

VOTO

PROCESSO: 48500.005162/2016-03

INTERESSADOS: CPFL Leste Paulista - Companhia Leste Paulista de Energia

RELATOR: Diretor José Jurhosa Júnior

RESPONSÁVEL: Superintendência de Gestão Tarifária – SGT

ASSUNTO: Reajuste Tarifário Anual de 2017 da CPFL Leste Paulista - Companhia Leste Paulista de Energia, a vigorar a partir de 22/3/2017.

I. RELATÓRIO

A CPFL Leste Paulista é concessionária¹ do serviço público de distribuição de energia elétrica e atende cerca de 57 mil de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual da ordem de R\$ 134 milhões.

Em 09/12/2015 foi assinado o Sexto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, formalizando a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica 018/1999 até 07 de julho de 2045, com fulcro na Lei 12.783, de 11/1/2013, no Decreto 7.805, de 14/9/2012 e no Decreto 8.461, de 2/6/2015, o qual contemplou as condições de eficiência quanto à qualidade do serviço e à gestão econômico-financeira, de racionalidade operacional e econômica e de modicidade tarifária previstas no Decreto 8.461/2015 e deu nova redação às cláusulas econômicas do contrato nova redação às cláusulas econômicas do contrato.

2. No processo tarifário de 2016, as tarifas da CPFL Leste Paulista foram, em média, reajustadas em 13,32%, sendo este o efeito tarifário médio percebido pelos usuários da distribuidora, conforme consta da Resolução Homologatória – REH 2.029/2016.

3. Em 3/2/2017, por meio da Nota Técnica 17/2017-SGT/ANEEL, de 3/2/2017, a SGT recomendou dar parcial provimento ao pedido de reconsideração da Concessionária, e alterar as perdas técnicas para 7,986%.

¹ Ver o Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 18/1999-ANEEL.

4. A distribuidora, por meio de Carta 034/RR/CPFL Leste Paulista/2016², protocolada no dia 4 de abril de 2016, apresentou Pedido de Reconsideração referente ao processo de revisão tarifária de 2016 questionando o valor de perdas técnicas e a estrutura tarifária.

5. Em 21/2/2017 foi publicada a REN 761. Esta REN aprova os Submódulos 2.1A, 2.2A, 2.5A, 2.7A, 3.1A, 3.2A, 3.3A, 3.4A, 4.2A, 4.4A, 7.1 e 7.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET que regulamentam o cálculo do Reajuste Tarifário Anual e da Revisão Tarifária Periódica das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos do Decreto 8.461/2015, ou que assinarem o termo aditivo ao contrato de concessão, em consonância com o Despacho 2.194/2016.

6. No dia 16/3/2017, a SGT encaminhou ao Conselho de Consumidores da CPFL Leste Paulista, via correspondência eletrônica, as planilhas finais de cálculo do RTA de 2017, conforme dispõe a Resolução Normativa 652, de 17/3/2015, que aprovou a revisão dos Submódulos 3.1, 8.2 e 10.2 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária.

7. Por fim, a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT, pela Nota Técnica 61, de 17/3/2017, consolidou o cálculo do reajuste de 2017 da concessionária e encaminhou à Diretoria.

8. É o relatório.

II. FUNDAMENTAÇÃO

9. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da CPFL Leste Paulista conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de -3,28%, sendo de -8,33%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de -1,15%, 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)	-8,33%
BT- Baixa Tensão (<2,3kV)	-1,15%
Efeito Médio AT+BT	-3,28%

Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

10. Destaca-se a diferença do efeito entre os consumidores de Alta e Baixa tensão, a qual se deve a redução do encargo CDE e ao aumento do consumo do consumidor em A4. Devido as características de consumo do consumidor de Alta Tensão³ da CPFL Leste Paulista, estes foram mais impactados pela redução do encargo. Além disso, o aumento de 22% no consumo dos consumidores livres em A4⁴, o que também contribuiu para a redução da tarifa deste grupo.

² Documento SIC nº 48513.007730/2016-00.

³ Observa-se que estes consumidores são mais eletrointensivos, ou seja, possuem um fator de carga alto.

⁴ De acordo com a concessionária, este aumento ocorreu devido a correção da medição dos consumidores livres em A4.

11. O efeito médio de -3,28% decorre: (i) do reajuste dos itens de custos de Parcela A e B; (ii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no processo de revisão tarifária de 2015, que vigoraram até a data do reajuste em processamento; e (iii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual reajuste tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes.

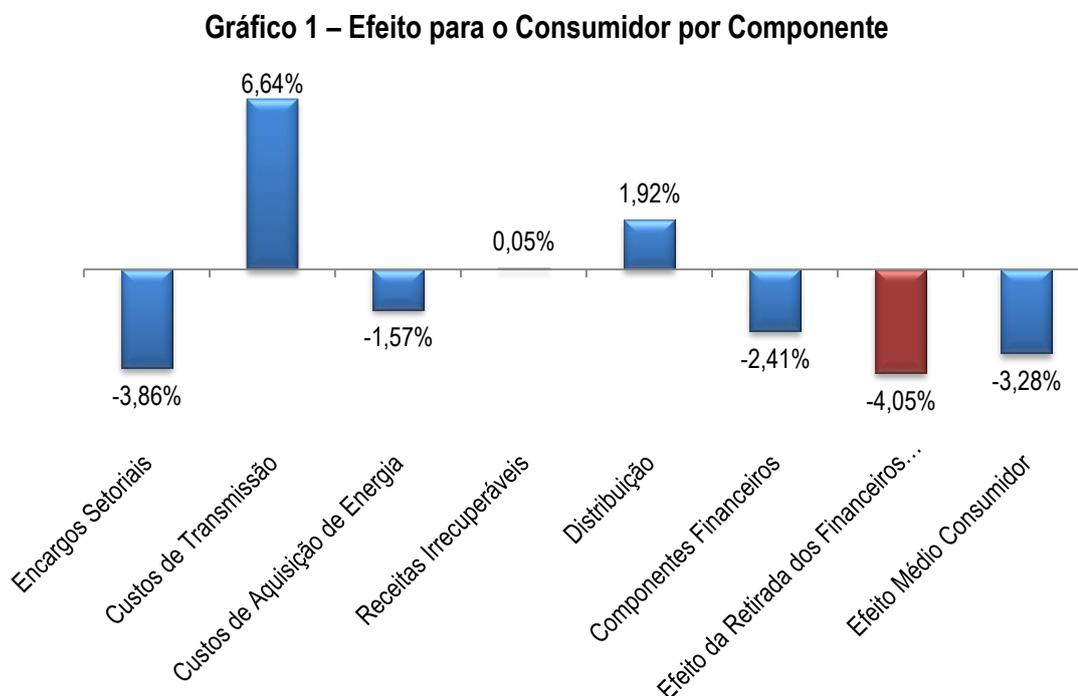
12. A atualização dos custos da Parcela A e da B contribuiu para o efeito médio em 3,18% ao se adotarem como base de comparação os custos da Parcela A e da B atualmente contidos nas tarifas, sendo 1,26% referente à variação de custos de Parcela A e 1,92% à variação de custos da Parcela B.

13. Em relação à atualização dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário da CPFL Leste Paulista, para compensar nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram para uma redução tarifária de -2,41%. Já o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no processo anterior, representa uma redução de -4,05% no atual reajuste.

14. Desse modo, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, de -3,28% [$-3,28\% = 3,18\% - 2,41\% - 4,05\%$], constituiu a conjugação de três movimentos tarifários explicitados:

- a) Índice de 3,18% resultante da atualização dos custos de Parcela A e B;
- b) Inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário, de -2,41%; e
- c) Efeito da retirada dos financeiros considerados no processo ordinário anterior, de -4,05%.

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



Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

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

Tabela 2 - Itens de custo que conduziram ao efeito médio

	DRP (R\$)	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	89.231.544,38	1,26%	64,57%
Encargos Setoriais	24.606.218,52	-3,86%	17,81%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	310.179,60	0,01%	0,22%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	8.988.344,54	-2,77%	6,50%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	2.874.063,77	0,06%	2,08%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	6.870.032,08	-0,16%	4,97%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	4.368.225,82	-1,07%	3,16%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	1.195.372,71	0,07%	0,87%
Custos de Transmissão	18.199.735,76	6,64%	13,17%
Rede Básica	7.652.067,60	3,19%	5,54%
Rede Básica Fronteira	6.731.787,84	2,73%	4,87%
Rede Básica ONS (A2)	645.690,96	0,05%	0,47%
MUST Itaipu	904.716,63	0,12%	0,65%
Transporte de Itaipu	1.198.720,68	0,63%	0,87%
Conexão	1.066.752,05	-0,08%	0,77%
Custos de Aquisição de Energia (incluindo Proinfra)	46.359.060,17	-1,57%	33,55%
Receitas Irrecuperáveis	66.529,93	0,05%	0,05%
PARCELA B	48.956.643,98	1,92%	35,43%
IRT considerando a variação tarifária da RTE	138.188.188,36	3,18%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		-2,41%	
CVA em processamento - Energia		-0,98%	
CVA em processamento -Transporte		0,57%	
CVA em processamento - Encargos Setoriais		-1,94%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		-0,78%	
Neutralidade - Energia		0,24%	
Neutralidade - Transporte		-0,27%	
Neutralidade - Encargos Setoriais		-1,10%	
Sobrecontratação/exposição de energia		0,40%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,09%	
Previsão de Risco Hidrológico		3,15%	
Ajuste Liminar Abrace		-0,24%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A3a)		0,05%	
Reversão RTE		-1,68%	
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Aniversário		-0,01%	
Recalculo Revisão ano anterior		0,09%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-4,05%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		-3,28%	

Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

17. Os custos da **Parcela A** representam 64,57% dos custos da Concessionária. O incremento desses custos representou 1,26% pontos percentuais na composição do índice de reajuste tarifário.

18. O valor total dos encargos setoriais correspondeu a um efeito tarifário médio de -3,68%. Destaca-se a redução do orçamento da CDE – USO, decorrente da aprovação das cotas anuais da CDE para o ano de 2017, conforme Resolução Homologatória 2.204, de 7 de março de 2017, que contribuiu para um efeito médio de -2,77% e a redução dos encargos de Serviço do Sistema - ESS e de Energia de Reserva – EER, correspondendo a uma variação no efeito médio de -1,07% no atual reajuste da concessionária.

19. O valor dos custos de Transmissão correspondeu a um efeito médio de 6,64%. Ressalta-se que foi feita uma estimativa de encargos de uso de Rede Básica e Fronteira proporcional aos encargos calculados com a aplicação das tarifas vigentes⁵ e uma previsão de encargo a partir de julho de 2017 até a data do próximo processo tarifário contemplando o efeito do aumento da TUSTRB e TUSTFR que ocorrerá em julho de 2017⁶.

20. O custo de compra de energia contribuiu para uma redução tarifária de -1,57%. A principal modalidade que impactou no efeito negativo foi a tarifa de Itaipu, em função da acentuada queda do dólar ocorrida desde a realização do último reajuste tarifário, com impacto no reajuste de -1,59%. Ademais, a troca dos contratos de energia de CCEAR e de energia nova de preços elevado, por contratos de leilões estruturantes (Belo Monte e madeira) e leilões de cotas (Lei 12.783/2013) de preços mais baixos também contribuíram para a redução dos custos de energia, com impacto de -0,45%.

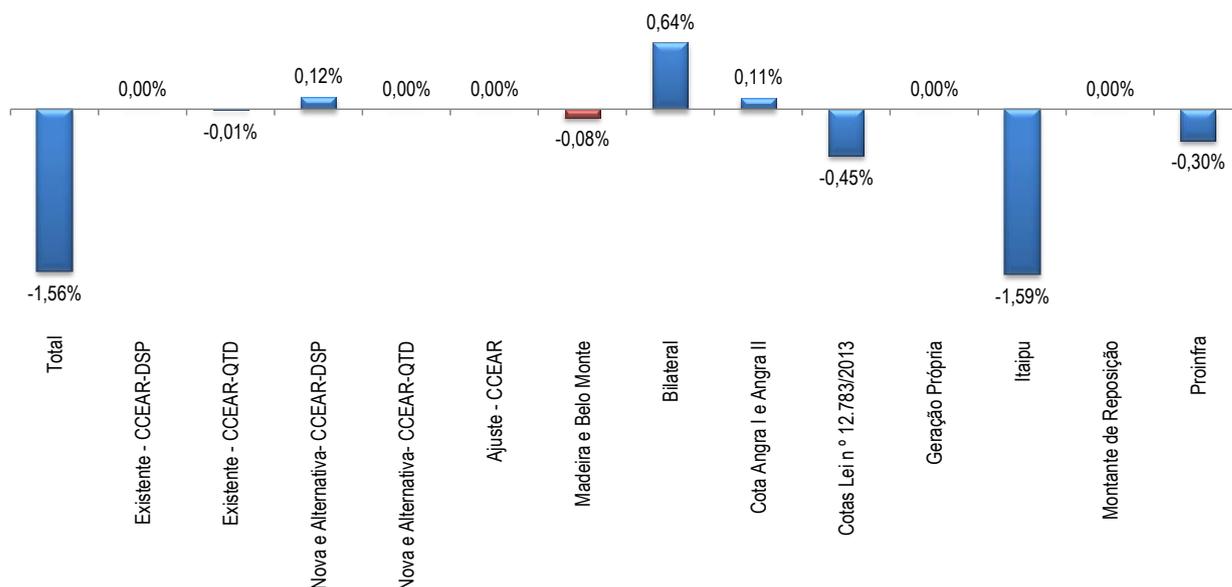
21. As Receitas Irrecuperáveis, item que passou a integrar a Parcela A na metodologia de cálculo aprovada para as concessionárias que tiveram suas concessões prorrogadas, sua participação na receita requerida foi de 0,05%.

22. 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 ao processo de revisão tarifária de 2016.

⁵ Estabelecidas pela Resolução Homologatória nº 2.099, de 28 de junho de 2016, com vigência até 30 de junho de 2017.

⁶ Decorre do aprimoramento da regulamentação do cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida - RAP das concessionárias de transmissão, cujos contratos foram prorrogados nos termos na Lei nº 12.783/2013, em consonância com o disposto na Portaria MME nº 120/2016, objeto da Audiência Pública nº 068/2016.

Gráfico 2: Efeito por modalidade de aquisição de energia.



Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

Tabela 3 – Detalhamento da compra de energia

Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	Processo A-1	Processo atual	Variação	Processo A-1	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	719,79	697,67	-3,07%	365,18	372,83	2,10%
Existente - CCEAR-QTD	1.891,37	1.585,51	-16,17%	311,11	334,28	7,45%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	17.262,09	15.216,78	-11,85%	137,41	150,62	9,61%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	2.174,95	3.497,27	60,80%	121,61	128,67	5,80%
Ajuste - CCEAR	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Madeira e Belo Monte	10.154,14	17.628,03	73,60%	117,41	122,15	4,03%
Bilateral	218.827,90	214.146,34	-2,14%	118,38	123,59	4,41%
Cota Angra I e Angra II	12.106,35	11.702,17	-3,34%	206,29	224,21	8,69%
Cotas Lei n° 12.783/2013	41.850,23	51.998,66	24,25%	60,99	64,12	5,14%
Geração Própria	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Itaipu	77.583,07	70.692,06	-8,88%	221,74	194,05	-12,49%
Montante de Reposição	0,00	0,00	-	0,00	0,00	-
Proinfa	7.475,88	7.159,08	-4,24%	398,91	355,24	-10,95%
Sobra (-) / Exposição (+)	-53.318,28	-59.855,07	12,3%	138,11	133,87	-3,1%
TOTAL	336.727,47	334.468,51	-0,7%	143,90	138,61	-3,7%

Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

23. Os custos da **Parcela B** representam 35,43% dos custos da Concessionária. Seu incremento correspondeu a 1,92% do total do efeito médio a ser percebido pelos consumidores.

24. Para a atualização da Parcela B, considerou-se a variação acumulada, entre março de 2016 e fevereiro de 2017, do IPCA, de 4,76%, subtraída do Fator X, de 3,87%, bem como foram observados os valores de Outras Receitas, Excedente de Reativos e Ultrapassagem de Demanda.

25. No cálculo do Fator X, foram considerados os componentes Pd e T definidos na última Revisão Tarifária da CPFL Leste Paulista, de 2,70% e 1,19%, respectivamente.

26. Para a aferição do componente Q (qualidade do serviço) do Fator X são considerados indicadores dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora conforme metodologia definida no Submódulo 2.5 do Proret⁷. No caso do atual reajuste da CPFL Leste Paulista foram considerados apenas os pesos dos indicadores de DEC e FEC, de modo que o valor do componente Q do Fator X a ser aplicado na atualização da Parcela B é de -0,02%.

27. 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:

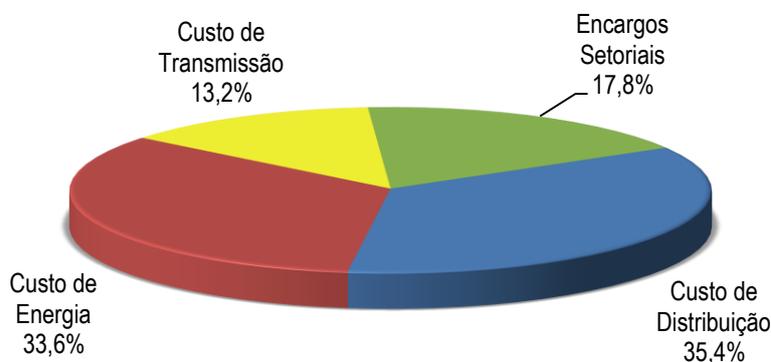
- a) Da geração (compra de energia);
- b) Da transmissão e da distribuição, incluindo os custos de operação e manutenção (O&M), de depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido; e
- c) Dos encargos setoriais⁸ e dos tributos⁹.

⁷ Será aplicada a nova metodologia para os reajustes tarifários após o 4º ciclo de revisão tarifária periódica.

⁸ 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.

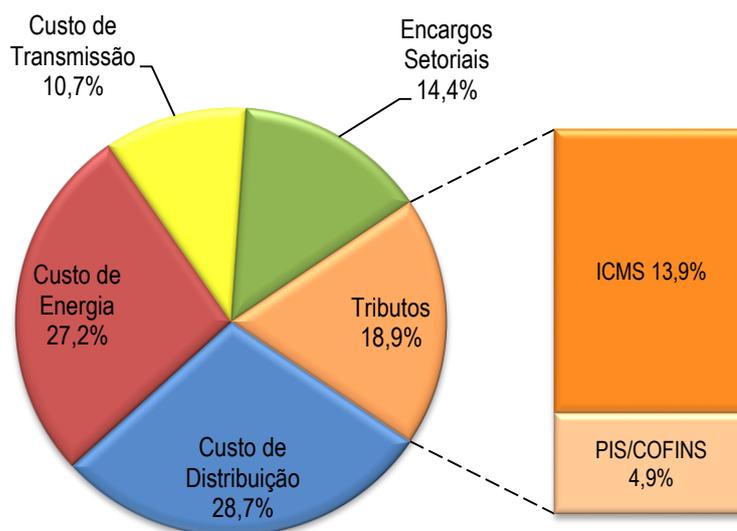
⁹ Na construção do segundo Gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela Concessionária, utilizadas as alíquotas médias nominais de 13,9% para o ICMS e de 4,9% para o PIS/COFINS, incidentes sobre a fatura, contendo os tributos na base de cálculo, conforme fixado na legislação pertinente, o que representa a majoração de 23,28% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem esses tributos na base de cálculo.

Gráfico 3



Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

Gráfico 4



Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

28. Quanto aos **componentes financeiros**¹⁰ a serem recuperados no próximo período tarifário, destaca-se a CVA Encargo com impacto negativo de -1,94% e a Previsão de Risco Hidrológico com impacto positivo de 3,15%. Este último tem por objetivo cobrir os riscos hidrológicos associados às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física (CCGF), à usina de Itaipu e às usinas

¹⁰ 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.

hidrelétricas cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, e que firmaram Termo de Repactuação de Risco em conformidade com a Lei nº 13.203/2015.

29. A Superintendência destacou, ainda, que a receita proveniente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e dos repasses da Conta Bandeiras, que fora deduzida dos totais apurados de CVA_{ENERGIA} e da CVA_{ESS/EER}, contribuiu para que a tarifa da Bandeirante não sofresse aumento adicional médio de 3,14%.

30. Cabe destacar ainda que no último processo tarifário foi concedido componente financeiro devido a aplicação das tarifas com efeitos das liminares que contestavam os valores da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, denominado de Ajuste Liminar Abrace, e que será revertido neste processo tarifário com base no Despacho ANEEL n. 1576 de 14 de junho de 2016, que revogou o Despacho n. 2.792/2015. No caso da CPFL Leste Paulista, a reversão do Ajuste Liminar ABRACE foi de R\$-315.276,12.

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

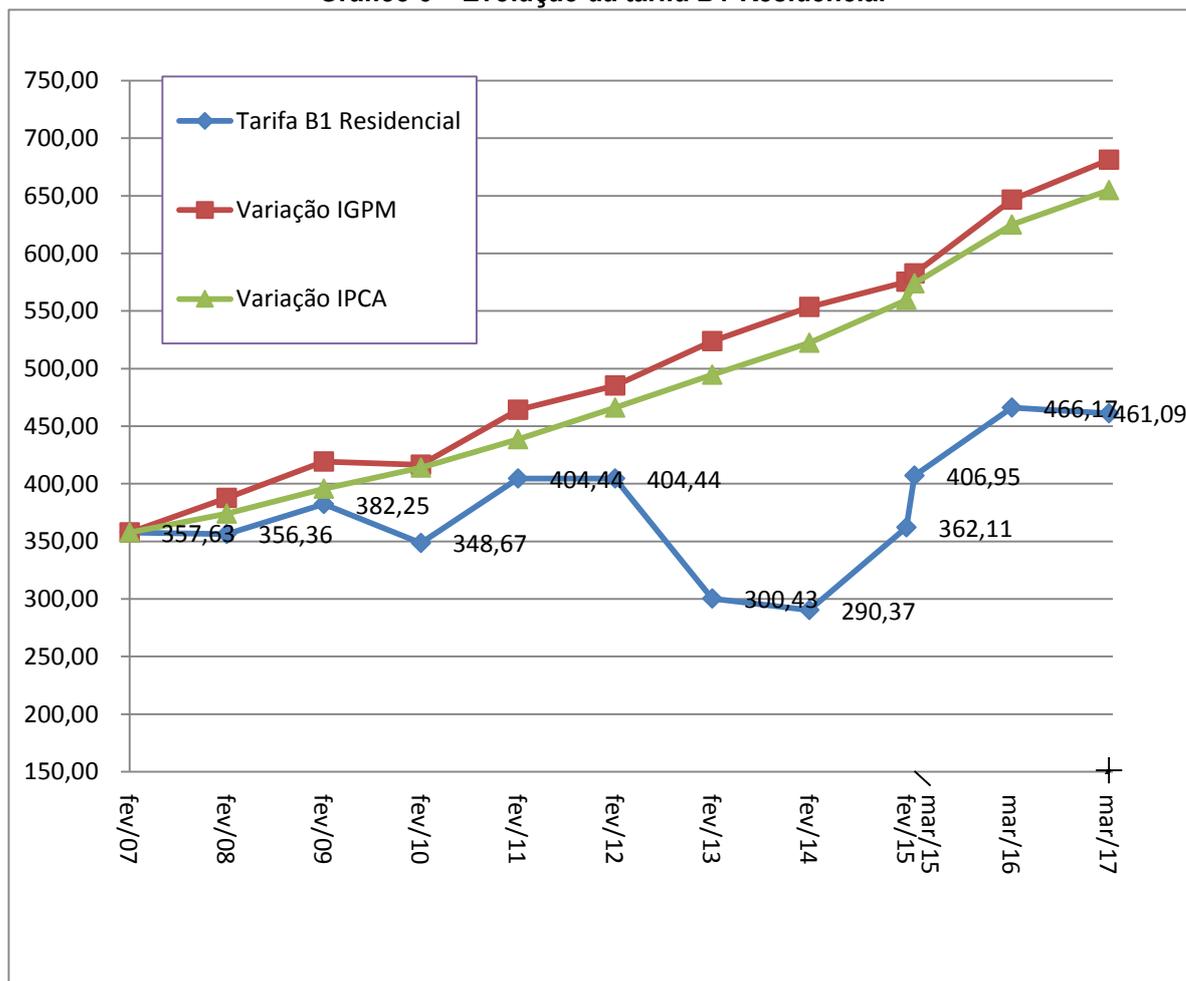
Tabela 4 – Componentes Financeiros

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em processamento - Energia	(1.308.070,72)	-0,98%
CVA em processamento -Transporte	760.432,53	0,57%
CVA em processamento - Encargos Setoriais	(2.593.940,27)	-1,94%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	(1.046.303,98)	-0,78%
Neutralidade - Energia	316.425,71	0,24%
Neutralidade - Transporte	(365.261,38)	-0,27%
Neutralidade - Encargos Setoriais	(1.477.621,58)	-1,10%
Sobrecontratação/exposição de energia	539.271,75	0,40%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	114.116,90	0,09%
Previsão de Risco Hidrológico	4.213.208,48	3,15%
Ajuste Liminar Abrace	(315.276,12)	-0,24%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A3a)	71.814,71	0,05%
Reversão RTE	(2.251.177,26)	-1,68%
Cálculo extraordinário de Neutralidade -Postergação da Data de Aniversário	(15.265,97)	-0,01%
Recalculo Revisão ano anterior	119.452,95	0,09%
Total	(3.238.194,25)	-2,41%

Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

32. A SGT destacou, na Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17 de março de 2017, a evolução da tarifa B1 – Residencial da Concessionária nos últimos 10 anos e as variações do IGP-M (90,54%) e do IPCA (83,12%) no mesmo período, conforme demonstrado no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Evolução da tarifa B1-Residencial



Fonte: Nota Técnica 61/2017-SGT/ANEEL, de 17/3/2017.

33. Quanto à **subvenção da CDE para descontos tarifários**¹¹, 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 nos próximos 12 meses, utilizou-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem descontos resultantes do mesmo processo.

34. Assim, o valor mensal a ser repassado pelas Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras à CPFL Leste Paulista, em relação às competências entre março/2017 a fevereiro/2018, é de R\$ 1.301.998,65. Esse valor já inclui o ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados entre março/2016 e fevereiro/2017.

¹¹ 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.

III. DIREITO

35. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos: (i) Lei 9.427, de 26/12/1996; (ii) Lei 10.438, de 26/4/2002; (iii) Lei 12.111, de 9/12/2009; (iv) Decreto 7.246, de 28/7/2010; (v) Decreto 7.945, de 7/3/2013; e (vi) Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica 018/1999-ANEEL.

IV. DISPOSITIVO

36. Diante do exposto e do que consta no Processo 48500.005162/2016-03, voto pela emissão de resolução homologatória, como a minuta anexa, a fim de:

- a) homologar o índice de reajuste tarifário anual das tarifas da CPFL Leste Paulista - Companhia Leste Paulista de Energia, a vigorar a partir de 22 de março de 2017, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de -3,28%, sendo -8,33% para os consumidores em alta tensão e -1,15% 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 CPFL Leste Paulista;
- c) estabelecer o valor da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como Demais Instalações de Transmissão – DITs de uso exclusivo;
- 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 CPFL Leste Paulista, de modo a custear os descontos retirados da estrutura tarifária;

Brasília, 21 de março de 2017.

JOSÉ JURHOSA JÚNIOR
Diretor