonstrados na tabela abaixo:

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

**Tabela 5: Custo total de transmissão de energia elétrica**

<b>TRANSPORTE</b>	<b>R\$</b>	<b>248.753.138,26</b>	<b>R\$</b>	<b>338.916.148,30</b>
Rede Básica	R\$	129.085.528,00	R\$	213.467.381,00
Rede Básica Fronteira	R\$	38.661.198,00	R\$	37.700.563,00
Rede Básica ONS (A2)	R\$	1.869.643,87	R\$	2.036.330,11
Rede Básica Export. (A2)	R\$	-	R\$	-
MUST Itaipu	R\$	31.396.009,81	R\$	35.622.575,17
Transporte de Itaipu	R\$	14.019.244,32	R\$	15.154.509,76
Conexão	R\$	31.414.054,67	R\$	33.330.685,51
Uso do sistema de distribuição	R\$	2.307.459,59	R\$	1.604.103,75

Nota: O custo de conexão foi obtido da Resolução Homologatória nº 1.559/2013, atualizados pelo IPCA para a data de aniversário contratual.

34. A CELESC tem em sua área de concessão um consumidor conectado no nível de tensão A1 (230 kV ou mais) cujo nome é Vega do Sul, que é responsável pelo pagamento de parte dos encargos de conexão, no valor de R\$ 1.615.719,86 como informado na Nota Técnica da SRT.

### **III.5.4. Compra de Energia**

35. O artigo 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse a partir do ano-base "A" dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os artigos 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.

36. Os contratos se classificam nas seguintes modalidades:

- Contratos Bilaterais: Lei nº 10.848/2004 e Resolução Normativa nº 167, de 10/10/2005;
- Contratos de Leilões (CCEARs): Decreto nº 5.163/2004;
- Contratos de ITAIPU: Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;
- Angra I e II: Lei nº 12.111, de 9/12/2009;
- Cotas das Concessões Renovadas: Medida Provisória nº579, de 11/9/2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11/1/2013.

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

37. 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.

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



38. O referencial regulatório de perdas na Rede Básica na DRP, de 1,73%, foi calculado considerando as perdas apuradas na Rede Básica e as perdas apuradas nas Demais Instalações de Transmissão – DIT de uso compartilhado atribuídas à distribuidora<sup>7</sup>.

39. A cada processo tarifário serão apuradas as perdas das DIT de uso compartilhado, com base nas medições dos últimos 12 meses, que serão somadas às perdas na Rede Básica (rateadas em regime de condomínio) entre todas as distribuidoras. Neste processo tarifário utilizou-se como valor regulatório, conforme os valores contabilizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, a média de junho/2013 a maio/2014. A tabela 6 apresenta os valores de perdas para o atual reajuste tarifário da CELESC.

**Tabela 6: Perdas Rede Básica, Técnicas e Não-técnicas**

Descrição	DRA	DRP
% Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	2,83%	2,83%
% Técnica (s/ merc. injetado)	6,40%	6,40%
% Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,68%	1,73%

40. Para obtenção da energia requerida, tanto na DRA como na DRP, é necessário somar as perdas regulatórias, em MWh, de acordo com os respectivos percentuais determinados na revisão tarifária, ao mercado de venda da concessionária.

41. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRA, de acordo com o contrato de concessão, é obtido por meio dos montantes de energia requerida (MWh), valorados pelo preço médio de repasse do processo tarifário anterior.

42. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRP obedece aos critérios estabelecidos no contrato de concessão e nas normas setoriais, em especial a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004.

43. Ainda, considerou-se neste processo tarifário a alteração do cálculo econômico dos custos de compra de energia, conforme aprovado pelo Despacho nº 4.225, de 10/12/2013, de modo que o custo de aquisição de energia seja obtido pela multiplicação da energia requerida, líquida da energia do PROINFA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na DRP.

44. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético, que apura as sobras ou déficits<sup>8</sup> considerando o período de referência.

45. A energia contratada disponível é igual ao somatório de geração própria, CCEARs, compra de energia de contratos bilaterais e cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com contratos renovados.

<sup>7</sup> De acordo com o § 2º do art. 8º da Resolução Normativa nº. 67, de 8/6/2004, com redação alterada pela Resolução Normativa nº. 210, de 13/2/2006, as perdas provenientes das DIT de uso compartilhado deverão ser atribuídas a cada acessante da referida instalação.

<sup>8</sup> As sobras ou déficits são calculados a partir da diferença entre os totais de energia contratada e de energia requerida, ambos relativos ao período de referência.

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

46. A tabela 7 demonstra os requisitos de energia elétrica da **CELESC** para atendimento ao seu mercado de referência apurado na DRA e na DRP.

**Tabela 7: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP**

	DRA	DRP
<b>Energia Requerida (Fornecimento + Suprimento + Perdas)</b>	<b>19.378.929 MWh</b>	<b>19.388.867 MWh</b>
<b>Fornecimento + Suprimento</b>	<b>17.236.958 MWh</b>	<b>17.236.958 MWh</b>
Fornecimento	15.943.054 MWh	15.943.054 MWh
Suprimento	1.293.903,70 MWh	1.293.903,70 MWh
<b>Perdas Regulatórias</b>	<b>2.141.971 MWh</b>	<b>2.151.909 MWh</b>
Perda Não Técnica	271.282 MWh	271.282 MWh
Perda Técnica	1.550.140 MWh	1.550.140 MWh
Perda Rede Básica sobre Dist.	30.635 MWh	31.585 MWh
Perda Rede Básica sobre mercado Cat.	289.914 MWh	298.903 MWh
<b>Custo Médio</b>	<b>152,11</b>	<b>186,54</b>
<b>Despesa Energia (Energia Req. X Custo Médio)</b>	<b>R\$ 2.947.753.051,71</b>	<b>R\$ 3.616.836.668,83</b>

47. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia para contratos firmados após a Lei n. 10.848/2004, foram adotados os seguintes procedimentos:

i) Para valorar a energia referente aos CCEARs, foi utilizado o preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 meses subsequentes;

ii) Para os contratos de energia existente e de energia nova, modalidade quantidade, foi utilizado o respectivo preço médio de fechamento de cada leilão, por produto, atualizado pela variação do IPCA até o mês do aniversário contratual;

iii) Especificamente para os leilões de energia nova, modalidade disponibilidade, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável calculada a partir das informações do Memorando nº 122/2014-SRG/ANEEL, de 28/07/2014, da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração - SRG, que contém a previsão de valores do PLD<sup>9</sup> utilizada para o cálculo do custo variável da geração.

iv) Todas as atualizações de preços dos contratos firmados após a Lei nº. 10.848/2004 observaram os dispositivos dos artigos 34 a 46 do Decreto n. 5.163/2004, com as alterações introduzidas pelo Decreto nº 7.521/2011, que regulamentam os limites de repasse para os referidos contratos.

v) Para os contratos bilaterais (com terceiros e com parte relacionada – fornecedores que pertencem ao mesmo grupo controlador da distribuidora) foram levadas em consideração as informações prestadas pela Superintendência de Estudos de Mercado - SEM por meio do Memorando nº 186/2014-SEM/ANEEL, de 18/07/2014, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

<sup>9</sup> Os valores de PLD foram obtidos através de simulação com o modelo Decomp considerando a Função de Custo Futuro – FCF para o Programa Mensal de Operação - PMO de julho de 2014, já contemplando a nova metodologia CVaR. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVA energia do próximo reajuste tarifário.

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

Fl. 11 Nota Técnica nº 252/2014-SRE/ANEEL, 31/07/2014.

vi) O valor da despesa com compra de energia de Itaipu é apurado com base na tarifa de repasse de potência da Itaipu Binacional e nos montantes de potência e energia associada para os próximos 12 meses. Para os meses de 2014 foram considerados os montantes publicados na Resolução Homologatória nº 1.664, de 3/12/2013, e para o restante do período de referência os valores foram estimados a partir dos montantes da referida Resolução ajustados pela nova cota-parte de Itaipu definida para 2015. Para valoração dessa despesa, considerou-se a taxa de câmbio, em R\$/US\$ 2,2174, que corresponde à Taxa de Câmbio PTAX média de Venda, divulgadas pelo Banco Central do Brasil – Bacen para o período entre o 45º e 16º dia anterior à DRP e a tarifa de Itaipu, em dólares, publicada pela Resolução Homologatória nº 1.674, de 19/12/2013.

vii) Para o cálculo da despesa com a aquisição de energia proveniente de Angra e Cotas das Concessões Renovadas adotou-se o preço de repasse vigente, em R\$/MWh, estabelecido pela ANEEL.

48. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados na DRA<sup>10</sup> e na DRP para a **CELESC**, em função do Mercado de Referência, são, respectivamente, de R\$ 2.947.753.051,71 e R\$ 3.616.836.668,83.

49. A tabela 8 demonstra os contratos de compra de energia elétrica, e os seus respectivos montantes e despesas, já computadas as variações decorrentes das sobras/déficits nos montantes de energia adquirida.

**Tabela 8: Contratos de Compra de Energia Elétrica e respectivas Tarifas**

Contratos	Montante Contratado	Montante Considerado	Tarifa	Despesa
<b>AMBIENTE REGULADO - CCEAR</b>	<b>13.930.496,07</b>	<b>13.681.405,29</b>	<b>214,42 R\$</b>	<b>2.933.498.645,27</b>
1º Existente 2007-08	6.790,91	6.669,48	124,81 R\$	832.425,04
2º Existente 2008-08	682.286,51	670.086,57	133,91 R\$	89.733.962,47
4º Existente 2009-08	3.733.179,06	3.666.426,20	149,89 R\$	549.544.084,73
5º Existente 2007-08	1.133,99	1.113,71	158,92 R\$	176.993,27
8º Existente 2010-05	296,45	291,15	130,84 R\$	38.094,47
12º Existente 2014 12M/ Nova regra de atualização	17.054,97	16.750,01	191,41 R\$	3.206.120,15
12º Existente 2014 18M/ Nova regra de atualização	2.206,01	2.166,56	165,20 R\$	357.916,05
12º Existente 2014 36M/ Nova regra de atualização	20.164,39	19.803,83	149,99 R\$	2.970.376,63
13º Existente 2014-05 DISP	22.573,11	22.169,48	431,11 R\$	9.557.475,73
13º Existente 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE	57.747,90	56.715,31	270,81 R\$	15.358.999,52
1º Nova A-3 2008-15 T	866.182,87	850.694,68	283,62 R\$	241.275.631,77
1º Nova A-3 2008-30 H	122.507,94	120.317,38	167,37 R\$	20.137.920,22
2º Nova A-3 2009-15 T	1.258.955,65	1.236.444,30	461,77 R\$	570.958.536,50
2º Nova A-3 2009-30 H	2.451.148,49	2.407.319,57	195,39 R\$	470.357.264,66
4º Nova A-3 2010-15 T	167.075,73	164.088,26	486,24 R\$	79.785.749,14
6º Nova A-3 2011-15 T	33.000,57	32.410,49	30,94 R\$	1.002.694,39
1º Nova A-4 2009-15 T	450.923,73	442.860,78	288,76 R\$	127.878.879,24
1º Nova A-4 2009-30 H	35.336,44	34.704,59	178,84 R\$	6.206.727,21
1º Nova A-5 2010-15 T	527.684,72	518.249,20	222,03 R\$	115.065.244,53
1º Nova A-5 2010-30 H	544.213,12	534.482,07	180,03 R\$	96.224.903,18
5º Nova A-5 2012-15 T	1.186.910,78	1.165.687,67	257,48 R\$	300.141.480,61
<b>Bilaterais</b>	<b>203.955,01</b>	<b>200.308,10</b>	<b>255,95 R\$</b>	<b>51.269.606,81</b>
Central Nacional de Energia Eólica Ltda- CENAEEL	5.942,47	5.836,21	312,54 R\$	1.824.048,67
Hidroelétrica Roncador Ltda	4.650,08	4.566,93	128,97 R\$	588.997,51
LAGES BIOENERGÉTICA LTDA	192.720,00	189.273,98	257,14 R\$	48.669.911,08
Parque Eólico Santa Catarina Ltda.	642,47	630,98	295,81 R\$	186.649,56
<b>Energia Base</b>	<b>5.600.403,19</b>	<b>5.507.153,50</b>	<b>114,77 R\$</b>	<b>632.068.416,75</b>
Cota Angra I/Angra II	724.408,73	711.455,60	156,79 R\$	111.546.789,13
Cotas Lei n.º 12783/2013	325.779,81	319.954,55	32,89 R\$	10.523.247,96
Itaipu (tirando as perdas)	4.164.835,74	4.090.364,44	124,68 R\$	509.998.379,67
PROINFA	385.378,91	385.378,91	- R\$	-
<b>Total</b>	<b>19.734.854,28</b>	<b>19.388.866,89</b>	<b>188,54 R\$</b>	<b>3.616.836.668,83</b>

<sup>10</sup> O cálculo dos valores para a compra de energia na DRA é obtido por meio dos montantes de energia requerida valorados pelo preço médio de repasse do processo tarifário anterior.

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

### III.6. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

50. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias.

51. Os componentes financeiros considerados neste reajuste são:

**i) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA.** Compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/1/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

- Conforme Ofício-Circular nº 14/2014-SRE-SFF/ANEEL, de 14/05/2014, o saldo das CVAs foram apurados a partir de dados fornecidos diretamente pela concessionária à SRE, que procedeu à análise das informações e promoveu os ajustes cabíveis. Os dados considerados no cálculo serão fiscalizados e validados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, que apresentará relatório final de fiscalização, ratificando as informações ou indicando eventuais diferenças, que serão incorporadas no processo tarifário subsequente, com a devida atualização pela Taxa Selic.
- Com relação aos valores da CVAenergia, vale destacar que o tratamento dado pela SRE foi o de considerar os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório. Para as faturas até a competência dezembro/2012, foi 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. Para as faturas a partir da competência janeiro/2013, foi observada a alteração aprovada pelo Despacho nº 4.225, de 10 de dezembro de 2013, no âmbito do Processo nº 48500.001107/2011-21, de forma que o Fator K vertical seja único e aplicado a todos os contratos de compra de energia, excetuando-se a energia proveniente do PROINFA e da Geração Própria com custos ainda na Parcela B.
- Foram considerados os valores pleiteados pela empresa, e não considerados na última CVA, referentes aos acrônimos CVU-Santa Cruz- Of ANEEL, Despacho ANEEL nº 494-2012 e Lim. 69814520124013400-SUAPE. No último processo tarifário estes custos não foram considerados, pois se constatou que a data de pagamento era anterior ao período de competência da CVA, no entanto, estes acrônimos ainda não haviam sido interpretados para consideração nas CVAs no Reajuste de 2012 da CELESC, o que impossibilitou a sua inclusão à época.
- Na apuração do saldo final da CVAenergia foi revertido os valores referentes à subvenção CDE do período de maio/2013 a janeiro/2014, referentes ao repasse do Risco Hidrológico,

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

assim como da Conta ACR, referente ao pagamento das térmicas, de fevereiro/2014 a abril/2014. O valor dessas reversões foi de R\$ 310.765.707,67.

- Os valores da CVA até o 5º dia útil anterior à data de reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual BMF<sup>11</sup>, de 10,87% a.a., resultando nos valores da CVA em Processamento demonstrados na tabela abaixo:

**Tabela 9: Valores apurados da CVA em Processamento**

Descrição CVA	DELTA	30º Dia Anterior	5º Dia Útil Anterior	12 Meses Subseqüentes
CVA <sub>CCC</sub>	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
CVA <sub>CDE</sub>	R\$ 12.046.883,05	R\$ 12.243.272,20	R\$ 12.329.020,28	R\$ 13.032.013,45
CVA <sub>Rede B.</sub>	R\$ 7.130.357,74	R\$ 7.581.236,32	R\$ 7.634.332,94	R\$ 8.069.637,92
CVA <sub>COMPRA DE ENERGIA</sub>	R\$ 398.765.762,42	R\$ 426.215.036,40	R\$ 429.200.113,98	R\$ 453.672.841,10
CVA <sub>REPASSE ITAIPU</sub>	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
CVA <sub>COMPENSAÇÃO FINANCEIRA</sub>	R\$ -	R\$ -	R\$ -	R\$ -
CVA <sub>TRANSPORTE ITAIPU</sub>	R\$ 35.877,03	R\$ 38.925,62	R\$ 39.198,24	R\$ 41.433,30
CVA <sub>PROINFA</sub>	R\$ 6.656.692,54	R\$ 6.901.343,75	R\$ 6.949.678,62	R\$ 7.345.945,03
CVA <sub>ESS</sub>	R\$ (165.794.750,47)	R\$ (165.333.414,45)	R\$ (166.491.358,28)	R\$ (175.984.593,36)
<b>CVA TOTAL em processamento</b>	<b>R\$ 258.840.822,31</b>	<b>R\$ 287.646.399,84</b>	<b>R\$ 289.660.985,79</b>	<b>R\$ 306.177.277,44</b>

Nota: o cálculo da CVA Energia considera apenas os volumes contratados para atendimento de 100% do mercado regulatório, além das normas regulatórias vigentes (Resolução Normativa nº 255, de 06/3/2007) e Despacho nº 4.225, de 10/12/2013.

*ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior.* Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, foi verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 2013 foi efetivamente compensado, levando-se em conta as variações ocorridas entre o mercado de energia elétrica utilizado na definição daquele processo 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.

*iii) Recálculo da CVA energia do ano anterior:* Em cumprimento ao disposto nos incisos (ii) e (v) do Despacho ANEEL nº 4.225, de 10/12/2013, foi retificada a CVA energia do último processo tarifário da concessionária (RTP-2013), de modo a considerar o Fator K vertical único para todos os contratos de compra de energia (exceto PROINFA) a partir do mês de competência de janeiro/2013. O total das diferenças, atualizada pela taxa SELIC foi de R\$ 2.565.837,39.

*iv) Neutralidade dos Encargos Setoriais.* Em conformidade ao disposto na Subcláusula Décima oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a neutralidade dos encargos refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item dos encargos setoriais faturados no período de referência e os respectivos valores contemplados no processo tarifário anterior. O total das diferenças, atualizada pela taxa SELIC foi de R\$ - 15.755.385,69.

<sup>11</sup> Em conformidade com os §§ 2º e 3º do Art. 3º da Portaria Interministerial MF/MME nº 25, de 24 de janeiro de 2002, e os §§ 1º e 2º do Art. 6º da Resolução nº 89, de 18 de fevereiro de 2002, os valores das CVA até o 5º (quinto) dia útil anterior à data do reajuste tarifário são 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 o prazo de 12 meses, ambos referentes aos 30 dias anteriores à data do reajuste.

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

**v) Repasse de Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo.**

Conforme a REN nº 255/2007, com redação alterada pelas REN nº 305/2008 e nº 609/2014, e de acordo com os critérios definidos no Despacho nº 4.225/2013, foi calculada para a concessionária, em relação ao ano civil de 2013, uma sobrecontratação ao mercado de curto prazo de energia de 21.929 MWh.

- O montante de sobrecontratação/exposição foi obtido com base em dados fornecidos pela CCEE e representa, juntamente com o ajuste financeiro das operações no mercado de curto prazo, um repasse de R\$ 11.182.520,48. Deste valor foram deduzidos os valores repassados pela CDE à concessionária ao longo de 2013 (R\$ 32.074.817,08), a título de Exposição Involuntária, nos termos do inciso I do Art 4º-A do Decreto 7.891/2013. Assim, o componente financeiro final de exposição ao mercado de curto prazo/sobrecontratação de energia é de R\$ (20.892.296,60), já atualizado para preços de agosto de 2014.
- Cabe destacar que o Fator K não foi aplicado sobre as compras de energia realizadas no mercado de curto prazo, conforme decisão da Diretoria da ANEEL proferida na 27ª Reunião Pública Ordinária realizada em 29/07/2014, no âmbito do processo 48500.001107/2011-21. Tal procedimento foi adotado em caráter provisório, devendo ser revisto o cálculo caso essa metodologia não seja aprovada após a realização da quarta fase da AP 78/2011. Por fim, ressalta-se que a alteração da metodologia do Fator K tem reflexos sobre a apuração da CVA de energia, na medida em que a sua aplicação passou a ser realizada somente sobre os contratos de compra de energia.

**vi) Exposição por Diferenças de Preços entre Submercados.** Conforme dispõe o artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004, as regras de comercialização preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia. A SRE apurou, com base nos relatórios da CCEE, o valor da exposição líquida, atualizado pelo IPCA, referente ao período de janeiro a dezembro de 2013, o qual totalizou R\$ (11.630.257,08).

**vii) Ajuste financeiro CUSD.** Em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002, ajustou-se financeiramente os custos decorrentes dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs) firmados com a distribuidora COPEL no valor de R\$ (89.999,90).

**viii) Diferencial Eletronuclear.** É a diferença<sup>12</sup> entre a tarifa praticada e a de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009, a qual totalizou R\$ 1.545,39.

52. A tabela 10 consolida os valores dos componentes financeiros:

---

<sup>12</sup> A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1º Leilão e seu valor será repassado mensalmente pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela Resolução Homologatória 1.585/2013.

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



**Tabela 10: Componentes Financeiros**

COMPONENTES FINANCEIROS			
Componentes Financeiros	Valores		
		Soma de Valor	Soma de Participação
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	-R\$	89.999,90	0,00%
CVA em Processamento - Encargos Setoriais	-R\$	155.606.634,88	-3,14%
CVA em Processamento - Energia comprada	R\$	453.672.841,10	9,15%
CVA em Processamento - Transmissão	R\$	8.111.071,22	0,16%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	R\$	1.545,39	0,00%
Exposição CCEAR entre Submercados	-R\$	11.630.257,08	-0,23%
Neutralidade - Encargos Setoriais	-R\$	15.755.385,69	-0,32%
Repass e da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	-R\$	20.892.296,60	-0,42%
Saldo a Compensar CVA - Ano Anterior + Ajustes	R\$	2.715.455,18	0,05%
<b>Total Geral</b>	<b>R\$</b>	<b>260.526.338,73</b>	<b>5,26%</b>

53. A distribuidora pleiteou ainda um componente financeiro referente à captação de recursos junto ao mercado financeiro, que corresponderia basicamente aos juros pagos pelos empréstimos adquiridos pela empresa para financiar as despesas da utilização de usinas térmicas a partir de outubro de 2013, que não foi considerado neste cálculo em decorrência de não existir regulamentação para o repasse destes custos.

### III.7. Subvenção CDE – Descontos Tarifários

54. Nos termos do inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891/2013, a CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural e; serviço público de irrigação.

55. Conforme o artigo 3º do Decreto nº 7.891/2013, a Centrais Elétricas Brasileiras S. A. – Eletrobras – deve repassar o montante mensal de recursos da CDE a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários retirados da estrutura tarifária. Para definição dos valores mensais dos subsídios a serem repassados, a SRE utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

56. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela Eletrobras a distribuidora no período de agosto/2014 a julho/2015, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados no período de fevereiro/2013 a julho/2014.

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

**Tabela 11: Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobrás**

TIPO	AJUSTE (R\$)	PREVISÃO (R\$)	VALOR MENSAL (R\$)
SUBSIDIO CARGA FONTE INCENTIVADA	1.506.714,47	6.188.170,81	7.694.885,28
SUBSIDIO GERAÇÃO FONTE INCENTIVADA	(216.225,06)	677.812,05	461.586,99
SUBSIDIO DISTRIBUIÇÃO	(3.907.619,06)	16.147.952,84	12.240.333,78
SUBSIDIO ÁGUA; ESGOTO E SANEAMENTO	109.229,61	1.224.621,67	1.333.851,28
SUBSIDIO RURAL	1.214.454,92	12.146.731,14	13.361.186,06
SUBSIDIO IRRIGANTE/AQUICULTOR	(125.905,33)	440.920,69	315.015,37
Total	(1.419.350,43)	36.826.209,20	35.406.858,77

### III.8. Análise dos Resultados

57. O IRT de 2014 da **CELESC**, de 23,21%, é composto pelo IRT econômico, de 17,96% e pelo IRT financeiro, de 5,26%, representando um efeito tarifário médio de 22,62%<sup>13</sup> a ser percebido pelos consumidores em relação às tarifas vigentes, conforme demonstra a tabela a seguir.

**Tabela 12: Efeito Médio por Grupo de Consumo**

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (> 2,3kV)	22,42%
BT - Baixa Tensão (< 2,3kV)	22,76%
<b>Efeito tarifário médio AT+BT</b>	<b>22,62%</b>

58. O Valor da Parcela A apresentou uma variação de 22,23% no período de referência, representando 16,71% na composição do IRT, com destaque para:

i) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais resultou em aumento de 10,32% em comparação com os valores referentes ao último processo tarifário, correspondendo a uma variação tarifária média de 0,88%. Destaca-se variação de 63,20% da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, correspondendo a um aumento tarifário médio de 0,79%. Esse aumento decorre das novas quotas anuais da CDE, para 2014, homologadas pela REH 1.699/2014.

ii) **Custos de Transmissão.** Variação de 36,25% em relação ao processo anterior, correspondendo a um impacto tarifário de 1,88%. Esse aumento é explicado principalmente pela nova previsão dos custos com Rede Básica informada pela SRT por meio do Memorando nº 300/2014-SRT/ANEEL, conforme Nota Técnica nº 209/2014-SRT/ANEEL, ambos de 16/07/2014, justificada entre outros motivos pela arrecadação de valores referentes ao impacto nas transmissoras devido à obrigatoriedade do repasse de encargos setoriais e do surgimento de novas centrais de geração com direito ao desconto estabelecido pela Lei nº 9.427/96.

iii) **Compra de Energia.** Variação de 22,70% em relação ao processo anterior, contribuindo para um aumento tarifário de 13,95%, principalmente devido ao aumento do montante de CCEARs de Energia Nova, cuja tarifa média é superior à tarifa do mix total da distribuidora. Além disso, a compra da

<sup>13</sup> O fato de o efeito médio ser inferior ao IRT é explicado pela retirada do financeiro positivo considerado no reajuste de 2013.

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



Fl. 17 Nota Técnica nº 252/2014-SRE/ANEEL, 31/07/2014.

energia proveniente dos 12º e 13º Leilões de Energia Existente acarretou um aumento expressivo da tarifa média dos CCEARs de Energia Existente. A Tabela 13 demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

**Tabela 13: Comparação da variação do custo de energia**

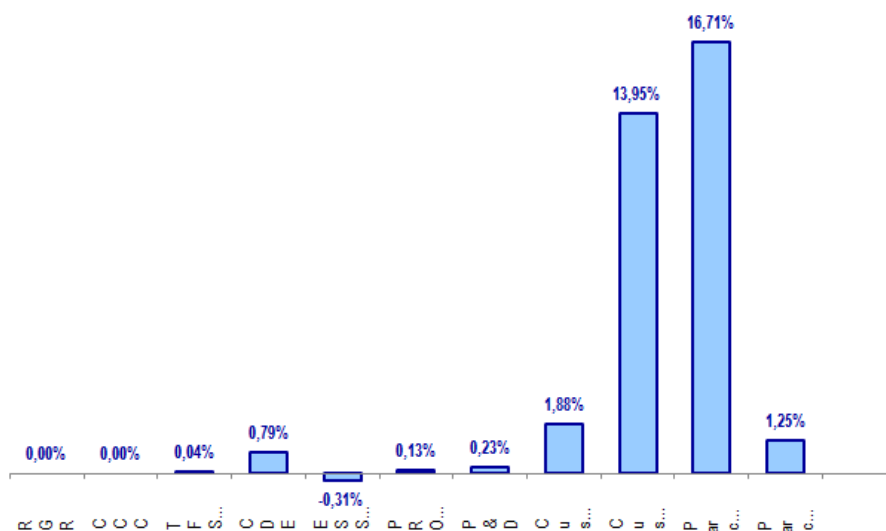
Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo anterior	Processo atual	Variação	Processo anterior	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	-	22.573,11	-	-	431,11	-
Existente - CCEAR-QTD	4.479.925,37	4.520.860,19	0,9%	137,78	149,15	8,3%
Nova - CCEAR-DSP	4.522.703,35	4.490.734,05	-0,7%	197,02	325,62	65,3%
Nova - CCEAR-QTD	3.702.133,03	3.896.102,86	5,2%	179,22	186,39	4,0%
Madeira	571.824,94	989.740,94	73,1%	106,81	114,56	7,3%
Belo Monte	-	10.484,92	-	-	99,88	-
Bilateral	208.660,00	203.955,01	-2,3%	241,95	255,95	5,8%
Cota Angra I/Angra II	724.408,73	724.408,73	0,0%	135,67	156,79	15,6%
Cotas Lei nº 12.783/2013	274.900,68	325.779,81	18,5%	32,89	32,89	0,0%
Geração Própria	-	-	-	-	-	-
Itaipu	4.266.715,75	4.164.835,74	-2,4%	126,67	124,68	-1,6%
Proinfa	393.206,27	385.378,91	-2,0%	-	-	-
Montante de Reposição	266.255,64	-	-100,0%	137,78	-	-100,0%
Sobra (-) / Exposição (+)	(983.344,22)	(345.987,39)	-64,8%	167,58	190,32	13,6%
<b>TOTAL</b>	<b>18.427.389,54</b>	<b>19.388.866,89</b>	<b>5,2%</b>	<b>152,11</b>	<b>186,54</b>	<b>22,64%</b>

59. A atualização da Parcela B representou 1,25% na composição do IRT, refletindo a variação acumulada do IGP-M no período de referência descontado o Fator X.

60. O gráfico I apresenta a participação dos itens das Parcelas A e B na composição do IRT.

**Gráfico I: Composição dos itens das Parcelas A e B no IRT**

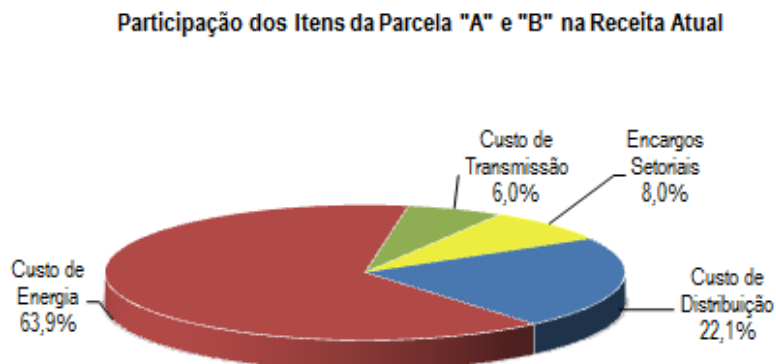
Composição Percentual do Índice



61. O gráfico II demonstra a participação dos itens das Parcelas A e B na composição da nova Receita Anual da concessionária.

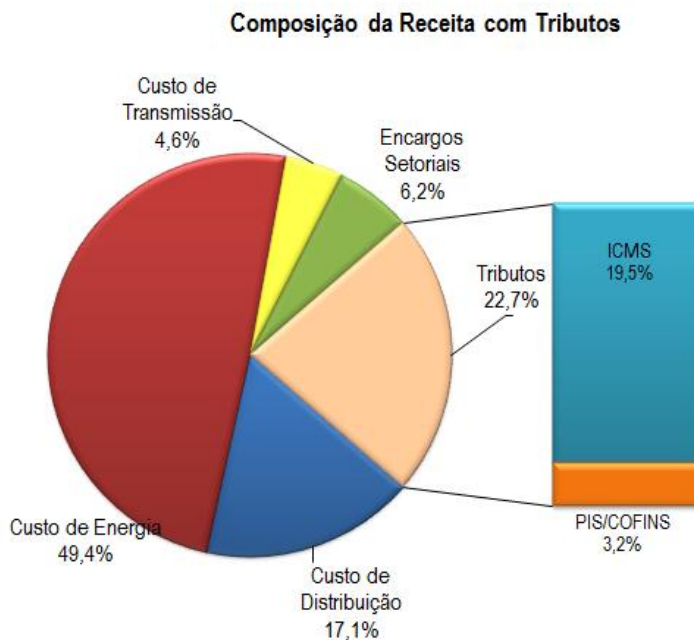
\* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

**Gráfico II: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual**



62. O Gráfico III ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 19,5% para o ICMS e de 3,2% para o PIS e COFINS (total de 22,7% por dentro), o que equivale a uma majoração de 29,4% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

**Gráfico III: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos**



63. A tabela 14 demonstra a evolução de cada item em relação ao processo tarifário anterior (primeira coluna), a participação dos itens das Parcelas A e B na composição do IRT (segunda coluna) e a distribuição da receita para cobrir os custos das Parcelas A e B (terceira coluna).

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

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

REAJUSTE TARIFÁRIO	Variação ano anterior	Participação no Reajuste	Participação na Receita
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>10,32%</b>	<b>0,88%</b>	<b>7,98%</b>
Reserva Global de Reversão – RGR	-	0,00%	0,00%
Conta de Consumo de Combustíveis – CCC	-	0,00%	0,00%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	36,64%	0,04%	0,13%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	63,20%	0,79%	1,74%
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	-8,95%	-0,31%	2,69%
Proinfa	4,88%	0,13%	2,41%
P&D e Eficiência Energética	23,16%	0,23%	1,02%
Contribuição ONS	0,63%	0,00%	0,00%
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>36,25%</b>	<b>1,88%</b>	<b>5,99%</b>
Rede Básica	65,37%	1,76%	3,77%
Rede Básica Fronteira	-2,48%	-0,02%	0,67%
Rede Básica ONS (A2)	8,92%	0,00%	0,04%
MUST Itaipu	13,46%	0,09%	0,63%
Transporte de Itaipu	8,10%	0,02%	0,27%
Conexão	6,13%	0,04%	0,59%
Uso do sistema de distribuição	-30,48%	-0,01%	0,03%
<b>Compra de Energia</b>	<b>22,70%</b>	<b>13,95%</b>	<b>63,91%</b>
<b>Receita Anual</b>			
<b>Total Parcela A</b>	<b>22,23%</b>	<b>16,71%</b>	<b>77,88%</b>
<b>Total Parcela B</b>	<b>5,03%</b>	<b>1,25%</b>	<b>22,12%</b>
<b>Índice de Reajuste Tarifário Anual - IRT</b>		<b>17,96%</b>	
<b>Componentes Financeiros</b>		<b>Participação</b>	
<b>CVA</b>		<b>6,23%</b>	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais		-3,14%	
CVA em Processamento - Energia comprada		9,15%	
CVA em Processamento - Transmissão		0,16%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		0,05%	
<b>Neutralidade - Encargos Setoriais</b>		<b>-0,32%</b>	
<b>Outros Componentes Financeiros</b>		<b>-0,66%</b>	
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007		-0,42%	
Exposição CCEAR entre Submercados		-0,23%	
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs		0,00%	
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009		0,00%	
<b>Total dos componentes Financeiros</b>		<b>5,26%</b>	
		<b>23,21%</b>	

64. A comparação entre o pleito do reajuste da **CELESC**, de 20,49%, e o reajuste tarifário calculado pela SRE, de 23,21%, com a motivação para cada uma das diferenças, está demonstrada a seguir.

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

**Tabela 15: Comparação entre o pleito e o cálculo da SRE/ANEEL**

Descrição	Empresa	Aneel	Justificativa
IGP-M - Fator X	5,50%	5,03%	
RA <sub>0</sub>	4.847.712.009	4.797.733.440	
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>436.572.968</b>	<b>451.713.255</b>	
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	5.801.581	7.486.573	
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	98.214.858	98.214.858	
Encargo de Serviços do Sistema - ESS	151.966.767	151.966.767	
Proinfa	136.313.375	136.313.375	
P&D e Eficiência Energética	44.078.481	57.532.102	Diferença de cálculos
Contribuição ONS	197.906	199.578	
<b>Custo com Transporte de Energia</b>	<b>286.384.335</b>	<b>338.926.097</b>	
Rede Básica	145.998.902	213.467.381	Empresa utilizou IGPm para estimativa
Rede Básica Fronteira	44.356.858	37.700.563	
Rede Básica ONS (A2)	2.067.591	2.036.330	
MUST Itaipu	38.897.942	35.622.575	
Transporte de Itaipu	17.368.718	15.154.510	
Conexão	35.017.938	33.340.634	
Uso do sistema de distribuição	2.676.385	1.604.104	Empresa utilizou IGPm para estimativa
<b>Compra de Energia</b>	<b>3.552.354.101</b>	<b>3.616.836.669</b>	
VPB <sub>1</sub>	1.233.364.101	1.251.764.327	
<b>IRT</b>	<b>13,63%</b>	<b>17,96%</b>	
<b>CVA</b>	<b>329.175.812</b>	<b>308.892.733</b>	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(229.017.250)	(155.606.635)	Empresa considerou todas as reversões da subvenção da CDE.
CVA em Processamento - Energia comprada	551.307.001	453.672.841	Aneel utilizou a legislação vigente.
CVA em Processamento - Transmissão	6.886.060	8.111.071	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	-	2.715.455	
<b>Neutralidade - Encargos Setoriais</b>	<b>(15.334.705)</b>	<b>(15.755.386)</b>	
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>34.601.558</b>	<b>(32.611.008)</b>	
Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007	-	(20.892.297)	Aneel considerou a reversão da subvenção da CDE relativa a exposição involuntária.
Exposição CCEAR entre Submercados	-	(11.630.257)	
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs	-	(90.000)	
Diferencial Eletrônuclear - Lei nº 12.111/2009	-	1.545	
Custos Financeiros Captação recursos (Térmicas)	34.601.558	-	
<b>CVA</b>	<b>6,48%</b>	<b>6,23%</b>	
<b>Neutralidade - Encargos Setoriais</b>	<b>-0,30%</b>	<b>-0,32%</b>	
<b>Subsídios</b>	<b>0,00%</b>	<b>0,00%</b>	
<b>Outros Componentes Financeiros</b>	<b>0,68%</b>	<b>-0,66%</b>	
<b>Reajuste Tarifário com Financeiros</b>	<b>20,49%</b>	<b>23,21%</b>	

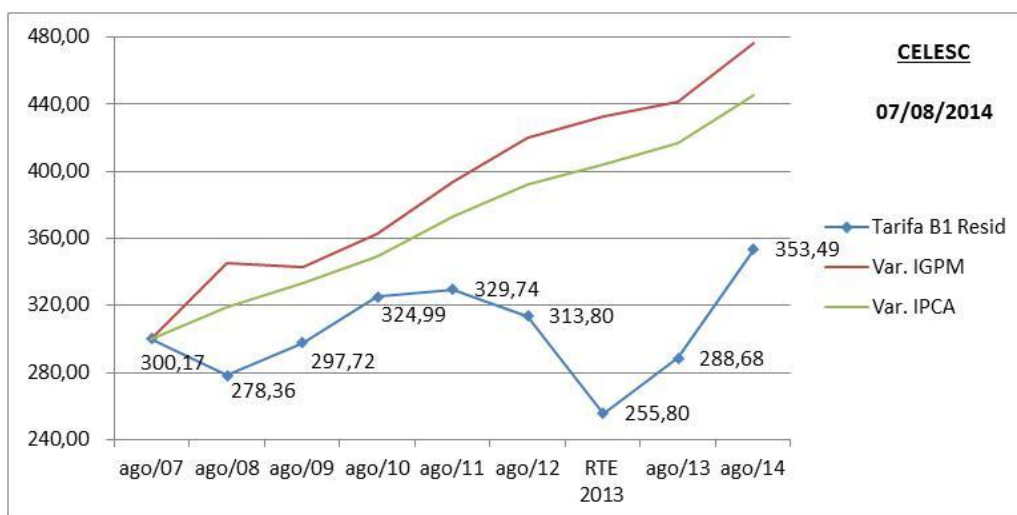
65. As principais diferenças entre o pleito da distribuidora e o IRT calculado pela SRE/ANEEL, no índice econômico, residiram na Compra de Energia, em decorrência de projeções distintas para as tarifas, principalmente as relacionadas aos leilões de energia por disponibilidade, devido à variação dos valores estimados quando da elaboração do Pleito pela empresa e da estimativa utilizada pela ANEEL, baseada no Memorando nº 122/2014-SRG/ANEEL, de 28/07/2014, da Superintendência de Regulação dos Serviços de Geração – SRG, e do custo de Rede Básica, no qual a empresa não utilizou as devidas tarifas de rede básica. Caso a empresa tivesse utilizado a mesma previsão de tarifa média na energia comprada, assim como as tarifas corretas de rede básica, o econômico pleiteado de 13,63% passaria para 18,86%.

66. Com relação aos financeiros, a empresa pleiteou um componente financeiro referente à captação de recursos junto ao mercado financeiro, que não foi considerado neste cálculo em decorrência de não existir regulamentação para o repasse destes custos.

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

67. Apenas a título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da **CELESC** nos últimos sete anos, comparada com a variação do IGP-M e IPCA no mesmo período.

**Gráfico IV: Evolução da tarifa Residencial B1 (2007-2014)**



68. Por fim, os valores dos serviços cobráveis previstos nos artigos 102, 103 e 131 da Resolução Normativa nº 414, de 9/9/2010, estabelecidos no momento da revisão tarifária das distribuidoras e cuja receita líquida é destinada à modicidade tarifária, foram atualizados pela variação acumulada do IPCA até o mês do atual reajuste tarifário, conforme previsto na Resolução Homologatória nº 1.121, de 15/3/2011.

### III.9. Tarifas de Suprimento

69. As concessionárias de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano vinculadas à **CELESC** são: Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA, Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA, Empresa Força e Luz de Urussanga Ltda. – EFLUL e Iguazu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. – IENERGIA. Essa última não adquire energia da **CELESC**, sendo apenas usuária do sistema de distribuição.

70. Sendo assim, consta do quadro abaixo as Tarifas de Energia Elétrica – TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da **CELESC**, a serem aplicadas às referidas distribuidoras, observadas as seguintes vigências: IENERGIA a partir de 07/08/2014, COOPERALIANÇA, JOÃO CESA e URUSSANGA a partir de 14/08/2014.

CELESC	TUSD (R\$/KW)		TUSD	TE
	PONTA	FORA PONTA	R\$/MWh	R\$/MWh
A3	4,15	2,49	7,45	219,06
A4	4,53	2,8	11,51	219,06

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

#### IV. DO FUNDAMENTO LEGAL

71. O inciso IV do artigo 15 da Lei nº 9.427, de 26/12/1996; o inciso X do artigo 4º do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6/10/1997, o artigo 3º da Lei nº 9.427, de 26/12/2004, com a redação dada pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15/3/2004 e a Cláusula Nona do Contrato de Concessão nº 056/1999.

#### V. DA CONCLUSÃO

72. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº 056/1999, no que consta do Processo nº 48500.002182/2014-52 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de 23,21% a ser aplicado às tarifas da **CELESC**, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 22,62%, sendo de em média 22,42% para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 22,76% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);
- ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da **CELESC**; inclusive para as distribuidoras IENERGIA, COOPERALIANÇA, JOÃO CESA e URUSSANGA;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo, inclusive em relação ao consumidor do Subgrupo A1;
- iv) pela aprovação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER; e
- v) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

---

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

## **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.

**ANDREY VINÍCIUS ALTOÉ**  
Especialista em Regulação

**WELLINGTON CARLOS CARVALHO**  
Especialista em Regulação

**De acordo:**

**DAVI ANTUNES LIMA**  
Superintendente de Regulação Econômica