

Em 28 de outubro de 2015.

Processo: 48500.002372/2015-51

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A. e demais providências pertinentes ao seu Reajuste Tarifário Anual de 2015.

I. DO OBJETIVO

1. Apresentar o detalhamento do Reajuste Tarifário Anual de 2015 da LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A., vigente a partir de 07 de novembro de 2015, 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. 01/1996 e os seus termos aditivos.

II. DOS FATOS

2. A LIGHT, sediada na cidade do Rio de Janeiro - RJ, atende aproximadamente 3,77 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual na ordem de R\$ 7,5 bilhões.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

Classe de Consumo	Nº de Unidades Consumidoras ¹	Consumo de Energia (MWh)	Participação no Consumo (%)
Residencial	3.446.639	615.441	26,8%
Industrial	6.427	521.296	22,7%
Comercial	294.163	578.342	25,2%
Rural	11.272	5.804	0,3%
Iluminação Pública	743	109.339	4,8%
Poder Público	11.619	110.656	4,8%
Serviço Público	1.504	112.677	4,9%
Demais classes	448	244.213	10,6%
Total	3.772.815	2.297.766	100%

1 - Fonte: SAMP - competência outubro/2015

3. 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.
4. A distribuidora, por meio de Carta sem número, de 17/11/2014, protocolada em 18/11/2014 na ANEEL, apresentou Pedido de Reconsideração referente ao processo de reajuste tarifário de 2014 pleiteando recálculo do componente financeiro CVA energia.
5. A diretoria colegiada da ANEEL, por meio do Despacho nº 3.471, de 13/10/2015, decidiu negar provimento ao pedido de reconsideração supracitado.
6. Em 05/01/2015, foi publicada a Resolução Normativa nº 645, de 19 de dezembro de 2014, que promoveu alterações na estrutura organizacional e no Regimento Interno da ANEEL. Para fins do processo de Reajuste Tarifário, as atribuições da Superintendência de Regulação Econômica - SRE foram incorporadas pela Superintendência de Gestão Tarifária - SGT e as atribuições da Superintendência de Estudos de Mercado – SEM foram absorvidos pela Superintendência de Regulação Econômica e Estudos de Mercado – SRM.
7. Em 27/02/2015, houve a homologação de Revisão Tarifária Extraordinária da LIGHT concernente ao descasamento de fluxo de caixa da empresa em relação a custos específicos de geração e CDE.
8. Em 06/05/2015, a SGT solicitou as informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora às áreas técnicas responsáveis (SEM, SFF e SRT).
9. Em 30/09/2015, a SGT realizou reunião com os representantes da LIGHT, 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
10. Em 13/10/2015, a distribuidora, por meio da Carta FR-009/15, encaminhou à ANEEL proposta de Reajuste Tarifário Anual cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores seria de 22,83%.
11. O Memorando nº 343/2015-SRM/ANEEL, de 16/10/2015, apresentou informações sobre os contratos bilaterais de compra e venda de energia.
12. O Memorando nº 676/2015-SFF/ANEEL, de 26/10/2015, apresentou os valores fiscalizados e validados das garantias financeiras relativas à contratação regulada de energia (CCEAR).
13. Em 28/10/2015, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a LIGHT encontra-se adimplente com suas obrigações intrassetoriais, o que possibilita o reajuste de seus níveis de tarifas, haja vista o disposto no art. 10 da Lei nº 8.631, de 04/03/1993, com redação dada pela Lei nº 10.848, de 15/03/2004.

II.1. Precedentes

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

II.1.1. Aspectos Contratuais

14. Em 04/06/1996 foi firmado o Contrato de Concessão nº 01/1996 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a **LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A.** 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.

15. Em 28/09/2005 foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, o qual dá nova redação à sua Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para atender às condições de eficácia constante do § 2º dos arts. 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004.

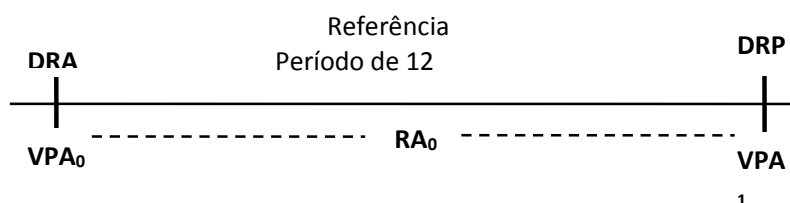
16. Em 26/02/2010, foi assinado o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação à Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia 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

17. 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.

18. Segundo descrito na Subcláusula Quinta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, preservada em seus termos aditivos, a receita inicial da concessionária (RA_0) é composta da Parcela A (VPA) e da Parcela B (VPB). Referida Receita Anual é calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas na “Data de Referência Anterior (DRA)” e o “Mercado de Referência”, não incluindo tributos, componentes financeiros exógenos ao reajuste econômico, nem receitas oriundas de ultrapassagem e contratação de reserva de capacidade.

19. Em cumprimento ao contrato de concessão, a ANEEL aplica o reajuste tarifário anual, exceto no ano da Revisão Tarifária Periódica, conforme esquema abaixo:



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

20. Dessa forma, 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:

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

onde:

Mercado de Referência - como mercado de energia garantida da CONCESSIONÁRIA, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

VPA₁ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na DRP e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

RA₀ - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas homologadas na DRA e o “Mercado de Referência”, não incluindo o ICMS;

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

$$VPB_0 = RA_0 - VPA_0$$

onde:

VPA₀ - Valor da Parcela A considerando-se as condições vigentes na “Data de Referência Anterior” e a energia comprada em função do “Mercado de Referência”;

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGPM da Fundação Getúlio Vargas, ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à “Data de Referência Anterior”. Na hipótese de não haver um índice sucedâneo, a ANEEL estabelecerá novo índice a ser adotado; e

X - Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

21. Em cumprimento à Subcláusula Oitava da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão, a ANEEL estabelecerá, para cada revisão tarifária da distribuidora, os valores de X (Fator X), que deverão ser subtraídos ou acrescidos na variação do IVI, nos reajustes anuais subsequentes.

22. O Fator X tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficiente se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X será composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$Fator X = Pd + Q + T$$

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

II.1.3. Revisão Tarifária Periódica de 2013

23. Conforme consta da Resolução Homologatória nº 1.650, de 5 de novembro de 2014, o reposicionamento tarifário da LIGHT representou, em média, uma variação das tarifas homologadas no ano anterior, de 5,93%, sendo 2,46% referentes ao cálculo econômico e 3,47% relativos aos componentes financeiros.

24. A Resolução 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 X¹ em 1,22% e 0,00%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da concessionária. Ainda, a Resolução estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas, de 5,40%, que permanecerá constante em todos os reajustes anuais deste ciclo tarifário, além do percentual de perdas não técnicas² sobre o mercado faturado de baixa tensão, estabelecido conforme o inciso III do artigo 4º da citada Resolução.

II.1.4. Reajuste Tarifário Anual de 2014

25. O Reajuste Tarifário Anual de 2014 da LIGHT resultou, em média, num reposicionamento das tarifas de 23,18%, sendo 14,54% referentes ao reajuste econômico e 8,64% relativos aos componentes financeiros, conforme consta na Resolução Homologatória nº 1.820, de 04/11/2014.

II.1.5 Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

26. A Revisão Tarifária Extraordinária foi pleiteada pela empresa de forma a compensar o descasamento entre o fluxo de caixa da empresa e custos específicos relativos à compra de energia e à quota anual de CDE. A Resolução Homologatória nº 1.858, de 27/02/2015, homologou o resultado da revisão gerando um efeito médio tarifário para os consumidores cativos de alta tensão e baixa tensão de 25,60% e 21,06%, respectivamente.

III. DA ANÁLISE

III.1. Período de Referência

¹ O Fator X é composto pelos componentes *Pd* (produtividade), *T* (trajetória) e *Q* (qualidade), conforme consta no Submódulo 2.5 do PRORET.

² 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.

27. O período de referência para o reajuste anual da LIGHT é de novembro/2014 a outubro/2015.

III.2. Receita Anual

28. No cálculo da Receita Anual inicial (RA0) da distribuidora nesse processo tarifário, 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, representando um faturamento anual de R\$ 7.496.192.105,11, conforme demonstrado na Tabela 2.

Tabela 2: Mercado no Período de Referência

Subgrupos	Mercado (MWh)	Receita (R\$)
Fornecimento	21.406.566	6.977.911.420,80
A2 (88 a 138 kV)	1.199.016	265.009.119,31
A3a (30 kV a 44 kV)	128.848	36.285.113,26
A4 (2,3 kV a 25 kV)	5.386.974	1.606.585.358,44
As	194.367	73.751.978,06
BT (menor que 2,3 kV)	14.497.360	4.996.279.851,73
Demais Livres	5.172.937	328.936.167,30
Distribuição	2.593.544	120.314.043,49
Geração	-	69.030.473,52
Total	29.173.047	7.496.192.105,11

III.3. Encargos Setoriais

29. Os encargos setoriais, oriundos de políticas de governo para o setor elétrico, possuem finalidades específicas³ e são definidos em legislação própria. Seus valores são estabelecidos pela ANEEL e não representam ganhos de receita para a concessionária. Os encargos considerados nos processos tarifários são:

i) **Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.** Criada pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, com redação alterada pelas Leis nº 12.783, de 11/1/2013, e nº 12.839, de 9/7/2013 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. A CDE tem como finalidade:

- o desenvolvimento energético dos Estados;
- promover a universalização do serviço de energia elétrica;

³ Maiores informações sobre os encargos setoriais encontram-se na página eletrônica da ANEEL.

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

- garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada aos consumidores Residencial Baixa Renda,
- prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC,
- prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária,
- promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados,
- prover recursos para compensar descontos tarifários aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (regulamentado pelo Decreto nº. 7.891, de 23/1/2013), e
- prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição;

ii) **Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE.** Instituída pela Lei nº 9.427, de 26/12/1996 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, de 11/01/2013, destina-se à cobertura do custeio das atividades da ANEEL e tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.5 do PRORET;

iii) **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.** Instituído pela Lei nº 10.438, de 26/4/2002, regulamentado pelo Decreto nº. 5.025/2004, tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.3 do PRORET;

iv) **Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH.** Instituído pela Lei nº. 7.990, de 28/12/1989, destina-se a compensação pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataforma continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva, tem sua metodologia de cálculo detalhada no Submódulo 5.9 do PRORET;

v) **Encargo de Serviços do Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER.** Previstos no Decreto nº. 5.163, de 30/7/2004 e Decreto nº 6.353, de 16/1/2008, respectivamente. O ESS tem como finalidade destinar recursos à cobertura dos custos dos serviços do SIN, compreende, entre outros: custos decorrentes da geração despachada independentemente da ordem de mérito; a reserva de potência operativa para a regulação da frequência do sistema e sua capacidade de partida autônoma; a reserva de capacidade superior aos valores de referência estabelecidos para cada gerador, necessária para a operação do sistema de transmissão; e a operação dos geradores como compensadores síncronos, a regulação da tensão e os esquemas de corte de geração e alívio de cargas. O EER representa todos os

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

custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN;

vi) **Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Programa Eficiência Energética (PEE).** Instituída pela Lei nº. 9.991, de 24/7/2000, trata-se de obrigação das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica de aplicarem percentuais de sua receita operacional líquida para fins de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e programas de eficiência energética; e

vii) **Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS.** Instituído pela Lei nº 9.648/1998, alterado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamento pelo Decreto nº 5.081, de 14/5/2004, trata-se de encargo destinado ao custeio das atividades do ONS, que coordena e controla a geração e a transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN.

30. Os valores dos encargos setoriais considerados neste reajuste tarifário estão demonstrados na tabela abaixo:

Tabela 3: Encargos Setoriais

Encargos Setoriais	DRA (R\$)	DRP (R\$)	Dispositivo Legal
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	10.099.217,11	9.021.790,15	-
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	114.643.178,72	2.083.992.521,88	-
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	151.197.531,03	186.862.607,64	Previsão SGT -OUT/2015
PROINFA	158.746.609,04	148.025.908,40	REH 1833/2014
P&D e Eficiência Energética	78.680.347,72	90.364.646,20	Res. Normativa nº 316/2008
Contribuição ONS	266.235,01	278.833,80	Contribuição JUL/15 - JUN/16
Total de Encargos Tarifários	513.633.119	2.518.546.308	

31. Em relação à previsão para os encargos ESS/EER, cabe esclarecer que o item de custo de nominado “Restrição Operativa no âmbito do SIN” não está sendo considerado. O referido item passou a existir em função da publicação da Portaria MME nº 41/2015, por meio da qual o Poder Concedente reconheceu, de forma excepcional e temporária, a necessidade de permanência da geração atualmente disponível do parque de usinas termelétricas, localizadas na Região de Manaus, pelo prazo de até doze meses.

32. Em cumprimento aos termos da Portaria, a ANEEL publicou a REN nº 659/2015, por meio da qual definiu que o ressarcimento dos CVUs das usinas termelétricas objeto da Portaria se efetivará via ESS por restrição de operação no âmbito do SIN a partir da data declarada pela ANEEL de interligação da Eletrobras Amazonas Distribuidora de Energia S.A ao Sistema Interligado Nacional - SIN. Em 5 de maio de 2015 foi publicado o Despacho nº 1.365 atestando a plena interligação do sistema Manaus ao Sistema Interligado Nacional – SIN. No entanto, em cumprimento à decisão judicial liminar relativa ao Processo 0012773-90.2015.4.01.3200, os efeitos do Despacho n. 1.365 da ANEEL estão suspensos, o que enseja a não consideração do ESS por Restrição Operativa no âmbito do SIN nas tarifas das concessionárias de distribuição, conforme informado pelo Memorando nº 132/2015-SRG/ANEEL, de 22 de outubro de 2015.

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

33. O valor da cobertura tarifária referente ao encargo CDE incorpora, além da quota anual (CDE Uso), os seguintes itens:

i) quota anual da CDE – ENERGIA (Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013) definida pela REH nº 1857/2015, referente à devolução de parcela dos recursos da CDE recebidos pelas distribuidoras no período de janeiro de 2013 a fevereiro de 2014, nos termos do Art. 4º-A do Dec. 7.891/2013. Os recursos foram destinados à cobertura do resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA decorrente do custo de aquisição de energia elétrica, devendo os consumidores recompor a Conta em até 5 anos, com atualização dos valores pela variação do IPCA, mediante encargo a ser incluído nas tarifas de energia elétrica, definido na proporção dos recursos recebidos pela distribuidora.

ii) quota anual da CDE – ENERGIA (CONTA – ACR) (Art. 4º-C do Dec. 7.891/2013) definida pela REH nº 1863/2015, destinada à amortização das operações de crédito contratadas pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para lastro da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, nos termos do Decreto nº 8.221/2014 e da Resolução Normativa nº 612/2014. A CONTA-ACR teve como objetivo cobrir as despesas incorridas pelas concessionárias de distribuição, relativas ao ano de 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. O recolhimento de quotas mensais da CDE pelas distribuidoras tem como contrapartida a inclusão de encargo nas tarifas de energia elétrica a partir dos respectivos processos tarifários ordinário de 2015. Frisa-se que a definição desse encargo tarifário para cada distribuidora não está vinculada aos recursos recebidos da Conta-ACR, mas ao tamanho de seus mercados cativos no período de fevereiro a dezembro de 2014. Dessa forma, os custos da Conta-ACR foram distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do sistema interligado nacional.

34. 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 (Data de Referência Anterior) os valores faturados dos encargos setoriais, de modo a assegurar a neutralidade desses itens da “Parcela A”.

35. Os valores considerados na DRP (Data do Reajuste em Processamento) serão considerados também na apuração da Neutralidade dos encargos setoriais e das respectivas Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) do próximo processo tarifário da concessionária.

III.4. Transmissão

36. 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.

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

37. Com relação aos encargos de Rede Básica Nodal e Fronteira, os MUSTs (Montantes de Uso do Sistema de Transmissão) foram obtidos no CUST - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, celebrado entre o ONS, as concessionárias de transmissão e a distribuidora, disponibilizado no SACT – Sistema de Acompanhamento dos Contratos de Transmissão, enquanto que as tarifas foram obtidas na Resolução Homologatória nº 1.917, de 23/06/2015.

38. Já os valores referentes às instalações de transmissão de uso exclusivo foram obtidos na Resolução Homologatória nº 1.918, de 23/06/2015, sendo consideradas também as informações presentes no SIGET - Sistema de Gestão da Transmissão.

39. Adicionalmente, informa-se que nos valores dos custos com conexão estão contempladas as Parcelas de Ajustes das Demais Instalações de Transmissão (PA DIT).

40. 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:

Tabela 4: Custo total de transmissão de energia elétrica

Componente	DRA (R\$)	DRP (R\$)
Rede Básica	265.197.146,24	204.438.917,56
Rede Básica Fronteira	24.545.267,56	25.852.853,16
Rede Básica ONS (A2)	8.159.625,60	9.151.518,37
MUST Itaipu	43.547.685,21	49.045.323,83
Transporte de Itaipu	18.405.380,69	23.229.833,71
Conexão	11.501.428,58	12.782.097,67
Total dos Custos de Transporte	371.356.533,88	324.500.544,30

Nota: O custo de conexão foi obtido da Resolução Homologatória nº 1.918/2015, atualizados pelo IPCA para a data de aniversário contratual da distribuidora acessante.

41. Os custos de transmissão somente poderão ser repassados às tarifas dos consumidores finais da concessionária a partir da efetiva utilização do serviço, sem efeitos retroativos (Parágrafo 8 do Submódulo 3.3 do PRORET). Assim, a Receita Anual da Conexão de uso exclusivo referente às Demais Instalações de Transmissão (DIT) de Furnas (Contrato de Concessão nº 16/2012), presente na Resolução Homologatória deste processo tarifário (R\$ 199.120,92), não será repassada às tarifas, pois conforme informado pela Distribuidora, esses ativos de transmissão ainda não estão sendo utilizados pela Light.

III.5 Compra de Energia

42. A Lei n. 10.848, de 15/03/2004 alterou as regras de compra e venda de energia elétrica especialmente no que diz respeito às concessionárias de distribuição de energia elétrica. Foram estabelecidas regras diferenciadas em função do porte da concessionária, ou seja, aquelas com mercado próprio maior ou igual a 500 GWh/ano e aquelas que atendem um consumo inferior a esse patamar.

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

43. Também a Lei nº 10.848, de 15/03/2004 estabeleceu dois ambientes de contratação no Sistema Interligado Nacional – SIN, o Ambiente de Contratação Regulada – ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. A mesma lei, em seu art. 2º, determina que as empresas de distribuição de energia “deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada”.

44. As modalidades disponíveis de aquisição de energia elétrica no cumprimento da obrigação de contratação para o atendimento do mercado dos agentes de distribuição são descritas a seguir:

- *Contratos Bilaterais*: são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da publicação da Lei nº 10.848/2004; os contratos firmados para o atendimento do Sistema Isolado antes da Medida Provisória nº 466, de 29/07/2009, e aqueles firmados por meio de licitação realizada na modalidade de concorrência ou Contratos Bilaterais as contratações de energia de Geração Distribuída decorrente da desverticalização, conforme dispõe a Lei n.º 10.848, de 2004 e os contratos oriundos de licitação pública realizada por agentes de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e contratos firmados entre concessionária com mercado inferior a 500 GWh/ano e seu agente supridor.
- *Contratos de Leilões (CCEARs)*: são Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, decorrentes de leilões definidos com base no art. 19 do Decreto n. 5.163, de 2004, para empreendimentos de geração existentes, novos empreendimentos e de fontes alternativas. Decreto nº 5.163/2004;
- *Leilão de Ajuste*: são contratos realizados de acordo com o art. 26 do Decreto nº 5.163, de 2004, em decorrência de leilões específicos realizados pela ANEEL, direta ou indiretamente, para contratações de ajuste pelas distribuidoras, com prazo de suprimento de até dois anos, para fins de possibilitar a complementação do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.
- *Cotas de ITAIPU*: refere-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das cotas-partes; a metodologia para o cálculo das cotas – parte se encontra na Resolução Normativa nº 331, de 16/9/2008;
- *Cotas de Angra I e II*: refere-se à energia comercializada pelas centrais geradoras Angra I e Angra II com as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN adquirentes das suas respectivas cotas-partes; conforme disposto no art. 11 Lei nº 12.111, de 9/12/2009;
- *Cotas do PROINFA*: refere-se à energia proveniente de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, decorrente do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA;

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

- *Cotas das Concessões Renovadas*: refere-se à parcela decorrente do rateio da garantia física de energia e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013;
- *Geração Própria*: refere-se à energia proveniente de empreendimento de geração próprio da concessionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano e aquelas que atendem os Sistemas Isolados para atendimento do seu mercado. A Lei 9.074, de 7 de julho de 1995, com redação dada pela Lei 10.848, de 2004;
- *Suprimento*: refere-se à energia comercializada entre distribuidoras/permissionária com mercado inferior a 500 GWh/ano (suprida), no Sistema Interligado Nacional – SIN, que adquirem energia de outra distribuidora/permissionária (supridora), sendo que as partes firmam contratos de compra e venda cuja tarifa é estabelecida pela ANEEL;
- *Geração Distribuída*: produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto: hidráulicas com capacidade instalada superior a 30 MW; e térmicas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (não existem restrições de eficiência para térmicas que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível).

III.5.1. Perdas Elétricas e Energia Requerida

45. Com a finalidade de calcular o montante de energia que a concessionária deve comprar, a ANEEL determina para fins tarifários o nível máximo de perdas (na distribuição – técnicas e não técnicas e na Rede Básica) a ser admitido em função do mercado a ser atendido pela distribuidora. Este montante é definido como Energia Requerida.

46. São denominadas perdas na distribuição o somatório de perdas técnicas e não técnicas dissipadas no sistema de distribuição de uma concessionária de energia. As perdas técnicas representam o montante de energia elétrica dissipada no sistema de distribuição decorrente dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica; já as perdas não técnicas são aquelas apuradas pela diferença entre as perdas totais na distribuição e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas, tais como fraude e furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, dentre outros.

47. Já as perdas na Rede Básica são definidas como aquelas externas à rede de distribuição da concessionária, representando a energia dissipada no sistema de transmissão e nas Demais Instalações de Transmissão de uso compartilhado em decorrência dos processos de transporte, transformação de tensão e medição de energia elétrica⁴.

⁴ 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.

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

48. As perdas na distribuição regulatórias são definidas a cada revisão tarifária, enquanto as perdas na Rede Básica são estimadas, todos os anos, em cada processo tarifário. A Resolução Homologatória nº 1.650/2013 (última revisão tarifária da LIGHT) estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas, de 5,40% (sobre energia injetada da concessionária) a ser aplicado nos reajustes tarifários de 2014, 2015, 2016 e 2017.

49. Já para as perdas não técnicas (sobre o mercado faturado de baixa tensão), com base no que consta no processo nº 48500.004772/2015-09, o nível real de perdas não técnicas da Light está em fase de apuração. Dessa forma, será adotado provisoriamente o percentual de 39,13% para as perdas não técnicas no processo tarifário de 2015.

50. A cada processo tarifário são 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 setembro/2014 a agosto/2015. A tabela 5 apresenta os valores de perdas para o atual reajuste tarifário da LIGHT.

Tabela 5: Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

Perdas	DRA	DRP
Não Técnica (s/ Baixa Tensão)	40,41%	39,13%
Técnica (s/ merc. injetado)	5,40%	5,40%
Rede Básica (s/ merc. Injetado)	1,90%	1,98%
Mercado Baixa Tensão (MWh)	14.497.360	14.497.360

51. 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.

52. A Tabela 6 demonstra os requisitos de energia elétrica da LIGHT para atendimento ao seu mercado de referência apurado na DRA e na DRP.

Tabela 6: Energia Requerida (MWh) – DRA e DRP

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

Descrição	DRA (MWh)	DRP (MWh)
Mercado Total	21.406.566	21.406.566
Fornecimento	21.406.566	21.406.566
Consumidores Livres	7.766.481	7.766.481
Perdas Totais	8.414.520	8.238.218
Perdas Rede B.	556.457	576.314
Perdas na Distribuição	7.858.063	7.661.904
Perda Não Técnica	5.858.383	5.672.817
Perda Técnica	1.999.680	1.989.087
Energia Requerida	29.821.086	29.644.784

III.5.2. Valoração da Compra de energia

53. O artigo 36 do Decreto nº 5.163, de 30/7/2004, estabelece que a ANEEL autorize o repasse 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.

a) Na Data de Referência Anterior – DRA

54. O cálculo dos valores econômicos para a compra de energia na DRA é obtido por meio dos montantes de energia requerida, valorados pelo preço médio de repasse do reajuste tarifário anterior, conforme a tabela a seguir:

Tabela 7. Compra de Energia na DRA

Energia Requerida (MWh)	Tarifa Média (R\$/MWh)	Energia Requerida (R\$)
29.821.086	146,96	4.382.574.376,15

b) Na Data do Reajuste em Processamento – DRP

55. 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.

56. Também se considerou 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.

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

57. Para o cálculo da despesa com energia elétrica comprada para revenda, elabora-se o Balanço Energético da concessionária, que apura as sobras ou déficits⁵ considerando o período de referência em questão.

58. 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 energia contratada disponível corresponde ao somatório de CCEAR's, Contratos de Leilão de Ajuste, Contratos Bilaterais, Geração Própria, cotas de energia de Itaipu, do Proinfa, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

59. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia 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 na modalidade disponibilidade, considerou-se, além da parcela fixa atualizada pelo IPCA, o valor da parcela variável calculada a partir das informações de previsão de valores do CMO⁶ contidas na Carta ONS 1793/100/2015, de 23 de outubro de 2015. O mecanismo das bandeiras tarifárias, iniciado em janeiro de 2015 e cujo objetivo é a sinalização mensal ao consumidor do custo de geração de energia elétrica, permite que as concessionárias obtenham uma antecipação da receita necessária para cobrir os custos adicionais com geração térmica em condições hidrológicas desfavoráveis. Para o cálculo do preço de repasse dos CCEARs por disponibilidade, foi levado em conta o fato de que para patamares de CMO acima de 200,00 R\$/MWh, as concessionárias obterão receita adicional com o acionamento das bandeiras tarifárias. Portanto, os valores de CMO contidos na Carta do ONS e utilizados para obter a previsão do custo de geração da parcela variável dos CCEARs por disponibilidade foram limitados a 200 R\$/MWh.

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.

⁵ 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.

⁶ 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 (Rev 2) de outubro de 2015, contemplando a 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.

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 Regulação Econômica e Estudos de Mercado por meio do Memorando nº 343/2015-SRM/ANEEL, de 16/10/2015, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

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 2015 foram considerados os montantes publicados na Resolução Homologatória nº. 1.829, de 25/11/2014, 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 2016. Para valoração dessa despesa, considerou-se a tarifa de Itaipu, em dólares, publicada pela Resolução Homologatória nº. 1.836, de 9/12/2014, e a taxa de câmbio PTAX média de venda do período entre o 45º e o 16º dias anteriores ao reajuste da distribuidora, conforme previsto no Submódulo 3.2, Seção 5.1, do PRORET.

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.

60. Para os montantes de energia provenientes das Usinas Hidrelétricas em regime de alocação de cotas de garantia física de energia e potência, objeto do Leilão nº 12/2015-ANEEL a ser realizado no dia 25 de novembro de 2015, nos termos da Lei nº 12.783/2013, com a redação dada pela Medida Provisória nº 688/2015, a Light pleiteou que a ANEEL incluísse na cobertura tarifária a bonificação prevista na Resolução CNPE nº 002/2015.

61. Sobre esse ponto, o Submódulo 3.2 do PRORET estabelece que a energia adquirida será valorada pela tarifa média de repasse vigente na data do reajuste em processamento. Assim, adotou-se o preço de repasse vigente, de R\$ 35,82 por MWh para o próximo período tarifário.

“14. O custo de aquisição de energia na DRP será calculado considerando a energia requerida para atendimento do mercado de referência da concessionária, líquida da energia do Proinfa, **valorada pela tarifa média de repasse dos contratos de compra de energia vigente na data do reajuste em processamento.** (...)

38. O custo com aquisição de energia das Cotas de Concessões Renovadas nos 12 (doze) meses subsequentes à realização do processo tarifário será obtido conforme fórmula a seguir:

$$CE_Cotas = EC_Cotas \times PRCotas$$

onde:

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

EC_Cotas: Montante anual vigente de energia relativa às Cotas, definido em resolução específica da ANEEL, expresso em MWh; e

PRCotas: **Preço de repasse das Cotas, em R\$/MWh, vigente na DRP**, calculado a partir das Receitas Anuais de Geração homologadas pela ANEEL, conforme equação.”

62. 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.

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

Fls. 18 Nota Técnica nº 289/2015-SGT/ANEEL, de 28 de outubro de 2015.

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

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

Fls. 19 Nota Técnica nº 289/2015-SGT/ANEEL, de 28 de outubro de 2015.

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	8.177.571,54	8.167.058,31	198,51	1.621.235.451,28
2º LEE 2008-08	81.427,19	81.322,50	148,60	12.084.345,09
2º LEE 2008-08 (MCSD)	143,85	143,67	148,60	21.348,45
2º LEE 2008-08 (MCSD)	3.968,93	3.963,83	148,60	589.016,09
4º LEE 2009-08	78.722,28	78.621,07	166,32	13.076.303,83
4º LEE 2009-08 (MCSD)	1.500,53	1.498,60	166,32	249.247,90
4º LEE 2009-08 (MCSD)	89.765,15	89.649,75	166,32	14.910.599,84
12º LEE 2014 36M (MCSD)/ Nova regra	9.082,01	9.070,33	159,60	1.447.630,03
12º LEE 2014 36M (MCSD)/ Nova regra	44.563,06	44.505,77	159,60	7.103.145,93
12º LEE 2014 36M/ Nova regra	311.668,33	311.267,64	159,60	49.678.491,73
13º LEE 2014-05 DISP	253.237,31	252.911,74	248,83	62.930.947,43
13º LEE 2014-05 QTD(MSCD)/ Regra esp. do 13º LEE	18.343,63	18.320,05	292,94	5.366.635,60
13º LEE 2014-05 QTD(MSCD)/ Regra esp. do 13º LEE	79.375,14	79.273,09	292,94	23.222.084,47
13º LEE 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE	647.847,09	647.014,21	292,94	189.534.917,97
14º LEE A-1 A-1 2015-03 DISP	118.531,35	118.378,97	187,94	22.247.553,53
14º LEE A-1 A-1 2015-03 QTD (MSCD)/ Nova regra	10.844,50	10.830,56	201,00	2.176.942,98
14º LEE A-1 A-1 2015-03 QTD/ Nova regra	154.529,76	154.331,10	201,00	31.020.550,53
1º LEN A-3 2008-15 T	159.174,85	158.970,22	195,93	31.146.804,51
1º LEN - -PIE A-3 2008-15 T	(2.853,73)	(2.850,06)	195,93	(558.408,77)
1º LEN redução COCAL A-3 2008-15 T	(2.191,03)	(2.188,22)	195,93	(428.733,87)
1º LEN A-3 2008-30 H	22.512,78	22.483,84	185,73	4.175.833,61
2º LEN A-3 2009-15 T	89.515,98	89.400,90	227,73	20.358.956,11
2º LEN A-3 2009-30 H	174.284,90	174.060,84	216,81	37.738.239,06
4º LEN A-3 2010-15 T	1.100.753,75	1.099.338,60	220,40	242.293.382,06
17º LEN A-3 2016-20 DIS/ Nova regra	140.782,64	140.601,65	132,40	18.616.053,99
1º LEN A-4 2009-15 T	276.003,78	275.648,95	194,93	53.732.554,22
1º LEN - -PIE A-4 2009-15 T	(4.701,94)	(4.695,89)	194,93	(915.375,76)
1º LEN redução COCAL A-4 2009-15 T	(2.929,31)	(2.925,54)	194,93	(570.279,03)
1º LEN A-4 2009-30 H	21.628,92	21.601,11	198,46	4.286.849,45
01º LEN 2008-H30 - Retirada Porto Goés	(317,08)	(316,67)	199,77	(63.263,62)
01º LEN 2009-H30 - Retirada Porto Goés	(470,19)	(469,59)	199,77	(93.812,12)
1º LEN A-5 2010-15 T	302.716,53	302.327,36	199,37	60.274.601,52
1º LEN A-5 2010-30 H	312.198,37	311.797,01	199,77	62.289.199,07
01º LEN A-5 2010-30 H - Retirada Porto Goés	(2.809,43)	(2.805,82)	199,77	(560.532,69)
3º LEN A-5 2011-15 T	406.702,52	406.179,65	216,89	88.095.258,31
3º LEN A-5 2011-30 H	432.549,03	431.992,94	205,10	88.601.409,52
5º LEN A-5 2012-15 T	360.265,43	359.802,27	220,14	79.207.290,13
5º LEN A-5 2012-30 H	166.616,94	166.402,73	210,49	35.025.830,44
7º LEN A-5 2013-15 T	636.196,33	635.378,42	242,24	153.916.510,45
7º LEN A-5 2013-30 H (alt. pelo decreto 170/2013)	8.440,76	8.429,91	152,29	1.283.830,01
10º LEN A-5 2015-30 H	106.435,73	106.298,89	140,79	14.965.662,34
11º LEN A-5 2015-30 H	308.678,54	308.281,70	92,73	28.587.352,21
1º LFA A-3 2010-15 OF	87.156,12	87.044,07	235,86	20.530.436,93
1º LFA A-3 2010-30 H	37.468,99	37.420,82	223,28	8.355.195,84
3º LFA BIO-2016/ Nova regra	27.972,07	27.936,11	205,61	5.744.050,43
Madeira Santo Antônio	58.198,56	58.123,73	127,12	7.388.962,82
Estruturante Santo Antônio	301.502,86	301.115,25	127,12	38.279.188,26
Estruturante Santo Antônio - MCSD	9.542,81	9.530,55	127,12	1.211.567,81
Estruturante Jirau	413.774,07	413.242,12	111,81	46.205.825,57
Estruturante Jirau - MCSD	14.184,73	14.166,49	111,81	1.583.997,36
Estruturante Belo Monte	3.739,75	3.734,95	110,83	413.952,24
Estruturante Belo Monte	311.296,41	310.896,20	110,83	34.457.301,50
Bilaterais	6.351.000,00	6.342.835,05	267,58	1.697.215.801,52
USINA TERMELÉTRICA NORTE FLUMINENSE S/A	6.351.000,00	6.342.835,05	267,58	1.697.215.801,52
Energia Base	15.153.697,51	15.134.890,87	139,32	2.108.590.487,74
Cota Angra I/Angra II	890.855,00	889.709,70	162,09	144.213.045,73

63. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados na DRA⁷ e na DRP para a LIGHT, em função do Mercado de Referência, são, respectivamente, de R\$ 4.382.574.376,15 e R\$ 5.427.041.740,53.

III.6. Parcela B

64. O Fator X⁸ é estabelecido no momento da Revisão Tarifária Periódica conforme consta na Subcláusula Sexta da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão e tem por objetivo principal garantir que o equilíbrio entre receitas e despesas eficientes se mantenha ao longo do ciclo tarifário. Para atingir essa finalidade, o Fator X é composto por três componentes, conforme fórmula abaixo:

$$\text{Fator X} = Pd + Q + T$$

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

65. A Resolução Homologatória nº 1.820/2014 estabeleceu, para o atual ciclo tarifário, os valores dos componentes Pd e T do Fator X em 1,22% e 0,00%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da LIGHT.

66. 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.

67. No caso da LIGHT a variação média dos indicadores de DEC e FEC entre os anos de 2013 e 2014 foi de -26,88%, de modo que o valor de componente Q do Fator X a ser aplicado na atualização da Parcela B é de -0,50%.

Tabela 9 – Fator X

Componentes	Valor
Componente Pd do Fator X	1,22%
Componente T do Fator X	0,00%
Componente Q do Fator X	-0,50%
Fator X	0,72%

⁷ 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.

⁸ Para maiores detalhamentos do Fator X consultar Submódulo 2.5 do PRORET.

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

68. Os valores da Parcela B são corrigidos pela aplicação do IGP-M⁹ e do Fator X. A variação do IGP-M para o período de referência foi de 9,68%, enquanto o Fator X resultou em 0,72%. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B na DRP.

Tabela 10. Cálculo da Parcela B

Descrição	Valores
Parcela B - DRA (R\$)	2.228.628.076,45
IGP-M	9,68%
Fator X	0,72%
Parcela B - DRP (R\$)	2.428.280.366,61

III.7. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

69. 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.

70. 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 SGT, 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.
- Os valores da CVA do 5º dia útil anterior à data do reajuste tarifário anual foram atualizados pela taxa média anual SELIC¹⁰, de 14,15% a.a.

⁹ Índice calculado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV.

¹⁰ 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.

- Do total apurado para a CVA^{ENERGIA}, foram deduzidos: (i) os valores repassados pela CDE/CONTA-ACR à concessionária nas competências de setembro de 2014 a dezembro de 2014, a título de cobertura para o custo adicional decorrente do despacho termoeletrico associado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulada na modalidade por disponibilidade – CCEAR-D, nos termos do inciso II do Art 4º-A do Decreto 7.891/2013; e (ii) a parcela da receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e os repasses da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias alocada para a cobertura dos custos dos CCEARs-D e do risco hidrológico dos CCGF e Itaipu, para o período de competência de janeiro de 2015 a junho de 2015, conforme estabelecido no Submódulo 6.8 do PRORET.
- Além disso, a concessionária também apresentou alocação de recursos da receita das Bandeiras tarifárias e da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias para a cobertura de despesas de ESS e de EER, os quais foram deduzidos do total apurado para a CVA^{ESS/EER} para as competências de janeiro a junho de 2015.
- Por meio da carta FR-009/15, de 08/10/2015, a Light solicitou a consideração dos efeitos da liquidação das competências de julho e agosto de 2015 no cálculo da CVA. Importa esclarecer que, conforme Despacho nº 3.299/2015, a liquidação dessas competências ocorreu na data de 14/10/2015, assim, a proposta da concessionária contempla valores que não foram quitadas até o 30º dia anterior ao do reajuste em processamento, ou seja, considera valores pagos somente depois de 08/10/2015 ou ainda não pagos (a vencer).
- Entende-se que o pleito da concessionária não pode ser atendido por ofender ao disposto na Resolução Normativa nº 153, de 14/3/2005, que estabelece os critérios e procedimentos para cálculo da Conta de Compensação de Variação de Valores do Custo de Aquisição de Energia Elétrica - CVA^{ENERG}, definindo que o saldo da CVA referente a determinado processo tarifário deve ser aquele apurado no 30º dia anterior à data do reajuste em processamento, conforme seu art. 4º e respectivo § 1º transcritos a seguir:

“Art. 4º O saldo da CVA^{ENERGIA} referente ao trigésimo dia anterior à data de reajuste tarifário anual, calculado nos termos da fórmula definida no Anexo I desta Resolução, será remunerado pela taxa de juros SELIC até o quinto dia útil anterior ao referido reajuste e compensado nas tarifas de fornecimento nos 12 meses subsequentes.

§ 1º O saldo da CVA^{ENERG} apurado entre o vigésimo nono dia anterior ao reajuste tarifário anual e a efetiva data do reajuste será compensado no reajuste tarifário anual subsequente.”
- Ressalta-se que, também em decorrência da postergação da liquidação dos efeitos do mercado de curto prazo das competências de julho e agosto junto à CCEE, a receita proveniente dos adicionais de Bandeiras Tarifárias Vermelha e dos repasses da Conta Bandeiras para esses dois meses será deduzida dos totais apurados de CVA^{ENERGIA} e da CVA^{ESS/EER} no próximo processo tarifário da concessionária.

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

- Na mesma correspondência, a Light menciona a Audiência Pública nº 78 e solicita que seja dado tratamento provisório para que o Fator K não seja aplicado sobre o Risco Hidrológico no cálculo da CVA Energia. Conforme informado pela própria Light em sua argumentação, existe uma audiência pública em andamento, a AP nº 78/2011, cujo objetivo, entre outros, é obter subsídios para o aperfeiçoamento do método de apuração do saldo da CVA e da Sobrecontratação/Exposição de Energia. As contribuições dos agentes estão sendo analisadas no âmbito dessa AP e, se julgadas pertinentes, poderão ser acatadas e incluídas nas respectivas metodologias de cálculo. A área técnica ressalta que metodologias e conceitos ainda em discussão e em análise são desconsiderados nos processos de reajuste tarifário, sendo utilizadas apenas as metodologias e os conceitos já aprovados por meio de atos da Diretoria Colegiada da ANEEL.
- Cabe destacar que por força de uma decisão judicial, a Light está efetuando os pagamentos das faturas da CDE descontados dos subsídios (aportes CDE) a serem repassados pela Eletrobrás à Distribuidora. Ou seja, a Justiça autorizou à Light realizar a compensação dos valores a pagar e a receber, efetuando o pagamento apenas da diferença. Assim, no cálculo da CVA CDE, considerou-se que as faturas apresentadas foram integralmente adimplidas e os subsídios integralmente repassados à Distribuidora.
- O resultado da CVA em Processamento está demonstrado na tabela abaixo:

Tabela 11: Valores apurados da CVA em Processamento

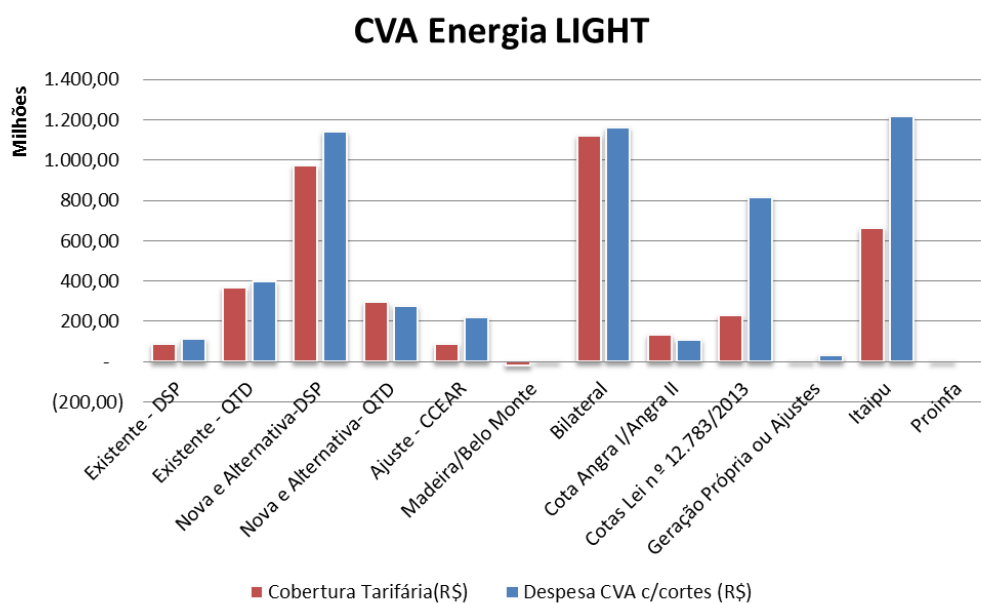
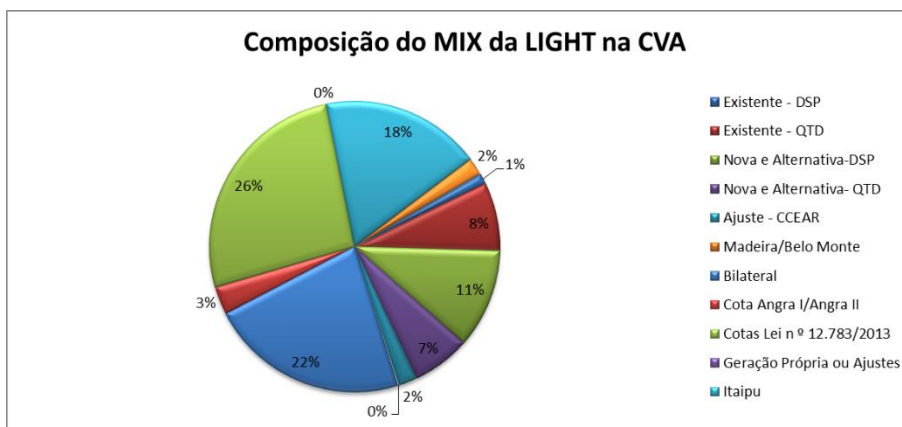
Descrição	Delta (R\$)	5º Dia Útil Anterior (R\$)	12 Meses Subseqüentes (R\$)
CVA CDE	707.310.156,02	742.375.528,37	796.969.576,43
CVA CDE Energia	137.215.280,00	143.737.687,17	154.308.108,61
CVA Rede Básica	23.873.341,18	27.097.335,64	29.090.064,64
CVA Compra Energia	918.129.600,41	987.360.680,21	1.059.970.953,07
CVA Transporte Itaipu	5.688.814,88	6.055.692,60	6.501.026,21
CVA Proinfa	(7.434.895,90)	(7.933.119,73)	(8.516.518,70)
CVA ESS/ERR	(186.041.626,11)	(175.510.157,36)	(188.417.115,64)
Total	1.598.740.670,48	1.723.183.646,90	1.849.906.094,63

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.

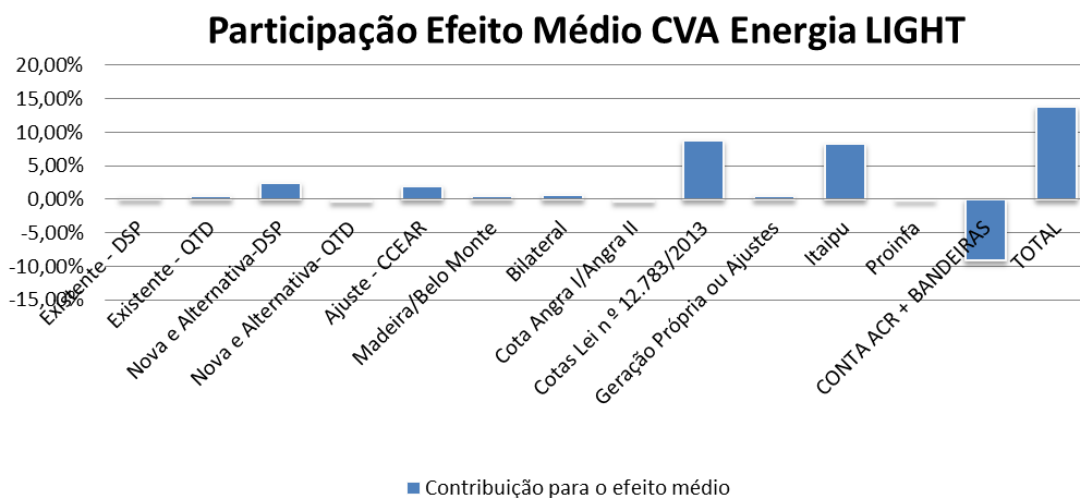
- Cumpre ressaltar que a cota de Itaipu impactou significativamente no saldo da CVA de Energia. Sua participação no mix de contratação da Light é de 18% e, devido à alta do dólar ocorrida no período de análise, aliada à nova tarifa de repasse de Itaipu, estabelecida pela Resolução Homologatória n. 1.836, de 9/12/2014, e cobrada a partir de janeiro/2015, houve uma grande diferença entre a tarifa de cobertura considerada nos processos tarifários anteriores e o valor realizado, o que resultou em um impacto de 7,86% no efeito médio do

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

reajuste tarifário de 2015. Os gráficos abaixo demonstram tal efeito. Também cabe mencionar que o risco hidrológico da energia atrelada às cotas, que correspondem a 26% no mix de contratos, também impactou o saldo da CVA Energia, com efeito médio de 8,17%.



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



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 2014 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. A SGT ressalta que no cálculo do Saldo a Compensar da CVA do ano anterior foram utilizados os valores de CVA do 5º dia útil após os ajustes realizados pela fiscalização da SFF, os quais foram informados por meio do Memorando nº 377-SFF/ANEEL, de 29/05/2015.

iii) **Neutralidade dos Encargos Setoriais.** Em conformidade com o 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, devidamente atualizadas pela taxa SELIC.

iv) **Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR).** Foram reconhecidos os pagamentos efetuados pela distribuidora no período de outubro de 2014 a setembro de 2015, atualizados pelo IPCA, tendo sido fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

v) **Repasso 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, os valores obtidos para o repasse da Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo foram:

a) Para o ano civil de 2014: Exposição de energia de 2.913.298,51 MWh. Cabe destacar que esse montante é inferior ao limite de exposição contratual involuntária referente ao ano de 2014 constante no Despacho 2.642, de 13 de agosto de 2015, e, portanto, sua totalidade está sendo

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

considerada como exposição involuntária, não se aplicando o limite do Preço de Referência – VR ao custo de aquisição desta energia no MCP. Referido montante de energia 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 tarifário de R\$ 1.909.329.040,12

- Dos valores descritos acima foram deduzidos os valores repassados pela CDE/CONTA-ACR à concessionária ao longo de 2014, de R\$ 2.172.610.465,72, 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 Repasse de Exposição ao Mercado de Curto Prazo é de R\$ (263.281.425,59), já atualizado para preços de novembro de 2015.
- 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 a 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 SGT apurou, com base nos relatórios da CCEE, o valor da exposição líquida, atualizado pelo IPCA, referente ao período de janeiro a dezembro de 2014.

vii) **Diferencial Eletronuclear.** É a diferença¹¹ entre a tarifa praticada e a de referência entre a Furnas e Eletronuclear, conforme determina a Lei nº 12.111/2009.

viii) **Recálculo CVA Energia 2006 - 2013.** Esse ajuste trata do recálculo do repasse dos preços do contrato da Usina Termelétrica Norte Fluminense com a distribuidora Light Serviços de Eletricidade S.A. nas Contas de Compensação de variação de valores de itens da Parcela A – CVA de 2006 a 2013, conforme Despacho nº 1.839, de 09 de junho de 2015.

ix) **Ajuste Financeiro da UHE Funil.** Por se tratar de geradoras em regime anual de cotas, a aplicação da nova TUSDg somente poderia ser aplicada a partir de 1º de julho, com a publicação da nova Receita Anual de Geração (RAG). Sendo assim, está sendo considerado no atual processo tarifário da Light

¹¹ 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 nº 1.583/2013.

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

um componente financeiro, correspondente à diferença de receita que foi auferida pela distribuidora em relação ao período de competência de 07/11/2013 a 30/06/2015.

x) **Reversão do financeiro RTE 2015.** A Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015 homologou os resultados da revisão tarifária extraordinária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica, motivada pelo descasamento entre custos e receitas no setor de distribuição de energia elétrica, em decorrência da elevação dos gastos com aquisição de energia e da definição das novas quotas de CDE. Audiência Pública nº 7/2015 foi instaurada com vistas a colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta de metodologia simplificada a ser aplicada na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE de cada distribuidora.

- Conforme Nota Técnica nº 35/2015, que apresentou análise dos pedidos de RTE e definição da metodologia final de cálculo, no âmbito da Audiência Pública nº 7/2015, as variações de receita requerida decorrentes das alterações de custo foram apropriadas como componentes financeiros específicos e transitórios na tarifa de energia ou na tarifa de uso. A adoção desses adicionais na forma de componentes financeiros possibilitaria a identificação da receita faturada com esses itens, bem como simplificaria o cálculo da RTE.
- Em vista disso, as tarifas econômicas a serem consideradas nos reajustes tarifários subsequentes à RTE serão as mesmas do reajuste (ou revisão) tarifário anterior. A RTE, portanto, não afeta os cálculos de CVA, Sobrecontratação, Neutralidade de Encargos Setoriais e Parcela B, os quais seguem a metodologia usual.
- Como a apuração da $CVA_{COMPRA\ DE\ ENERGIA}$ e CVA_{CDE} continua levando em conta a cobertura econômica estabelecida no último processo tarifário ordinário, se faz necessária a reversão da receita faturada com os componentes financeiros definidos na RTE, para os períodos de competência cujos pagamentos estejam nas respectivas CVAs.
- Dessa forma, no presente processo tarifário, está sendo revertido o valor de R\$ 731.687.567,49, devidamente atualizado pela SELIC, referente à receita faturada nas competências março/15 a agosto/15 proveniente dos componentes financeiros de CDE estabelecidos na RTE. Já para o componente financeiro de Compra de Energia estabelecido na RTE, está sendo revertida a receita faturada para a competência março/15 a junho/15, totalizando R\$ 121.300.169,65, atualizada pela SELIC.
- O saldo a compensar dessa reversão será apurado, no próximo reajuste tarifário, seguindo a mesma sistemática de cálculo da CVA saldo a compensar.
- A reversão do valor restante, abrangendo a receita faturada no período entre 1º de julho de 2015 a 06 de novembro de 2015, para o componente financeiro de compra de energia, entre 1º de setembro de 2015 a 06 de novembro de 2015, para o componente

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

financeiro de CDE, será efetuada no próximo processo tarifário da concessionária, em 2016, juntamente com a apuração das CVAs desses períodos.

xi) Decisão judicial em favor dos associados da ABRACE. Os associados da Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Industriais de Energia Elétrica – ABRACE tiveram decisão liminar favorável no Processo Judicial n. 26648-39.2015.4.01.3400 para suspender o pagamento da parte controversa do encargo tarifário CDE, bem como alterar a forma de rateio dos valores remanescentes da quota, de forma proporcional ao uso dos sistemas de distribuição e transmissão.

A Diretoria da ANEEL proferiu decisão em cumprimento à liminar por meio do Despacho nº 3.312/2015 e da Resolução Homologatória nº 1.967/2015, ambos de 24 de setembro de 2015, data da 12ª Reunião Pública Extraordinária, realizada após a análise das contribuições recebidas no âmbito da Audiência Pública nº 57/2015.

As tarifas homologadas pela REH nº 1.967/2015 possuem vigência a partir de 3 de julho de 2015. No mesmo ato foi publicada a relação de consumidores alcançados pela liminar para cada distribuidora e também das unidades consumidoras que percebem o pagamento da TUST.

Para garantir que o direito aos efeitos da liminar alcance somente os associados da ABRACE, os consumidores deveriam comprovar à respectiva distribuidora acessada sua filiação à entidade por meio de documentos que vinculem a unidade consumidora à ABRACE.

Assim, nos processos tarifários deliberados após a REH nº 1.967/2015, faz-se necessário a realização de procedimento extraordinário de cálculo para dar cumprimento à decisão, conforme descrito a seguir:

- O item III.2.1 da Nota Técnica nº 255/2015-SGT/ANEEL, disponibilizada junto à REH nº 1.967/2015 detalha a metodologia de cálculo da componente tarifária TUSD-CDE para os associados da ABRACE;
- Serão publicadas tarifas específicas para os Associados da ABRACE, para os ambientes de contratação livre e cativo e para as modalidades tarifárias aplicáveis a cada subgrupo tarifário, de acordo com o mercado fornecido pela distribuidora;
- As distribuidoras foram orientadas, por meio do Ofício-Circular nº 27/2015-SGT/ANEEL, de 07 de outubro de 2015, a encaminhar dados complementares no Sistema de Acompanhamento de Mercado para Regulação Econômica – SAMP detalhando o mercado de consumo (MWh) para o período de referência do processo tarifário, segregando os consumidores ABRACE;
- De acordo com a decisão proferida pela Diretoria, como não foi alterada a obrigação de recolhimento da quota da CDE definida pela REH nº 1.857/2015, a distribuidora fará jus a um reconhecimento financeiro da diferença entre a tarifa de equilíbrio apurada no último processo tarifário e a nova tarifa aprovada pela REH nº 1.967/2015, considerando o mercado faturado nos termos do art. 4º da REH nº 1.967/2015. No

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

presente caso o valor apurado em relação ao período de 03/07/2015 a 06/11/2015 foi de R\$ 21.210.728,39;

- Este financeiro deverá ser alocado apenas para os demais consumidores da distribuidora e não deverá incidir sobre os associados da ABRACE;
- Por outro lado, uma vez que serão publicadas novas tarifas diferenciadas para os associados da ABRACE, com base no mercado encaminhado pela distribuidora, a diferença de receita entre a tarifa calculada conforme estabelece o PRORET e a tarifa diferenciada da ABRACE, será apurada como um componente financeiro e alocada para os demais consumidores. Desta forma, garante-se a cobertura tarifária devida para a distribuidora conforme sua obrigação de recolhimento da quota CDE; não se alteram as tarifas econômicas e; aloca-se, nos termos da decisão proferida, a diferença para os demais consumidores da distribuidora. Trata-se, portanto, de um componente financeiro de soma zero que terá mero efeito alocativo no procedimento de abertura das tarifas, diferenciando os consumidores ABRACE dos demais consumidores;
- Na apuração da subvenção da CDE para cobertura dos subsídios tarifários concedidos nos termos do Decreto 7.891/2013, será destacada na tabela que discrimina a apuração por tipo de subsídio, a correção necessária dos valores devido à diferença das tarifas aplicadas aos consumidores ABRACE. Trata-se apenas de um critério adotado para apuração dos valores, evitando-se alterar a estrutura de apuração dos subsídios por tipo (rural, irrigante, etc).

71. A preservação das tarifas econômicas é necessária para manter a coerência com o regulamento vigente, que não foi alterado pela decisão judicial, e facilitar a operacionalização do cálculo, no caso de sua reversão, sem prejudicar o cumprimento da decisão judicial em caráter liminar.

72. Desta forma, o efeito tarifário decorrente da presente decisão judicial para o consumidor B1 residencial, por exemplo, foi de um incremento de 3,05% na tarifa de aplicação.

73. A tabela 12 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 12: Componentes Financeiros

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

COMPONENTES FINANCEIROS	Valor (R\$)	Participação
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade	754.344.050,71	9,86%
CVA em Processamento - Energia comprada	1.059.970.953,07	13,86%
CVA em Processamento - Transmissão	35.591.090,85	0,47%
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes	-11.926.731,57	-0,16%
Neutralidade dos Encargos	-6.970.350,22	-0,09%
Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007	-263.281.425,59	-3,44%
Exposição Diferença Preços entre Submercados	31.308.459,75	0,41%
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)	836.519,77	0,01%
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2)	338.956,48	0,00%
Financeiro de Reversão RTE - Energia	-121.300.169,65	-1,59%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso	-590.393.255,43	-7,72%
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia	-141.294.312,06	-1,85%
Recálculo CVA Energia 2006 - 2013 DSP 1839/2015	-42.199.287,21	-0,55%
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009	4.282.070,36	0,06%
Ajuste Liminar Abrace	21.210.728,39	0,28%
Total	730.517.297,65	9,55%

IV. Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT

74. Os adicionais de bandeiras tarifárias são definidos pela ANEEL anualmente conforme previsão das variações relativas aos custos de geração por fonte termelétrica e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo que afetem os agentes de distribuição de energia elétrica conectados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

75. Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras são revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – Conta Bandeiras, a qual foi criada pelo Decreto nº 8.401/2015 e regulamentada por meio do Submódulo 6.8 do PRORET.

76. Uma vez arrecadados na Conta Bandeiras, os recursos são repassados às distribuidoras, considerando os custos efetivamente realizados de geração por fonte termelétrica e de exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo e a respectiva cobertura tarifária vigente.

77. Desta forma, conforme estabelecido no parágrafo 38 do Submódulo 6.8 do PRORET, a receita decorrente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Amarela e Vermelha e os repasses da Conta Bandeiras foram considerados na apuração da CVA^{ENERGIA} e da CVA^{ESS/EER} da concessionária.

78. Neste processo tarifário, a receita proveniente da aplicação dos adicionais das Bandeiras Tarifárias Vermelha e dos repasses da Conta Bandeiras, que foi deduzida dos totais apurados de CVA^{ENERGIA} e da CVA^{ESS/EER}, contribuiu para que a tarifa da LIGHT não sofresse um aumento adicional médio de 7,68%.

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

V. Subvenção CDE – Descontos Tarifários

79. 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.

80. 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 SGT utilizou o mercado considerado no período de referência deste processo tarifário.

81. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás a distribuidora no período de competência de novembro/2015 a outubro/2016, até o 10º dia útil do mês subsequente. Esse valor contempla também o ajuste referente à diferença entre os valores previstos e os realizados no período de novembro/2014 a outubro/2015.

Tabela 13: Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobrás

TIPO	Ajuste (R\$)	Previsão (R\$)	Valor Mensal (R\$)
Subsídio Carga Fonte Incentivada	742.163,91	4.899.491,87	5.641.655,78
Subsídio Geração Fonte Incentivada	(7.396,01)	145.910,05	138.514,04
Subsídio Distribuição	-	-	-
Subsídio Água, Esgoto e Saneamento	(63.538,22)	4.569.716,89	4.506.178,68
Subsídio Rural	24.235,79	877.166,31	901.402,10
Subsídio Irrigante/Aquicultor	(248,80)	-	(248,80)
Total	695.216,67	10.492.285,13	11.187.501,80

82. Na proposta de reajuste encaminhada, a Light pleiteou que os subsídios concedidos entre os dias 24 e 31 de janeiro de 2013 sejam incorporados ao repasse definido nesse período tarifário. Segundo a empresa, não houve cobertura tarifária nem via tarifa, nem via aporte da CDE. A empresa também informou que subsídios concedidos nesse período somam R\$ 3,0 milhões.

83. Essa matéria está sendo tratada no âmbito do processo nº 48500.003137/2012-53 e, enquanto não for regulamentada, não há base normativa para a adoção do procedimento sugerido pela Light.

VI. Análise dos Resultados

84. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da LIGHT - Light Serviços de Eletricidade S/A. conduza a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 16,31%, sendo de 15,54%, em média,

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

para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 16,70%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	15,54%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	16,70%
Efeito Médio AT+BT	16,31%

85. O efeito médio de 16,31% 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.

86. A atualização dos custos de Parcela A e B resultou em um índice de reajuste tarifário de 42,72%, ao se ter como base de comparação para a Parcela A na Data do Reajuste Anterior – DRA apenas os custos estabelecidos no reajuste de 2014, isto é, sem considerar os custos de Parcela A que foram acrescidos na Revisão Tarifária Extraordinária - RTE mediante componente financeiro¹².

87. A atualização dos custos de Parcela A e B, ao se ter como base de comparação, além dos custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas, os custos que foram acrescidos na RTE mediante componente financeiro, contribuiu para o efeito médio em 15,06% sendo 12,91% referente à variação de custos de Parcela A e 2,15% referente à variação de custos de Parcela B.

Tabela 14: IRT considerando a variação tarifária decorrente da RTE 2015

¹² Como na revisão tarifária extraordinária a cobertura tarifária de Parcela A que foi acrescida às tarifas se deu mediante componente financeiro, as tarifas de base econômicas, que servem de base para o cálculo do índice de reajuste tarifário, não refletem o aumento tarifário de Parcela A observado na RTE. Em razão disso o índice de reajuste tarifário, aplicado sobre as tarifas de base econômica homologadas na revisão tarifária extraordinária é mais elevado, pois parte de um patamar menor de custos de Parcela A para comparação, quando comparado com o cálculo do índice que incorpora os financeiros de Parcela A da RTE na base de comparação.

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

	Variação	Participação no Reajuste	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos+Transmissão+Energia]	16,98%	12,91%	77,30%
Encargos Setoriais	27,63%	5,86%	23,54%
Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE	-10,67%	-0,01%	0,08%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (USO)	-1,00%	-0,14%	11,82%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Decr. 7945/2013)	-1,59%	-0,05%	2,57%
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Conta-ACR)	-	5,86%	5,09%
Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	23,59%	0,38%	1,75%
PROINFA	-6,75%	-0,12%	1,38%
P&D, Efic.Energ e Ressarc.ICMS Sist.Isol.	-6,53%	-0,07%	0,84%
ONS	4,73%	0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	-12,62%	-0,50%	3,03%
Rede Básica	-22,91%	-0,65%	1,91%
Rede Básica Fronteira	5,33%	0,01%	0,24%
Rede Básica ONS (A2)	12,16%	0,01%	0,09%
MUST Itaipu	12,62%	0,06%	0,46%
Transporte de Itaipu	26,21%	0,05%	0,22%
Conexão	11,13%	0,01%	0,12%
Custos de Aquisição de Energia	14,87%	7,55%	50,73%
PARCELA B	8,96%	2,15%	22,70%
IRT considerando a variação tarifária da RTE		15,06%	100,00%
Efeito dos Componentes Financeiros do Processo Atual		9,55%	
CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade		9,86%	
CVA em Processamento - Energia comprada		13,86%	
CVA em Processamento - Transmissão		0,47%	
Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes		-0,16%	
Neutralidade dos Encargos		-0,09%	
Repasso da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007		-3,44%	
Exposição Diferença Preços entre Submercados		0,41%	
Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR)		0,01%	
Ajuste ref. equilíbrio econômico-financeiro TUSDg (A2)		0,00%	
Financeiro de Reversão RTE - Energia		-1,59%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Uso		-7,72%	
Financeiro de Reversão RTE - CDE Energia		-1,85%	
Recálculo CVA Energia 2006 - 2013 DSP 1839/2015		-0,55%	
Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009		0,06%	
Ajuste Liminar Abrace		0,28%	
Efeito da retirada dos Componentes Financeiros do Processo Anterior		-8,30%	
Efeito Médio a ser percebido pelos Consumidores		16,31%	

88. Em relação à atualização dos componentes financeiros apurados no atual reajuste, para compensação nos 12 meses subsequentes, esses contribuíram para a um aumento tarifário de 9,55% no

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

atual reajuste da LIGHT, sendo -11,15% pela retirada dos componentes financeiros fixados na RTE 2015 e +20,70% referente aos demais itens.

89. Por outro lado, o efeito da retirada dos componentes financeiros considerados no reajuste tarifário anual de 2014, que contribuíram com um aumento nas tarifas estabelecidas em 2014, representa uma redução de -8,30% no atual reajuste, quando de sua retirada nas tarifas atualmente praticadas pelos consumidores.

90. O Valor da Parcela A apresentou uma variação de 16,98% em relação à RTE 2015, representando 12,91% na composição do efeito médio, com destaque para:

i) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais resultou em aumento de 27,63% em comparação com os valores da RTE 2015, correspondendo a uma variação tarifária no efeito médio de 5,86%. Destaca-se principalmente o início da amortização das operações de crédito contratadas para o lastro da Conta no Ambiente de Contratação Regulada - Conta-ACR¹³ (CDE Energia).

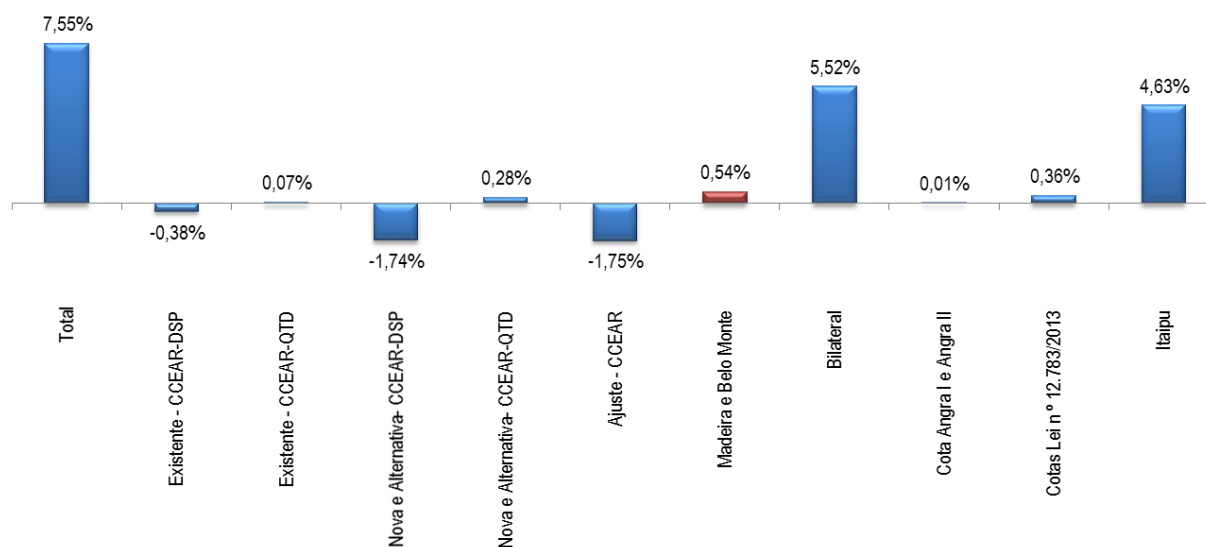
ii) **Custos de Transmissão.** Variação de -12,62% em relação à RTE 2015, correspondendo a um efeito médio de -0,50%. A variação dos custos de Transmissão é explicada pelos seguintes fatores: (i) pela Parcela de Ajuste negativa que compensa déficits ou superávits de arrecadação que ocorrem no âmbito da apuração realizada pelo ONS em relação ao Ciclo anterior, (ii) a redução da proporção atribuída ao segmento de consumo no rateio do pagamento do montante a ser arrecadado por meio de TUST-RB.

iii) **Compra de Energia.** Variação de 14,87% em relação ao processo anterior, contribuindo para um efeito médio de 7,55%. Esse aumento decorre, sobretudo, da variação cambial que influenciou os custos de aquisição de energia do contrato bilateral com a UTE Norte Fluminense e a energia proveniente de Itaipu. Como se pode observar no gráfico abaixo, A energia do contrato Bilateral e de Itaipu foram os componentes que mais influenciaram nas variações no custo de aquisição de energia.

Gráfico I: Efeito por modalidade de aquisição de energia

¹³ Criada por meio do Decreto nº 8.221/2014 com a finalidade de cobrir os custos das distribuidoras com a exposição involuntária no mercado de curto prazo e o despacho termoeletrônico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade - CCEAR-D.

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



91. A Tabela 15 demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

Tabela 15: Comparação da variação do custo de energia

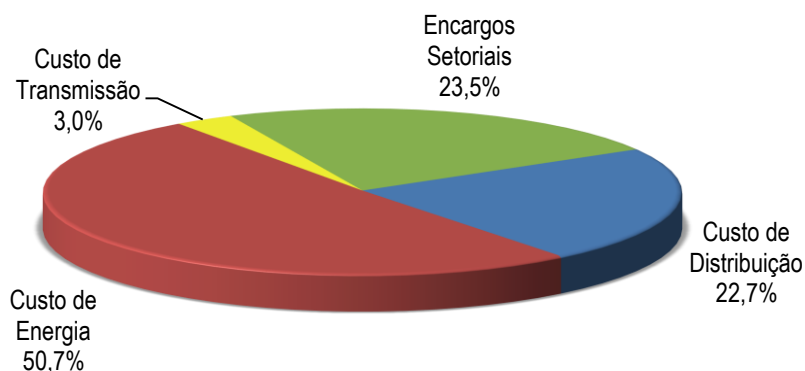
Tipo de contrato	Montante de energia (MWh)			Custo unitário (R\$/MWh)		
	RTE 2015	Processo atual	Variação	RTE 2015	Processo atual	Variação
Existente - CCEAR-DSP	370.752,90	371.768,66	0,27%	317,92	229,41	-27,84%
Existente - CCEAR-QTD	1.695.022,71	1.531.781,45	-9,63%	198,55	229,10	15,39%
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	3.399.334,16	3.574.563,99	5,15%	268,55	216,09	-19,53%
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	1.518.672,04	1.587.218,25	4,51%	166,70	179,53	7,70%
Ajuste - CCEAR	410.390,81	0,00	-100,00%	387,64	0,00	-100,00%
Madeira e Belo Monte	710.516,54	1.112.239,19	56,54%	108,77	116,62	7,21%
Bilateral	6.351.000,00	6.351.000,00	0,00%	182,32	267,58	46,76%
Cota Angra I e Angra II	892.066,80	890.855,00	-0,14%	156,79	162,09	3,38%
Cotas Lei n° 12.783/2013	8.093.551,94	8.640.654,40	6,76%	33,34	35,82	7,44%
Itaipu	5.195.589,27	5.096.982,33	-1,90%	230,56	325,17	41,04%
Proinfa	521.588,26	525.205,78	0,69%	0,00	0,00	-
Sobra (-) / Exposição (+)	-61.040,18	-37.484,82	-38,6%	161,41	186,37	15,5%
TOTAL	29.097.445,24	29.644.784,23	1,9%	158,52	183,07	15,5%

92. A atualização da Parcela B representou 2,15% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M no período de referência descontado o Fator X.

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

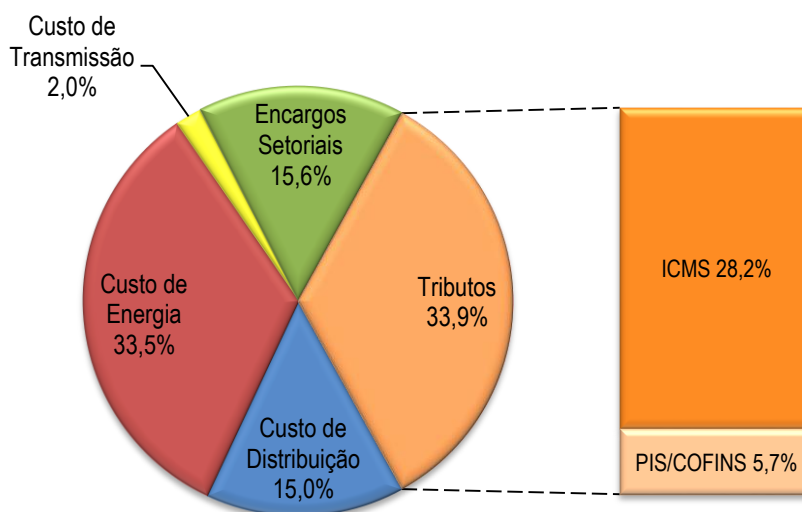
Gráfico II: Participação dos itens das Parcelas A e B na Receita Anual

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



94. 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 28,2% para o ICMS e 5,7% para o PIS e COFINS, o que equivale a uma majoração de 51,4% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

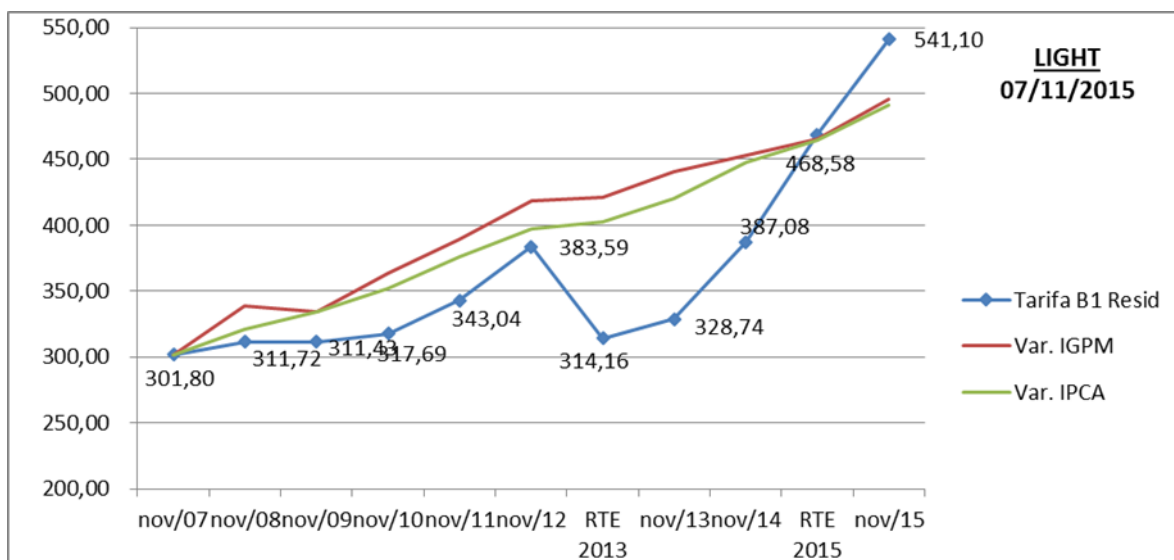
Gráfico III: Participação dos itens das Parcelas A e B na composição da Receita Anual com tributos



95. A título de informação, apresenta-se no gráfico abaixo a evolução da tarifa B1-Residencial da LIGHT nos últimos nove anos, comparada com a variação do IGP-M e IPCA no mesmo período.

Gráfico IV: Evolução da tarifa Residencial B1 (2007-2015)

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



96. 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.

VII. DO FUNDAMENTO LEGAL

97. 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 Sétima do Contrato de Concessão nº 01/1996.

VIII. DA CONCLUSÃO

98. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº. 01/1996, no que consta do Processo nº 48500.002372/2015-51 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

- i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de 52,27% a ser aplicado às tarifas da LIGT, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 16,31% sendo de 15,54% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 16,70% 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 LIGT;
- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo;
- 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;

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

v) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária.

IX. DA RECOMENDAÇÃO

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

FELIPE AUGSTO CARDOSO MORAES
Especialista em Regulação

OTÁVIO HENRIQUE GALEAZZI FRANCO
Especialista em Regulação

WELLINGTON CARLOS CARVALHO
Especialista em Regulação

De acordo:

DAVI ANTUNES LIMA
Superintendente de Gestão Tarifária

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