

## VOTO

**PROCESSO:** 48500.005214/2014-71

**INTERESSADOS:** Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS

**RELATOR:** Diretor André Pepitone da Nóbrega

**RESPONSÁVEL:** SUPERINTENDÊNCIA DE GESTÃO TARIFÁRIA – SGT

**ASSUNTO:** Reajuste Tarifário Anual de 2015 da Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS, a vigorar a partir de 24 de junho de 2015.

### I. RELATÓRIO

A Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS é Concessionária<sup>1</sup> do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica e atende cerca de 4,3 milhões unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual de R\$ 7,7 bilhões.

2. No processo tarifário de 2014, as tarifas da COPEL-DIS foram, em média, reajustadas em 30,78%, sendo 24,78% referentes ao reajuste tarifário econômico e 6,0% relativos aos componentes financeiros pertinentes, conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.740, de 24 de junho de 2014.

3. Por meio da Resolução Homologatória nº 1.763, de 22 de julho de 2014, foi acatado o pedido feito pela COPEL-DIS para o diferimento parcial do Reajuste Tarifário Anual – RTA de 2014, o qual resultou no efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 24,86% em relação às tarifas homologadas em 2013, pois os componentes financeiros foram reduzidos.

4. A Resolução nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, 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, mantendo as tarifas econômicas homologadas nos processos tarifários de 2014. Para a COPEL-DIS o efeito médio da RTE foi de 38,90% para os consumidores cativos de alta tensão e 31,88% para os de baixa tensão.

---

<sup>1</sup> Ver o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999-ANEEL.

5. Em 20 de maio de 2015, a Distribuidora, mediante a Carta SRF-C-064/2015/CTSE, solicitou à ANEEL os componentes financeiros relativos ao reajuste tarifário. A Empresa requereu a inclusão integral do valor remanescente dos diferimentos parciais dos reajustes tarifários de 2013 e 2014.

6. A Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, pela Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015, consolidou o cálculo do reajuste de 2015 da COPEL-DIS.

7. Em 10 de junho de 2015, a SGT encaminhou, via correspondência eletrônica, ao Conselho de Consumidores da COPEL-DIS as planilhas finais de cálculo do RTA de 2015, conforme dispõe a Resolução Normativa nº 652, de 17 de março de 2015.

8. A Procuradoria Federal na ANEEL – PFANEEL conheceu da minuta de Resolução e a referendou.

9. Em 16 de junho de 2015, foi consultado o Cadastro de Inadimplentes do Setor Elétrico, administrado por esta Agência, e identificou-se que não constam inadimplências relativas às obrigações setoriais para com o Setor Elétrico, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 538, de 2013, registradas em nome da COPEL-DIS<sup>2</sup>.

## II. FUNDAMENTAÇÃO

10. O Reajuste Tarifário Anual da COPEL DIS conduz ao efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 15,32%, sendo de 15,61%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 15,09%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

**Tabela 1 — Efeito médio a ser percebido pelo consumidor**

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	15,61%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	15,09%
<b>Efeito Médio AT+BT</b>	<b>15,32%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

### Fatores considerados no reajuste

---

<sup>2</sup> Declaração Relativa ao Cadastro de Inadimplentes do Setor Elétrico anexa ao Voto

11. O efeito médio de 15,32% decorre: a) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B, calculado conforme Índice de Reajuste Tarifário – IRT– estabelecido no contrato de concessão; b) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos na RTE 2015, que vigoraram até a data do reajuste em processamento; c) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes; e d) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de reajuste tarifário anual de 2014, que vigoraram até a data do reajuste em processamento.

12. A atualização dos custos da Parcela A e da B contribuiu para o efeito médio em -2,91%<sup>3</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 -3,25% referente à variação de custos de Parcela A e 0,34% à variação de custos da Parcela B. Em relação à atualização dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, esses contribuíram para o aumento tarifário de 20,58% no atual reajuste da COPEL-DIS.

13. Já o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo anterior, representa a redução de -2,35% no atual reajuste.

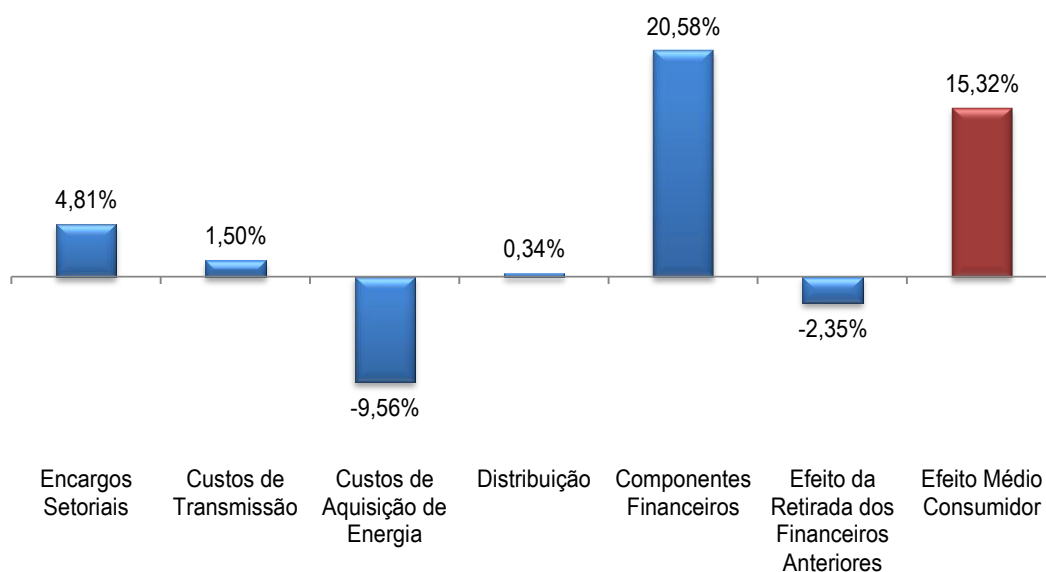
14. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de 15,32% [ $15,32\% = -2,91\% + 20,58\% - 2,35\%$ ], constituiu a conjugação dos 3 movimentos tarifários explicitados:

- a) IRT de -2,91% 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 20,58%; e
- c) efeito da retirada dos financeiros considerados no processo ordinário anterior, de -2,35%.

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

---

<sup>3</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 Médio por custo**

Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL.

16. A Tabela 2 apresenta os itens de custo que conduziram ao efeito médio, com a variação entre o cálculo da RTE de 2015 e o reajuste de 2015; a participação percentual dos itens de custos da Parcela A e da Parcela B na composição do IRT ajustado pelos custos acrescidos na RTE; a distribuição da receita para cobrir os custos da Parcela A e da B; a contribuição de cada componente financeiro para a formação do índice de reajuste final e a da retirada dos componentes tarifários considerados no último processo:

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

	<b>Varição</b>	<b>Participação no Reajuste</b>	<b>Participação na Receita</b>
<b>PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]</b>	<b>-3,94%</b>	<b>-3,25%</b>	<b>81,73%</b>
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>22,24%</b>	<b>4,81%</b>	<b>27,20%</b>
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	197,55%	0,06%	0,09%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	-2,13%	-0,31%	14,63%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	-3,48%	-0,07%	2,03%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-	5,36%	5,53%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	-3,65%	-0,09%	2,31%
PROINFA	-5,13%	-0,09%	1,70%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	-6,31%	-0,06%	0,92%
ONS	2,23%	0,00%	0,00%
<b>Custos de Transmissão</b>	<b>56,06%</b>	<b>1,50%</b>	<b>4,32%</b>
Rede Básica	76,44%	1,21%	2,87%
Rede Básica Fronteira	25,59%	0,12%	0,58%
Rede Básica ONS (A2)	4,77%	0,00%	0,01%
MUST Itaipu	13,46%	0,05%	0,47%
Transporte de Itaipu	8,10%	0,01%	0,20%
Conexão	172,53%	0,11%	0,19%
<b>Custos de Aquisição de Energia</b>	<b>-16,40%</b>	<b>-9,56%</b>	<b>50,21%</b>
<b>PARCELA B</b>	<b>1,96%</b>	<b>0,34%</b>	<b>18,27%</b>
<b>IRT considerando a variação tarifária da RTE</b>		<b>-2,91%</b>	<b>100,00%</b>
<b>Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual</b>		<b>20,58%</b>	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade		-1,27%	
CVA em Processamento - Energia comprada		10,25%	
CVA em Processamento - Transmissão		1,96%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		0,06%	
Neutralidade dos Encargos		-0,20%	
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007		2,05%	
Exposição Diferença Preços entre Submercados		0,25%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,00%	
Financeiro de Reversão RTE - Energia		-1,15%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso		-2,94%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia		-0,46%	
Diferencial Eletronuclear - Lei n° 12.111/2009		0,24%	
Ofício n.173/2014-SRE/ANEEL, de 31/12/2014 (recontabilização da Carga da CFLO e da COPEL D em jan/2013)		-0,06%	
Diferimento parcial do reajuste de 2014 (REH N° 1.740, DE 24/06/2014, art. 2° , parag. 1°)		8,20%	
Diferimento parcial do reajuste de 2013 (REH N° 1541, DE 20/06/2013, art. 2° , parag. 1°)		3,64%	
<b>Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior</b>		<b>-2,35%</b>	
<b>Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores</b>		<b>15,32%</b>	

Fonte: Nota Técnica n° 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

## IRT econômico

### Parcela A

17. Os custos da Parcela A representam 81,73% dos custos da Concessionária. A redução desses custos representou -3,25% pontos percentuais na composição do índice de reajuste tarifário ajustado pelos custos acrescidos na RTE.

18. O valor total dos encargos setoriais aumentou 22,24% em comparação com os valores referentes à RTE de 2015, correspondendo a um efeito tarifário médio de 4,81%. Desses encargos, destaca-se a majoração da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, com efeito médio a ser

percebido pelos consumidores de 4,98%, em razão, principalmente, da inclusão da quota estabelecida para a Concessionária referente à Conta ACR, não incluída no cálculo da RTE.

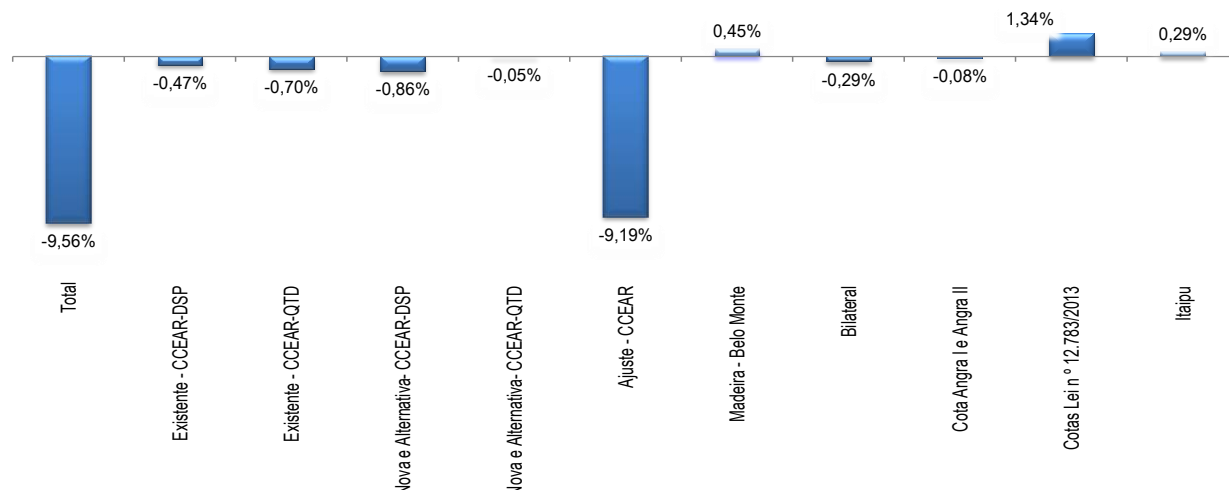
19. Destaca-se que essa quota se destina à quitação das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na gestão da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta ACR, em atendimento ao Decreto nº 8.222, de 1º de abril de 2014, e à Resolução Normativa nº 612, de 16 de abril de 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.

20. O custo de compra de energia sofreu variação de -16,40% em relação ao processo anterior, contribuindo para a redução tarifária de -9,56%. Esse decréscimo decorre, sobretudo, do fato de que, pela metodologia de recorte estabelecida para a valoração da compra de energia na RTE 2015, houve maior adensamento<sup>4</sup> da energia proveniente dos produtos do 18º Leilão de Ajuste, cujos períodos de suprimento são de 3 e 6 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 a redução da tarifa média de compra de energia. Como se pode observar no Gráfico 2, o leilão de ajuste foi o componente que mais influenciou nas variações no custo de aquisição de energia.

21. 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.

---

<sup>4</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.



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

Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

**Tabela 3 – Detalhamento da compra 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	1.071.608,86	1.074.544,77	0,27%	331,48	309,80	-6,54%
Existente - CCEAR-QTD	5.040.947,10	4.711.236,90	-6,54%	212,08	229,60	8,26%
Nova e Alternativa - CCEAR-DSP	4.437.493,99	4.538.212,91	2,27%	254,40	248,93	-2,15%
Nova e Alternativa - CCEAR-QTD	1.679.329,18	1.651.976,45	-1,63%	182,72	197,91	8,31%
Ajuste - CCEAR	2.627.851,56	215.987,80	-91,78%	385,87	385,87	0,00%
Madeira - Belo Monte	2.962.421,94	3.427.903,41	15,71%	105,55	113,55	7,59%
Bilateral	1.261.027,20	1.186.104,00	-5,94%	201,37	205,33	1,97%
Cota Angra I e Angra II	1.052.048,03	1.050.618,91	-0,14%	156,79	162,09	3,38%
Cotas Lei n° 12.783/2013	1.315.833,68	5.861.824,82	345,48%	33,34	33,34	0,00%
Itaipu	5.637.091,51	5.633.362,78	-0,07%	229,95	255,19	10,97%
Sobra (-) / Exposição (+)	-358.186,24	-1.662.609,59	364,17%	219,52	183,66	-16,34%
<b>TOTAL</b>	<b>27.309.317,63</b>	<b>28.277.444,07</b>	<b>3,55%</b>	<b>214,84</b>	<b>179,84</b>	<b>-16,29%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

## Parcela B

22. Os custos da Parcela B representam 18,27% dos custos da Concessionária. Seu incremento correspondeu a 0,34% do total do efeito médio a ser percebido pelos consumidores.

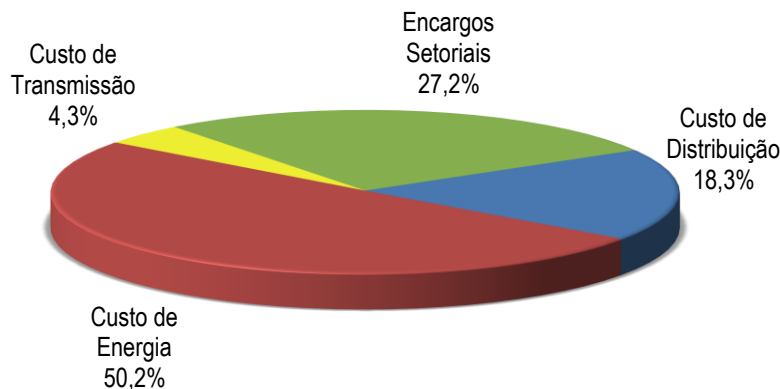
23. Para a atualização da Parcela B, considerou-se a variação acumulada, entre junho de 2014 e maio de 2015, do IGP-M, de 4,11%, subtraída do Fator X, de 2,15%.

24. No cálculo do Fator X, foram considerados os componentes Pd e T definidos na última Revisão Tarifária da COPEL-DIS, de 1,36% e 0,0%, respectivamente. No caso da COPEL-DIS, a variação média dos indicadores de DEC e FEC entre 2013 e 2014 foi de 15,04%, de modo que o valor de

componente Q do Fator X foi de 0,79%. Dessa maneira, para atualizar a Parcela B, adotou-se a variação acumulada do IGP-M, de 4,11%, subtraída do Fator X, de 2,15%, resultando no fator de atualização da Parcela B de 1,96%.

25. 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>5</sup> e dos tributos<sup>6</sup>.



### Gráficos 3 - Composição da receita sem tributos

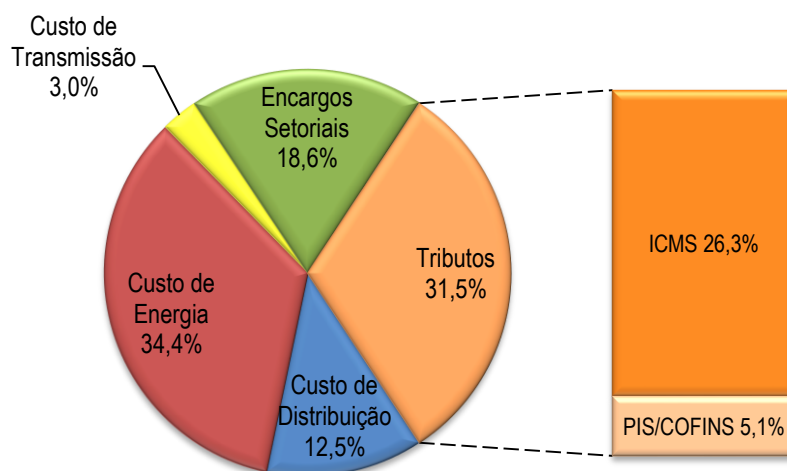
Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

---

<sup>5</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>6</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 26,3% para o ICMS e de 5,1% 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 31,49% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem esses tributos na base de cálculo.





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

Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

### Componentes financeiros

26. Quanto aos componentes financeiros<sup>7</sup> a serem recuperados no próximo período tarifário, ressalta-se:

- a) os diferimentos parciais dos componentes financeiros (atualizados) referentes aos reajustes tarifários de 2013, de R\$ 287.248.964,73 e 2014, de R\$ 648.007.052,45, conforme os arts. 2º das Resoluções Homologatórias nº 1.541, de 20 de junho de 2013, e nº 1.740, de 24 de junho de 2014, respectivamente. Esses diferimentos foram solicitados pela COPEL-DIS nesses processos tarifários.

---

<sup>7</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.

- b) 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 R\$ - 425.051.577,67 com efeito no atual reajuste de -5,38% . 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); e
- c) a CVA relativo aos custos de aquisição de energia representou um repasse de 810.176.051 com efeito no atual reajuste de 10,25%. O efeito é decorrente, principalmente, do elevado custo de acionamento das térmicas em razão da escassez de chuvas no período, aliada a grande representatividade dos contratos por disponibilidade no mix de compra da concessionária.

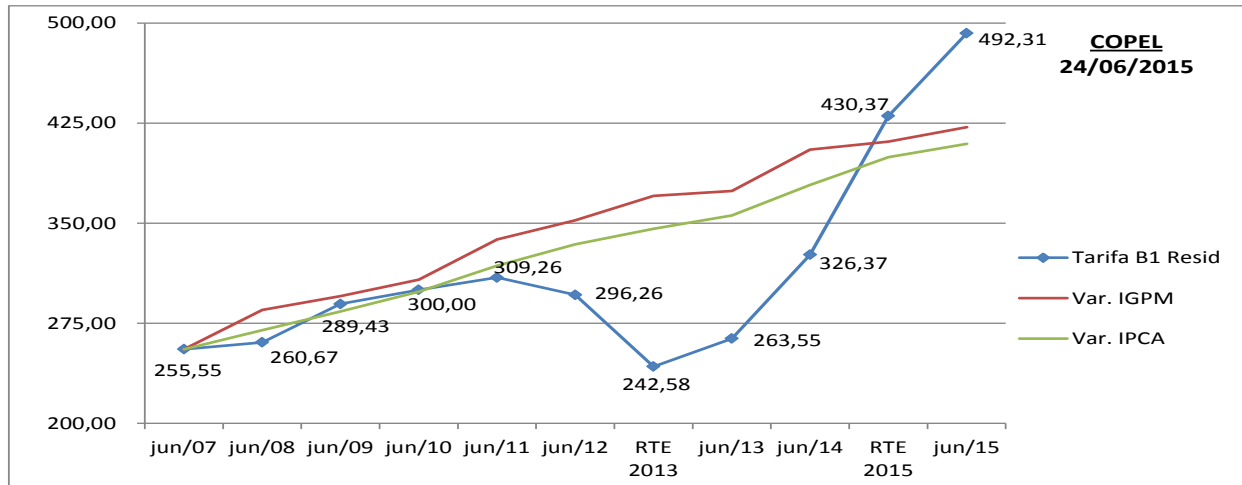
27. A Tabela 4 apresenta a consolidação dos valores dos componentes financeiros:

#### **Tabela 4 – Componentes Financeiros**

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	(100.168.265)	-1,27%
CVA em Processamento - Energia comprada	810.176.051	10,25%
CVA em Processamento - Transmissão	154.814.904	1,96%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	4.836.313	0,06%
Neutralidade dos Encargos	(15.776.160)	-0,20%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN n° 255/2007	161.959.129	2,05%
Exposição Diferença Preços entre Submercados	19.843.835	0,25%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	168.061	0,00%
Financeiro de Reversão RTE - Energia	(90.899.730)	-1,15%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	(232.401.709)	-2,94%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	(36.225.171)	-0,46%
Diferencial Eletronuclear - Lei n° 12.111/2009	19.165.301	0,24%
Ofício n.173/2014-SRE/ANEEL, de 31/12/2014 (recontabilização da Carga da CFLO e da COPEL D em jan/2013)	(4.402.989)	-0,06%
Diferimento parcial do reajuste de 2014 (REH N° 1.740, DE 24/06/2014, art. 2º, parag. 1º)	648.007.052	8,20%
Diferimento parcial do reajuste de 2013 (REH N° 1541, DE 20/06/2013, art. 2º, parag. 1º)	287.248.964	3,64%
<b>Total</b>	<b>1.626.345.584</b>	<b>20,58%</b>

Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

28. A título de informação, apresenta-se no Gráfico 5 a evolução da tarifa B1-Residencial da Concessionária nos últimos 9 anos.



**Gráfico 5 – Evolução da tarifa B1-Residencial**

Fonte: Nota Técnica nº 142/2015-SGT/ANEEL, de 10 de junho de 2015.

## **Subvenção CDE – Descontos Tarifários**

29. Quanto à subvenção da CDE para descontos tarifários<sup>8</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.

30. Assim, o valor mensal a ser repassado pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás à COPEL-DIS, em relação às competências entre junho/2015 a maio/2016, é de R\$ 38.446.976,85. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre junho/2014 e maio/2015.

### **III. DIREITO**

31. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002;
- c) Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009;
- d) Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010;
- e) Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013; e
- f) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 46/1999-ANEEL.

### **IV. DISPOSITIVO**

---

<sup>8</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.

32. Diante do exposto e do que consta no Processo nº 48500.005214/2014-71, voto pela emissão de resolução homologatória conforme a minuta anexa, a fim de:

- a) homologar o reajuste tarifário anual das tarifas da Copel Distribuição S/A - COPEL-DIS, a vigorar a partir de 24 de junho de 2015, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 15,32%, sendo 15,61% para os consumidores em alta tensão e 15,09% 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 COPEL-DIS;
- c) estabelecer o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DIT – de uso exclusivo;
- d) estabelecer a receita anual referente às instalações de conexão de uso exclusivo dos consumidores do Subgrupo A1;
- e) aprovar os valores da previsão anual do Encargo de Serviços do Sistema – ESS – e do Encargo de Energia de Reserva – EER; e
- f) homologar o valor mensal de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, de R\$ 38.446.976,85, a ser repassado pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras – à COPEL-DIS, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária.

Brasília, 16 de junho de 2015.

**ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA**  
Diretor