

## VOTO

**PROCESSO:** 48500.002050/2015-10

**INTERESSADOS:** CELESC DIS – CELESC Distribuição S/A

**RELATOR:** José Jurhosa Júnior

**RESPONSÁVEL:** Superintendência de Gestão Tarifária – SGT

**ASSUNTO:** Reajuste Tarifário Anual de 2015 da CELESC DIS – CELESC Distribuição S/A, a vigorar a partir de 07 de agosto de 2015.

### I. RELATÓRIO

A CELESC é concessionária<sup>1</sup> do serviço público de distribuição de energia elétrica e atende cerca de 2,7 milhões unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual da ordem de R\$ 6 bilhões.

2. No processo tarifário de 2014, as tarifas da CELESC foram, em média, reajustadas em 23,21%, sendo 17,96% referentes ao reajuste tarifário econômico e 5,26% relativos aos componentes financeiros pertinentes, conforme consta da Resolução Homologatória – REH nº 1.770/2014.

3. Em 27/02/2015, foi emitida a REH nº 1.858/2015, que homologou os resultados da Revisão Tarifária Extraordinária - RTE das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica. Os custos adicionais considerados na RTE foram alocados como componentes financeiros não alterando em regra as tarifas econômicas homologadas nos processos tarifários de 2014. Para a CELESC, o efeito médio homologado pela REH nº 1.858/2015 foi de 24,77%.

4. A Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, pela Nota Técnica nº 194, de 28/07/2015, consolidou o cálculo do reajuste de 2015 da CELESC.

5. No dia 28/07/2015, a SGT encaminhou, via correspondência eletrônica, ao Conselho de Consumidores da CELESC as planilhas finais de cálculo do RTA de 2015, conforme dispõe a Resolução Normativa nº 652, de 17/03/2015, que aprovou a revisão dos Submódulos 3.1, 8.2 e 10.2 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária.

6. Por fim, a Procuradoria Geral da ANEEL conheceu da minuta de Resolução e a chancelou.

7. É o relatório.

---

<sup>1</sup> Ver o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 56/1999-ANEEL.

## II. FUNDAMENTAÇÃO

8. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da CELESC conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, sendo de 3,59%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 3,63%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

**Tabela 1 — Efeito médio a ser percebido pelo consumidor  
Erro! Fonte de referência não encontrada.**

**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28/07/2015.

9. O efeito médio de **Erro! Fonte de referência não encontrada.** decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculado conforme Índice de Reajuste Tarifário – IRT estabelecido no contrato de concessão; (ii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos na RTE 2015, que vigoraram até a data do reajuste em processamento; (iii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e (iv) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário anual de 2014, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

10. A atualização dos custos da Parcela A e da B contribuiu para o efeito médio em 4,82%<sup>2</sup>, ao se adotarem como base de comparação, além dos custos da Parcela A e da B atualmente contidos nas tarifas, os custos acrescidos na RTE mediante componente financeiro, sendo 3,84% referente à variação de custos de Parcela A e 0,98% à variação de custos da Parcela B. Em relação à atualização dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, para compensar nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram para o aumento tarifário de 3,04% no atual reajuste da CELESC.

11. Já o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo anterior, representa uma redução de -4,25% no atual reajuste.

12. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de **Erro! Fonte de referência não encontrada.** [**Erro! Fonte de referência não encontrada.** = 4,82% + 3,04% -4,25%], constituiu a conjugação dos três movimentos tarifários explicitados:

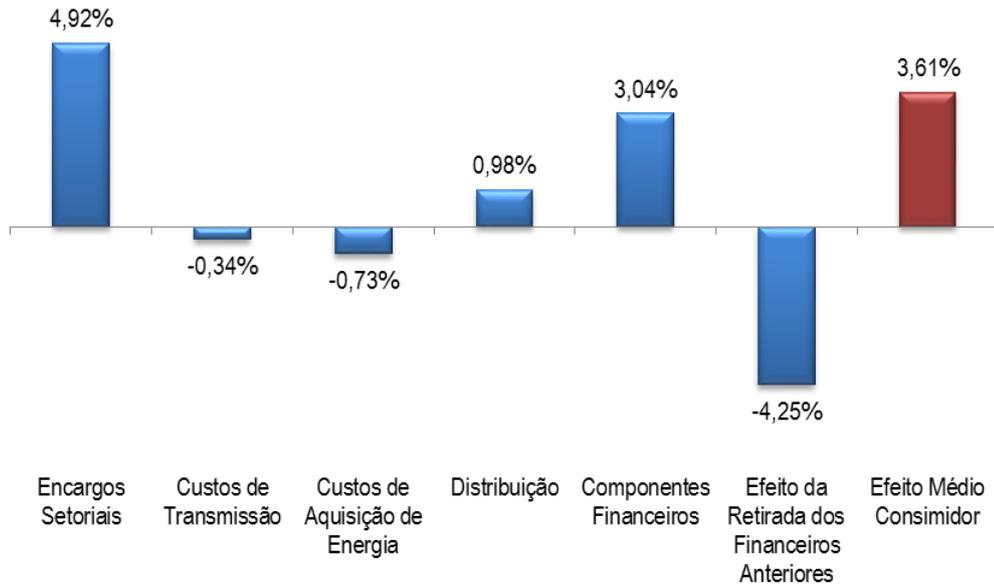
- a) IRT de 4,82% resultante da atualização dos custos de Parcela A e B, que incorpora os efeitos da RTE no seu cálculo;
- b) Inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, de 3,04%; e
- c) Efeito da retirada dos financeiros considerados no processo ordinário anterior, de -4,25%.

13. O Gráfico 1 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio.

---

<sup>2</sup> Para tornar as bases comparáveis, foi considerada na Parcela A da RTE a nova Cota de CDE e a atualização dos custos com compra de energia que naquela oportunidade foram tratados como componentes financeiros.

**Gráfico 1 – Efeito para o Consumidor por Componente**



**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL.

14. A Tabela 2 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio:



**Tabela 2 - Itens de custo que conduziram ao efeito médio**

	Varição	Participação no Reajuste	Participação na Receita
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>4,67%</b>	<b>3,84%</b>	<b>82,15%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>20,33%</b>	<b>4,92%</b>	<b>27,75%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	-21,24%	-0,02%	0,08%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	-2,81%	-0,44%	14,65%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	-3,23%	-0,10%	2,97%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-	5,32%	5,07%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	21,16%	0,45%	2,46%
PROINFA	-5,00%	-0,10%	1,73%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	-18,55%	-0,19%	0,79%
ONS	3,19%	0,00%	0,00%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>-7,31%</b>	<b>-0,34%</b>	<b>4,14%</b>
Rede Básica	-24,82%	-0,74%	2,13%
Rede Básica Fronteira	28,40%	0,15%	0,66%
Rede Básica ONS (A2)	6,49%	0,00%	0,03%
MUST Itaipu	12,62%	0,06%	0,51%
Transporte de Itaipu	26,21%	0,05%	0,24%
Conexão	26,53%	0,12%	0,55%
Uso do sistema de distribuição	26,11%	0,01%	0,03%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>-1,37%</b>	<b>-0,73%</b>	<b>50,25%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>5,54%</b>	<b>0,98%</b>	<b>17,85%</b>
<b>IRT considerando a variação tarifária da RTE</b>		<b>4,82%</b>	<b>100,00%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>3,04%</b>	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade		-4,06%	
CVA em Processamento - Energia comprada		6,25%	
CVA em Processamento - Transmissão		0,45%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		0,20%	
Neutralidade dos Encargos		-0,21%	
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007		0,51%	
Exposição Diferença Preços entre Submercados		0,45%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,01%	
Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs		0,00%	
Financeiro de Reversão RTE - Energia		-0,56%	
Diferencial Eletruclear - Lei n° 12.111/2009		0,00%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>		<b>-4,25%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>		<b>3,61%</b>	

**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

15. Os custos da **Parcela A** representam 82,15% dos custos da Concessionária. O incremento desses custos representou 3,84% pontos percentuais na composição do índice de reajuste tarifário ajustado pelos custos acrescidos na RTE.

16. O valor total dos encargos setoriais aumentou 20,33% em comparação com os valores referentes à RTE de 2015, correspondendo a um efeito tarifário médio de 4,92%. Desses encargos, destaca-se a majoração da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, com efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 4,78%, em razão, principalmente, da inclusão da quota estabelecida para a Concessionária referente à Conta ACR, não incluída no cálculo da RTE.

17. Destaca-se que essa quota se destina à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222/2014 e à Resolução Normativa - REN nº 612/2014. A Conta ACR visa cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, em 2014, em decorrência da exposição involuntária no mercado de curto prazo e do despacho de usinas termelétricas vinculadas a Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR na modalidade por disponibilidade de energia elétrica.

18. O custo de compra de energia sofreu uma variação de -1,37% em relação ao processo anterior, contribuindo para uma redução tarifária de -0,73%. Esse decréscimo decorre, sobretudo, do fato de que, pela metodologia de recorte estabelecida para a valoração da compra de energia na RTE 2015, houve um maior adensamento<sup>3</sup> da energia proveniente dos produtos do 18º Leilão de Ajuste, cujos períodos de suprimento são de três e seis meses. Como, no processo tarifário ordinário, o horizonte para recuperação dos custos de energia é de 12 meses, o peso do Leilão de Ajuste no custo total de energia foi muito menor do que o considerado na RTE, contribuindo para uma redução da tarifa média de compra de energia. Como se pode observar no gráfico abaixo, o leilão de ajuste foi o componente que mais influenciou nas variações no custo de aquisição de energia.

19. Importante ressaltar que a REH nº 1.094/2010, que definiu as cotas-partes da UHE Itaipu para 2011 e 2016, não contemplou a Iguazu Energia - IENERGIA (que à época era suprida pela CELESC-DIS), deixando a empresa sem potência e energia alocada para o ano de 2016.

20. Com a possibilidade de não ter a energia e potência de Itaipu considerada no processo de reajuste tarifário de 2016, a IENERGIA, por meio da Correspondência nº 986/2015, de 21/07/2015, solicitou à ANEEL o cálculo da previsão da cota de Itaipu para o ano de 2016, bem como uma estimativa dos montantes de potência e energia vinculada para os meses de janeiro a julho de 2016.

21. Em relação a essa questão, a SGT entende que há a necessidade de que a SRG instrua um processo para retificação das Resoluções Homologatórias n<sup>os</sup> 1.094/2010 e 1.240/2011, de forma a convalidar esses cálculos, bem como a evitar o cenário aqui descrito nos processos tarifários seguintes.

22. Por meio do Memorando nº 82/2015, de 27/07/2015, a SRG (área técnica responsável pelo cálculo das cotas-partes de Itaipu), fez a ressalva de que, mesmo que haja retificação da Resolução Homologatória nº 1.094/2010 antes do reajuste tarifário da IENERGIA, ainda que fossem calculadas as cotas-partes para 2016, os montantes de energia de Itaipu a serem multiplicados pelas cotas continuariam sendo estimados, já que esses valores ainda não foram disponibilizados pela Eletrobras.

23. Assim, a SRG entendeu ser desnecessária essa alteração, com o que concordo, e recomendou estimar a Energia Vinculada com base na cota da IENERGIA calculada para 2015.

24. Nesse caso, a cota-parte da IENERGIA também deveria ser subtraída da cota-parte da CELESC-DIS, senão o montante alocado por essa cota seria considerado duas vezes (reajuste da CELESC-DIS e da IENERGIA).

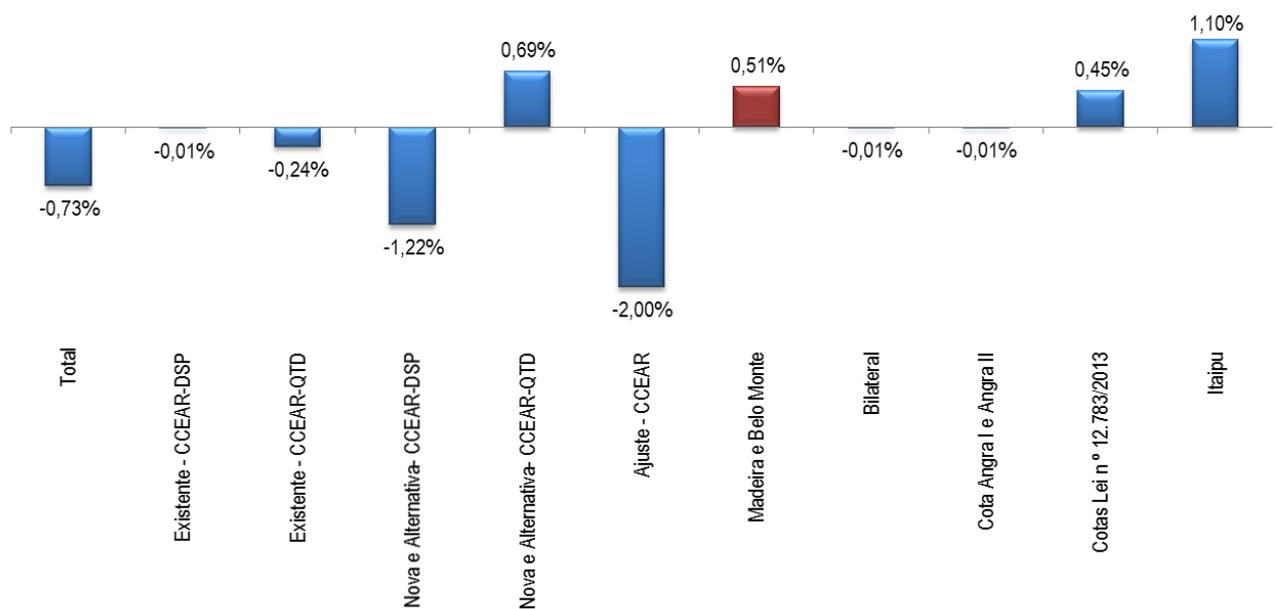
---

<sup>3</sup> A metodologia de recorte estabelecida na Nota Técnica nº 35/2015-SGT/ANEEL levou em conta quais contratos de compra de energia estariam sendo executados no intervalo de tempo entre a data de início da RTE e o próximo processo tarifário ordinário das concessionárias, de forma a obter uma carteira de compra específica para essa janela temporal.

25. Assim, da cota-parte destinada à CELESC-DIS para o ano de 2016 (7,050%), foi subtraído o valor da cota alocada para a IENERGIA (0,089%), conforme orientação constante do Memorando da SRG.

26. O Gráfico 2 apresenta o efeito por modalidade de compra de energia. Já a Tabela 3 demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação à RTE.

**Gráfico 2 – Efeito por modalidade de aquisição de energia.**



**Tabela 3 – Detalhamento da compra de energia**

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	RTE 2015	Processo atual	Varição	RTE 2015	Processo atual	Varição
Existente - CCEAR-DSP	22.573,11	22.634,95	0,27%	338,48	308,95	-8,72%
Existente - CCEAR-QTD	4.495.224,08	4.108.505,47	-8,60%	148,74	164,34	10,49%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	4.460.063,49	4.695.684,18	5,28%	263,51	239,58	-9,08%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	3.960.297,46	4.082.442,23	3,08%	184,70	199,21	7,86%
Ajuste - CCEAR	387.520,95	0,00	-100,00%	386,10	0,00	-100,00%
Madeira e Belo Monte	1.187.567,43	1.475.395,55	24,24%	113,95	122,06	7,12%
Bilateral	203.955,01	199.660,00	-2,11%	255,95	269,07	5,13%
Cota Angra I e Angra II	724.408,73	723.424,68	-0,14%	156,79	162,09	3,38%
Cotas Lei n° 12.783/2013	399.156,63	1.313.782,98	229,14%	33,34	37,27	11,79%
Itaipu	4.164.835,74	4.143.804,39	-0,50%	230,09	260,65	13,28%
Sobra (-) / Exposição (+)	-1.002.114,65	-1.122.086,94	12,0%	200,21	197,47	-1,4%
<b>TOTAL</b>	<b>19.388.866,89</b>	<b>20.036.113,36</b>	<b>3,3%</b>	<b>196,23</b>	<b>193,60</b>	<b>-1,3%</b>

**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

27. Os custos da **Parcela B** representam 17,85% dos custos da Concessionária. Seu incremento correspondeu a 0,98% do total do efeito médio a ser percebido pelos consumidores.

28. Para a atualização da Parcela B, considerou-se a variação acumulada, entre agosto de 2014 e julho de 2015, do IGP-M, de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, subtraída do Fator X, de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

29. No cálculo do Fator X, foram considerados os componentes Pd e T definidos na última Revisão Tarifária da CELESC, de 1,33% e 0,00%, respectivamente. No caso da CELESC, a variação média dos indicadores de DEC e FEC entre 2013 e 2014 foi de -1,21%, de modo que o valor de componente Q do Fator X foi de 0,00%. Dessa maneira, para atualizar a Parcela B, adotou-se a variação acumulada do IGP-M, de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, subtraída do Fator X, de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, resultando no fator de atualização da Parcela B de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**

30. Os Gráficos 3 e 4 apresentam a participação de cada segmento de custo na composição da receita da Distribuidora (sem e com tributos), explicitando a proporção da fatura de energia elétrica que se destina ao ressarcimento dos custos incorridos no pagamento:

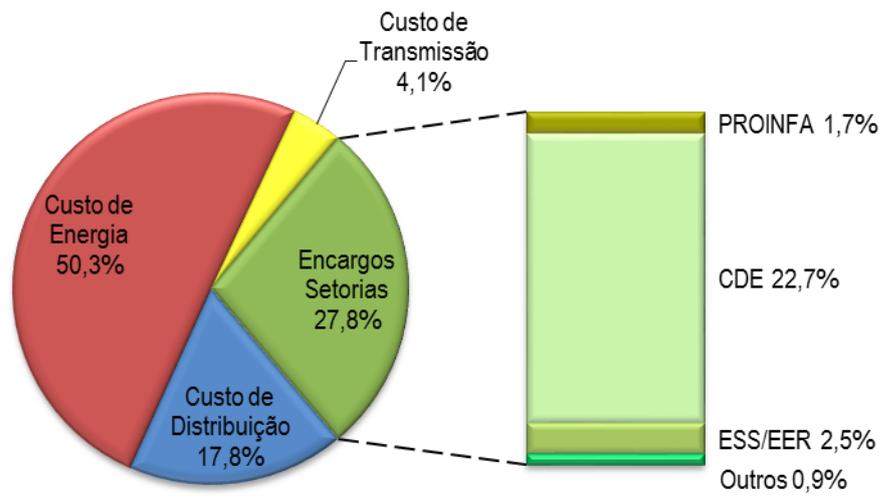
- a) Da geração (compra de energia);
- b) Da transmissão e da distribuição, incluindo os custos de operação e manutenção (O&M), de depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido; e
- c) Dos encargos setoriais<sup>4</sup> e dos tributos<sup>5</sup>.

### Gráfico 3 – Composição da Receita sem tributos

---

<sup>4</sup> No primeiro Gráfico, destacou-se a participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos destinatários.

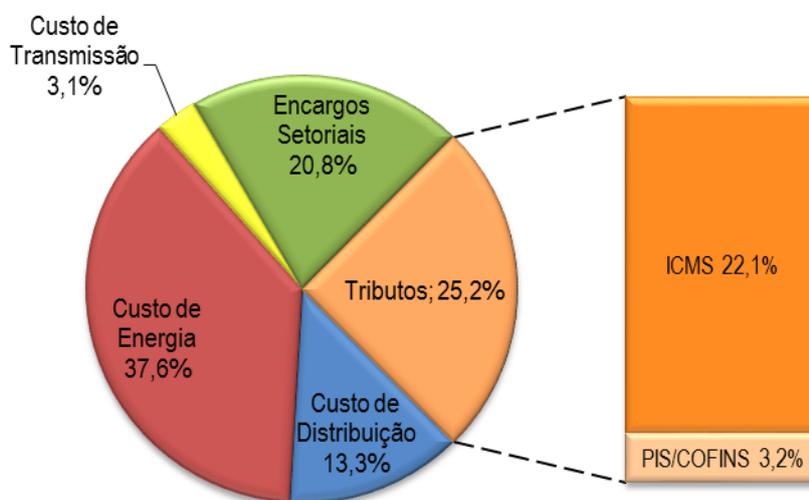
<sup>5</sup> Na construção do segundo Gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias nominais de 22,1% para o ICMS e de 3,2% para o PIS/COFINS, incidentes sobre a fatura, contendo os tributos na base de cálculo, conforme fixado na legislação pertinente, o que representa a majoração de 33,3% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem esses tributos na base de cálculo.



---

**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

**Gráfico 4 – Composição da Receita com tributos**



**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

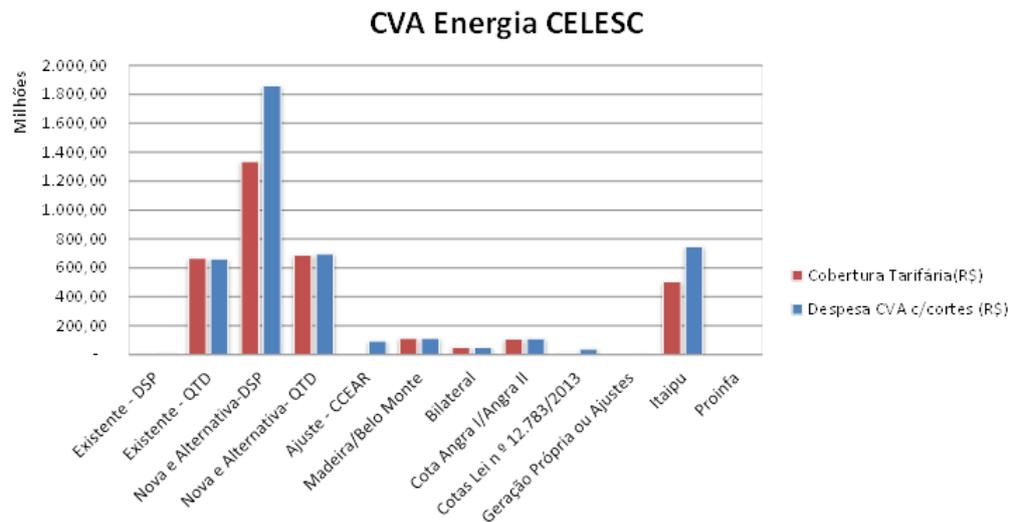
31.  
ressalta-se:

Quanto aos **componentes financeiros**<sup>6</sup> a serem recuperados no próximo período tarifário,

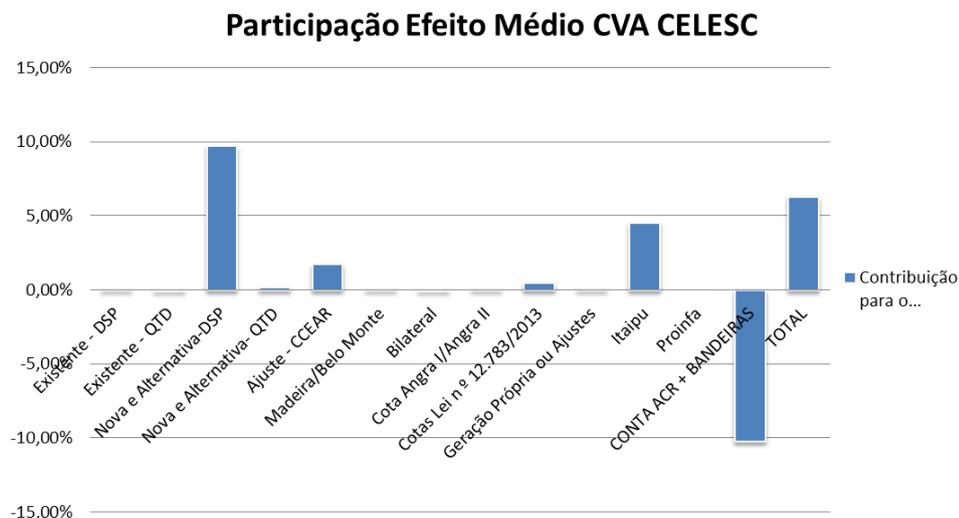
- a) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA concernente ao Encargo de Serviços do Sistema – ESS e ao de Energia de Reserva – EER, representando o repasse negativo de 4,52% (valor considerado na CVA em Processamento: Encargos + Neutralidade). O efeito provém da manutenção do saldo positivo da Conta de Energia de Reserva – CONER em decorrência da receita auferida com a liquidação da energia de reserva no mercado de curto prazo, ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD);
- b) A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA afeta aos custos de aquisição de energia, que representou o repasse de 6,25%. Entre os itens que contribuíram para o valor apurado da CVA<sub>ENERGIA</sub> da CELESC, merecem destaque: (i) os contratos de Energia Nova e Alternativa na modalidade por disponibilidade, cuja participação no mix de energia de energia da concessionária é de 22%, sobressaindo-se o 2º Leilão de Energia Nova 2009-T15, cujas usinas possuem CVUs superiores a 1.000 R\$/MWh e (ii) a variação do preço da energia de Itaipu, em função da alta do dólar ocorrida no período de análise, aliada à nova tarifa de repasse, estabelecida pela Resolução Homologatória n. 1.836, de 9/12/2014, e cobrada a partir de janeiro/2015;

<sup>6</sup> Os componentes financeiros incluídos nas tarifas não compõem a base tarifária econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores nos 12 meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, ou seja, os componentes financeiros considerados no processo tarifário produzem efeitos nas tarifas apenas por 1 (um) ano.

**Gráfico 5 – CVA Energia CELESC**



**Gráfico 6 – Efeito CVA Energia CELESC**



- c) A área técnica ressalta que a receita proveniente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e dos repasses da Conta Bandeiras, que foi deduzida dos totais apurados de CVAENERGIA e da CVAESS/EER, contribuiu para que a tarifa da **Erro! Fonte de referência não encontrada.** não sofresse um aumento adicional médio de 3,4%.
- d) No cálculo da CVA CDE não foram consideradas as faturas das competências de março a maio de 2015, visto que, amparada por uma decisão judicial que suspendeu a exigibilidade das parcelas da CDE, a CELESC não efetuou o pagamento das referidas faturas. Dessa forma, os componentes financeiros de CDE estabelecidos na RTE não serão revertidos nesse processo tarifário, pois, a CVA CDE e a Reversão do Financeiro da RTE estão concatenadas. Assim, esses valores, caso regularizados, serão considerados no próximo processo tarifário.



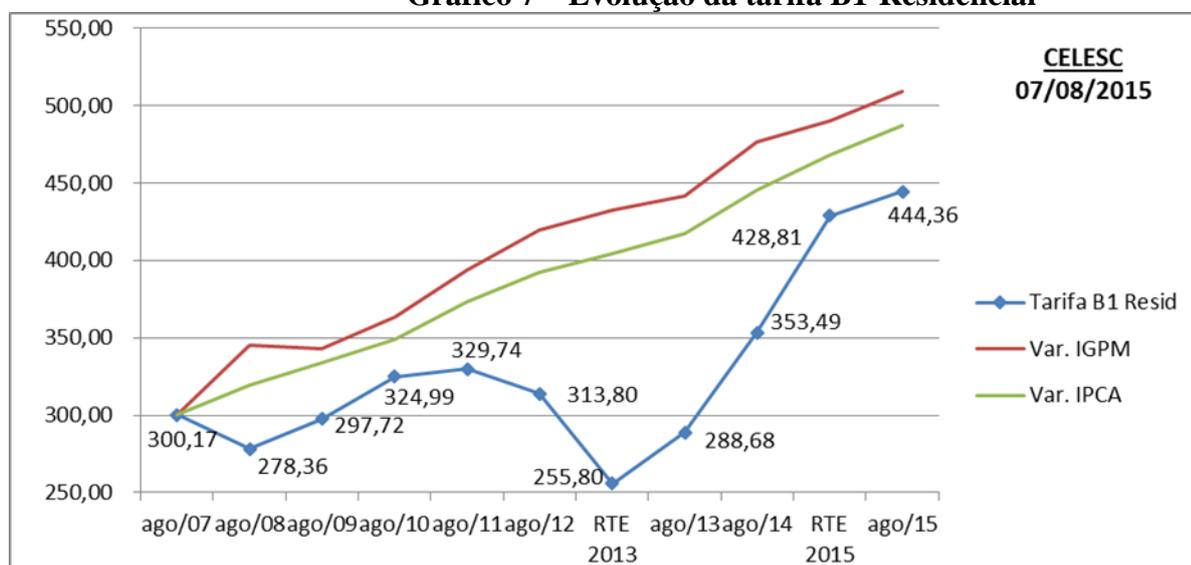
32. A Tabela 4 apresenta a consolidação dos valores dos componentes financeiros:

**Tabela 4 – Componentes Financeiros**  
**Erro! Fonte de referência não encontrada.**

**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

33. A SGT destacou, na Nota Técnica nº 194, de 28 de julho de 2015, que o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da CELESC, de **Erro! Fonte de referência não encontrada.** contribuiu para que a tarifa B1-Residencial da Concessionária evoluísse nos últimos 8 anos abaixo da variação do IGP-M e do IPCA no mesmo período, conforme demonstrado no Gráfico 5.

**Gráfico 7 – Evolução da tarifa B1-Residencial**



**Fonte:** Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

34. Quanto à **subvenção da CDE para descontos tarifários**<sup>7</sup>, o montante mensal de recursos da CDE a ser repassado pela Eletrobras a cada distribuidora, deve ser homologado pela ANEEL. Para definir os valores mensais a serem repassados durante 2015, utilizou-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem descontos resultantes do mesmo processo.

35. Assim, o valor mensal a ser repassado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás à CELESC, em relação às competências entre agosto/2015 a julho/2016, é de R\$ 12.129.155,46. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre agosto/2014 e julho/2015.

### III.DIREITO

<sup>7</sup> Nos termos do inciso VII do art. 13 da Lei nº 10.438/2002, com redação dada pela Lei nº 12.839/2013, e do Decreto nº 7.891/2013, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além das demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: 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.

36. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: (i) Lei nº 9.427/1996; (ii) Lei nº 10.438/2002; (iii) Lei nº 12.111/2009; (iv) Decreto nº 7.246/ 2010; (v) Decreto nº 7.945/2013; e (vi) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 13/1999-ANEEL.

#### **IV. DISPOSITIVO**

37. Diante do exposto e do que consta no Processo nº 48500.002050/2015-10, voto pela emissão de resolução homologatória como a minuta anexa, a fim de:

- a) homologar o índice de reajuste tarifário anual das tarifas da CELESC Distribuição S.A., a vigorar a partir de 07 de agosto de 2015, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, sendo 3,59% para os consumidores em alta tensão e 3,63% para os consumidores em baixa tensão;
- b) fixar as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD e as Tarifas de Energia Elétrica – TE aplicáveis aos consumidores e usuários da CELESC;
- c) estabelecer o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DITs de uso exclusivo, inclusive em relação a consumidores do Subgrupo A1;
- d) aprovar os valores da previsão anual do Encargo de Serviços do Sistema – ESS e do Encargo de Energia de Reserva – EER; e
- e) homologar em o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE a ser repassado pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras à CELESC, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;

Brasília, 4 de agosto de 2015.

**JOSÉ JURHOSA JÚNIOR**  
Diretor