

Em 28 de julho de 2015.

Processo: 48500.002050/2015-10

Assunto: Homologação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD referentes à CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A. 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 CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A., vigente a partir de 07 de agosto 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. 056/1999 e os seus termos aditivos.

II. DOS FATOS

2. A CELESC, sediada na cidade de Florianópolis - SC, atende aproximadamente 2,7 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa um faturamento anual na ordem de R\$ 5,9 bilhões.

Tabela 1: Unidades Consumidoras e consumo mensal

| Classe de Consumo | Nº de Unidades Consumidoras ¹ | Consumo de Energia (MWh) | Participação no Consumo (%) |
|--------------------|--|--------------------------|-----------------------------|
| Residencial | 2.113.279 | 401.636 | 21,8% |
| Industrial | 101.346 | 813.325 | 44,1% |
| Comercial | 244.619 | 291.067 | 15,8% |
| Rural | 233.681 | 111.993 | 6,1% |
| Iluminação Pública | 587 | 50.300 | 2,7% |
| Poder Público | 21.522 | 33.312 | 1,8% |
| Serviço Público | 2.845 | 26.216 | 1,4% |
| Demais classes | 383 | 115.235 | 6,3% |
| Total | 2.718.262 | 1.843.083 | 100% |

1 - Fonte: SAMP - competência julho/2015

48581.001495/2015-00

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. Em 27/02/2015, houve a homologação de Revisão Tarifária Extraordinária da CELESC concernente ao descasamento de fluxo de caixa da empresa em relação a custos específicos de geração e CDE.
5. O Memorando nº 193/2015-SFF/ANEEL, de 17/03/2015, apresentou os valores fiscalizados da CVA do processo anterior.
6. Em 06/05/2015, a SRE solicitou as informações em relação ao processo de reajuste tarifário da distribuidora às áreas técnicas responsáveis (SRM e SFF).
7. Em 22/06/2015, a SGT realizou reunião com os representantes da CELESC, prestando os esclarecimentos cabíveis acerca da metodologia do reajuste tarifário anual, além de apresentar os prazos a serem observados para entrega de informações e documentos.
8. Em 08/07/2015, a distribuidora informou à ANEEL a decisão judicial que deferiu medida cautelar incidental que suspendeu a exigibilidade das parcelas da CDE devidas pela empresa, em virtude do não repasse da subvenção econômica – subsídios cobertos com recursos oriundos da CDE – pela Eletrobrás.
9. Em 08/07/2015, a distribuidora, por meio da Carta sem número, encaminhou à ANEEL as informações iniciais, conforme prescrito no Submódulo 10.2 do PRORET.
10. O Memorando nº 185/2015-SRM/ANEEL, de 13/07/2015, apresentou informações sobre os contratos bilaterais de compra e venda de energia.
11. O Memorando nº 453/2015-SFF/ANEEL, de 14/07/2015, apresentou os valores fiscalizados e validados das garantias financeiras relativas à contratação regulada de energia (CCEAR).
12. Em 28/07/2015, segundo o Cadastro de Inadimplentes administrado pela Superintendência de Administração e Finanças - SAF, a CELESC encontra-se adimplente com suas obrigações intrasetoriais, 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

II.1.1. Aspectos Contratuais

13. Em 22/07/1999 foi firmado o Contrato de Concessão nº 56/1999 entre a União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e a **CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A.**. Esse contrato, que tem por objeto a regulação da exploração de serviços públicos de distribuição de

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

energia elétrica, estabelece na Cláusula Sétima, a periodicidade anual do reajuste de tarifas de energia elétrica da concessionária, mediante aplicação de fórmula específica.

14. Em 11/07/2005 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.

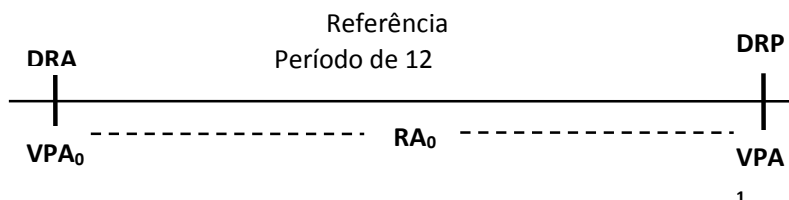
15. Em 16/03/2010, foi assinado o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, dando nova redação à Cláusula Sétima – Tarifas Aplicáveis na Prestação dos Serviços, para alterar os procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, no sentido de eliminar o efeito tarifário causado pela metodologia 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

16. 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.

17. 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.

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



19. 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:

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

Fls. 4 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

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

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.

20. 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.

21. 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:

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

onde:

Pd = Ganhos de produtividade da atividade de distribuição;

Q = Qualidade do serviço; e

T = Trajetória de custos operacionais.

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

II.1.3. Revisão Tarifária Periódica de 2012

22. A Resolução Homologatória nº 1.322/2012 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 1,33% 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 6,40%, 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 em 2,83% para o ano de 2015.

II.1.4. Reajuste Tarifário Anual de 2014

23. O Reajuste Tarifário Anual de 2014 da CELESC resultou, em média, em um reposicionamento das tarifas de 23,21%, sendo 17,96% referentes ao reajuste econômico e 5,26% relativos aos componentes financeiros, conforme consta na Resolução Homologatória nº 1.770, de 05/08/2014.

II.1.5 Revisão Tarifária Extraordinária de 2015

24. 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 24,40% e 21,31%, respectivamente.

III. DA ANÁLISE

III.1. Período de Referência

25. O período de referência para o reajuste anual da CELESC é de agosto/2014 a julho/2015.

III.2. Receita Anual

26. 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\$ 5.855.107.375,61, conforme demonstrado na Tabela 2.

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.

Tabela 2: Mercado no Período de Referência

| Subgrupos | Mercado (MWh) | Receita (R\$) |
|-----------------------|-------------------|-------------------------|
| Fornecimento | 16.329.553 | 5.119.764.170,99 |
| A2 (88 a 138 kV) | 365.437 | 84.030.707,74 |
| A3 (69 kV) | 97.061 | 23.900.677,84 |
| A3a (30 kV a 44 kV) | 33.074 | 9.580.340,74 |
| A4 (2,3 kV a 25 kV) | 5.981.037 | 1.757.452.258,98 |
| BT (menor que 2,3 kV) | 9.852.945 | 3.244.800.185,69 |
| Suprimento | 1.261.512 | 377.164.823,72 |
| Livres A1 | 226.451 | 4.886.875,42 |
| Demais Livres | 5.238.743 | 315.550.786,90 |
| Distribuição | 188.817 | 13.170.307,97 |
| Geração | - | 24.570.410,60 |
| Total | 23.245.077 | 5.855.107.375,61 |

III.3. Encargos Setoriais

27. 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;
- 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,

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.

Fls. 7 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

- 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 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

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

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.

28. 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 | 7.741.710,07 | 6.097.484,84 | |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE | 101.054.555,97 | 1.751.882.019,79 | REH 1857/2015 e 1863/2015 |
| Encargos Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER | 157.042.388,05 | 190.265.610,07 | Previsão SGT |
| PROINFA | 140.254.619,82 | 133.235.337,53 | REH 1833/2014 |
| P&D e Eficiência Energética | 59.468.122,52 | 60.642.945,75 | Res. Normativa nº 316/2008 |
| Contribuição ONS | 206.364,54 | 212.938,68 | Contribuição JUL/15 - JUN/16 |
| Total de Encargos Tarifários | 465.767.760,97 | 2.142.336.336,65 | |

29. Em relação à previsão para os encargos ESS/EER, foi também considerado o item de custo denominado “Restrição Operativa no âmbito do SIN”, 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. 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 dará via ESS por restrição de operação no âmbito do SIN. Os novos valores foram informados pelo Memorando nº 080/2015-SRG/ANEEL, de 21/07/2015

30. 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. 7.981/2013) 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 de custos das distribuidoras com exposições ao mercado de curto prazo e o despacho de usinas termoelétricas por razões de segurança energética, 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. 7.981/2013) 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

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

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.

31. 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”.

32. 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

33. 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.

34. 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.

35. Já os valores para os custos de transmissão 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.

36. O custo relativo ao Uso de Sistemas de Distribuição refere-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição a outras Distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição daquelas. A despesa é calculada com base nos valores de demanda de potência contratada multiplicados por tarifa estabelecida pela ANEEL em resolução da distribuidora acessada. Esse custo se aplica ao caso da CELESC, uma vez que a CELESC acessa a rede de distribuição da distribuidora COPEL (nível de tensão A3a).

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

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

38. 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 | 218.499.843,47 | 164.259.901,70 |
| Rede Básica Fronteira | 39.961.960,30 | 51.311.016,47 |
| Rede Básica ONS (A2) | 2.036.330,11 | 2.168.458,00 |
| MUST Itaipu | 34.637.406,14 | 39.010.174,54 |
| Transporte de Itaipu | 14.651.857,98 | 18.492.430,56 |
| Conexão | 33.340.634,24 | 42.186.032,87 |
| Uso do sistema de distribuição | 1.874.204,89 | 2.363.594,13 |
| Total dos Custos de Transporte | 345.002.237,12 | 319.791.608,27 |

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

39. 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) presente na Resolução Homologatória deste processo tarifário (R\$ 43.221.577,05), difere do custo de conexão considerada na DRP (R\$ 42.186.032,87), pois existem cinco módulos da transmissora ETSE (Empresa de Transmissão Serrana S.A.) ainda não utilizados pela distribuidora.

40. A CELESC tem em sua área de concessão um consumidor conectado no nível de tensão A1 (230 kV ou mais) –Arcelor Mittal (Vega do Sul), o qual é responsável pelo pagamento dos seguintes custos de conexão

Tabela 5: Custo total de conexão de energia elétrica

| INSTALAÇÕES DEDICADAS À | VALOR ANUAL (R\$) |
|------------------------------|-------------------|
| Arcelor Mittal (Vega do Sul) | 1.842.600,56 |

III.5 Compra de Energia

41. 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.

42. 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”.

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

43. 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 nº 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;
- *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

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

Fls. 12 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

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

44. 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.

45. 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.

46. 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.

47. 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 1.322/2012 (última revisão tarifária da CELESC) estabeleceu o percentual regulatório de perdas técnicas, de 6,40% (sobre energia injetada da concessionária) a ser aplicado nos reajustes

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.

Fls. 13 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

tarifários de 2013 a 2015. Já para as perdas não técnicas (sobre o mercado faturado de baixa tensão), o percentual estabelecido para o ano de 2015 foi de 2,83%.

48. 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 julho/2014 a junho/2015. A tabela 5 apresenta os valores de perdas para o atual reajuste tarifário da CELESC.

Tabela 6: Perdas na Rede Básica, Técnicas e Não Técnicas

| Perdas | DRA | DRP |
|---------------------------------|-----------|-----------|
| Não Técnica (s/ Baixa Tensão) | 2,83% | 2,83% |
| Técnica (s/ merc. injetado) | 6,40% | 6,40% |
| Rede Básica (s/ merc. Injetado) | 1,73% | 1,70% |
| Mercado Baixa Tensão (MWh) | 9.852.945 | 9.852.945 |

49. 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.

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

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

| Descrição | DRA (MWh) | DRP (MWh) |
|--------------------------|-------------------|-------------------|
| Mercado Total | 17.834.135 | 17.834.135 |
| Fornecimento | 16.329.553 | 16.329.553 |
| Suprimento | 1.504.582 | 1.504.582 |
| Consumidores Livres | 5.654.012 | 5.654.012 |
| Consumidores Rede B. | 226.451 | 226.451 |
| Perdas Totais | 2.209.329 | 2.201.978 |
| Perdas Rede B. | 337.502 | 330.151 |
| Perdas na Distribuição | 1.871.827 | 1.871.827 |
| Perda Não Técnica | 278.838 | 278.838 |
| Perda Técnica | 1.592.989 | 1.592.989 |
| Energia Requerida | 20.043.465 | 20.036.113 |

III.5.2. Valoração da Compra de energia

51. 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,

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

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

52. 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 8. Compra de Energia na DRA

| Energia Requerida (MWh) | Tarifa Média (R\$/MWh) | Energia Requerida (R\$) |
|----------------------------|---------------------------|----------------------------|
| 20.043.465 | 186,54 | 3.738.946.635,44 |

b) Na Data do Reajuste em Processamento – DRP

53. 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.

54. 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 PROINFRA, pela tarifa média dos contratos de compra de energia vigentes na DRP.

55. 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.

56. 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 Proinfra, de Angra I e II, e das Usinas com Contratos Renovados, e Contratos de Suprimento.

57. No cálculo do preço de repasse dos contratos de compra de energia foram adotados os seguintes procedimentos:

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.

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

iii) 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;

iv) 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;

v) 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 1221/100/2015, de 16 de julho 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.

vi) 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.

vii) 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 185/2015-SRM/ANEEL, de 13/07/2015, obedecida a data de reajuste prevista em cada contrato.

viii) 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 2015. 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.

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 1) de julho 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.

Fls. 16 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

- Em relação ao ano de 2016, a REH 1.094/2010, que definiu as cotas-partes da UHE Itaipu para 2011 e 2016, não contemplou a IENERGIA (que à época era suprida pela CELESC-DIS), deixando a empresa sem potência e energia alocada para o ano de 2016.
- Com a possibilidade de não ter a energia e potência de Itaipu considerada no processo de reajuste tarifário de 2015, a IENERGIA, por meio da Correspondência nº 986/2015, de 21/07/2015, solicitou à ANEEL o cálculo da previsão da cota de Itaipu para o ano de 2016, bem como uma estimativa dos montantes de potência e energia vinculada para os meses de janeiro a julho de 2016.
- Por meio do Memorando nº 82/2015, de 27/07/2015, a SRG - área técnica responsável pelo cálculo das cotas-partes de Itaipu - instruiu a SGT a utilizar, no caso da IENERGIA, para o ano de 2016, o valor da cota-parte da UHE Itaipu definido em 2015. E concluiu, informando que a cota-parte da IENERGIA deveria ser subtraída da cota-parte da CELESC-DIS, senão o montante alocado por essa cota seria considerado duas vezes (reajuste da CELESC-DIS e da IENERGIA).
- Assim, da cota-parte destinada à CELESC-DIS para o ano de 2016 (7,050%), está sendo subtraído o valor da cota alocada para a IENERGIA (0,089%), conforme orientação constante do Memorando da SRG. Dessa forma, recomenda-se que a Diretoria determine à SRG a instrução de um processo para retificação das Resoluções Homologatórias nºs 1.094/2010 e 1.240/2011, de forma a convalidar esses cálculos, bem com a evitar o cenário aqui descrito nos processos seguintes.

ix) 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.

58. A Tabela 9 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. 17 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

Tabela 9: 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. 18 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

| Contratos | Montante Contratado (MWh) | Montante Considerado (MWh) | Tarifa (R\$/MWh) | Despesa (R\$) |
|--|---------------------------|----------------------------|------------------|------------------------|
| AMBIENTE REGULADO - CCEAR | 14.384.662,4 | 13.607.364,9 | 194,7 | 2.649.217.642,8 |
| 2º LEE 2008-08 | 285.999,6 | 270.545,1 | 146,3 | 39.582.088,2 |
| 2º LEE 2008-08 (MCSD) | 188,6 | 178,5 | 146,3 | 26.108,9 |
| 4º LEE 2009-08 | 3.743.406,9 | 3.541.126,2 | 163,8 | 579.874.550,4 |
| 4º LEE 2009-08 (MCSD) | 784,6 | 742,2 | 163,8 | 121.534,8 |
| 12º LEE 2014 36M/ Nova regra | 20.219,6 | 19.127,0 | 159,6 | 3.052.685,7 |
| 13º LEE 2014-05 DISP | 22.635,0 | 21.411,8 | 309,0 | 6.615.292,2 |
| 13º LEE 2014-05 QTD/ Regra esp. do 13º LEE | 57.906,1 | 54.777,1 | 292,9 | 16.046.273,1 |
| 1º LEN A-3 2008-15 T | 868.556,0 | 821.622,2 | 241,2 | 198.179.666,2 |
| 1º LEN - -PIE A-3 2008-15 T | (15.571,7) | (14.730,3) | 241,2 | (3.553.021,9) |
| 1º LEN redução COCAL A-3 2008-15 T | (11.955,6) | (11.309,6) | 241,2 | (2.727.931,3) |
| 1º LEN A-3 2008-30 H | 122.843,6 | 116.205,5 | 182,9 | 21.249.373,4 |
| 2º LEN A-3 2009-15 T | 1.262.404,8 | 1.194.188,8 | 259,1 | 309.382.674,3 |
| 2º LEN A-3 2009-30 H | 2.457.864,0 | 2.325.049,5 | 213,5 | 496.317.247,2 |
| 4º LEN A-3 2010-15 T | 167.533,5 | 158.480,5 | 266,5 | 42.233.032,4 |
| 6º LEN A-3 2011-15 T | 33.091,0 | 31.302,9 | 251,0 | 7.857.449,4 |
| 1º LEN A-4 2009-15 T | 452.159,1 | 427.726,0 | 243,7 | 104.221.923,0 |
| 1º LEN - -PIE A-4 2009-15 T | (7.702,9) | (7.286,6) | 243,7 | (1.775.501,2) |
| 1º LEN redução COCAL A-4 2009-15 T | (4.798,9) | (4.539,6) | 243,7 | (1.106.137,3) |
| 1º LEN A-4 2009-30 H | 35.433,3 | 33.518,6 | 195,4 | 6.549.289,2 |
| 1º LEN A-5 2010-15 T | 529.130,4 | 500.538,0 | 223,8 | 112.010.412,4 |
| 1º LEN A-5 2010-30 H | 545.704,1 | 516.216,2 | 196,7 | 101.535.753,0 |
| 1º Nova - Retirada Porto G A-5 2010-30 H | (4.910,7) | (4.645,4) | 196,7 | (913.707,6) |
| 5º LEN A-5 2012-15 T | 1.190.162,6 | 1.125.850,3 | 242,9 | 273.449.077,8 |
| 5º LEN A-5 2012-30 H | 550.431,0 | 520.687,6 | 207,2 | 107.907.541,0 |
| 10º LEN A-5 2015-30 H | 85.863,6 | 81.223,8 | 138,6 | 11.258.933,5 |
| 11º LEN A-5 2015-30 H | 249.008,8 | 235.553,3 | 91,3 | 21.506.111,6 |
| 13º LEN A-5 2016-20 OF/ Nova regra | 232.675,9 | 220.102,9 | 118,4 | 26.050.112,8 |
| 13º LEN A-5 2016-30 H/ Nova regra | 40.204,7 | 38.032,1 | 102,8 | 3.908.926,3 |
| Madeira Santo Antônio | 482.233,6 | 456.175,4 | 125,2 | 57.096.361,4 |
| Estruturante Santo Antônio | 695.592,5 | 658.005,1 | 125,2 | 82.358.009,0 |
| Estruturante Santo Antônio - MCSD | 7.698,3 | 7.282,3 | 125,2 | 911.473,6 |
| Estruturante Santo Antônio - MCSD | 2.952,7 | 2.793,1 | 125,2 | 349.594,0 |
| Estruturante Jirau - MCSD | 11.442,9 | 10.824,6 | 110,1 | 1.191.655,8 |
| Estruturante Jirau - MCSD | 16.098,3 | 15.228,4 | 110,1 | 1.676.462,6 |
| Estruturante Belo Monte | 7.566,9 | 7.158,1 | 109,1 | 781.101,4 |
| Estruturante Belo Monte | 175.375,9 | 165.899,1 | 109,1 | 18.103.252,6 |
| Estruturante Belo Monte - MCSD | 76.434,4 | 72.304,1 | 109,1 | 7.889.974,9 |
| Bilaterais | 199.660,0 | 188.871,1 | 269,1 | 50.820.318,2 |
| Parque Eólico | 700,0 | 662,2 | 307,6 | 203.671,6 |
| Hidroelétrica Roncador Ltda | 6.240,0 | 5.902,8 | 137,0 | 808.803,3 |
| LAGES BIOENERGÉTICA LTDA | 192.720,0 | 182.306,1 | 273,2 | 49.807.843,3 |
| Energia Base | 6.573.877,9 | 6.239.877,4 | 188,9 | 1.178.966.318,2 |
| Cota Angra II/Angra II | 723.424,7 | 684.333,3 | 162,1 | 110.923.586,5 |
| Cotas Lei n º 12783/2013 | 1.313.783,0 | 1.242.790,7 | 37,3 | 46.318.808,8 |
| Itaipu (tirando as perdas) | 4.143.804,4 | 3.919.887,5 | 260,7 | 1.021.723.922,9 |
| PROINFA | 392.865,8 | 392.865,8 | - | - |
| Total | 21.158.200,3 | 20.036.113,4 | 193,6 | 3.879.004.279,2 |

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

59. Sendo assim, os custos de compra de energia elétrica considerados na DRA⁷ e na DRP para a CELESC, em função do Mercado de Referência, são, respectivamente, de R\$ 3.738.946.635,44 e R\$ 3.879.004.279,21.

III.6. Parcela B

60. 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.

61. A Resolução Homologatória nº 1.322/2012 estabeleceu, para o atual ciclo tarifário, os valores dos componentes Pd e T do Fator X em 1,33% e 0,00%, respectivamente, a serem aplicados na atualização da Parcela B nos reajustes tarifários da CELESC.

62. 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.

63. No caso da CELESC a variação média dos indicadores de DEC e FEC entre os anos de 2013 e 2014 foi de -1,21%, de modo que o valor de componente Q do Fator X a ser aplicado na atualização da Parcela B é de 0,00%.

Tabela 10 – Fator X

| Componentes | Valor |
|--------------------------|--------------|
| Componente Pd do Fator X | 1,33% |
| Componente T do Fator X | 0,00% |
| Componente Q do Fator X | 0,00% |
| Fator X | 1,33% |

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.

64. 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 6,87%, enquanto o Fator X resultou em 1,33%. A tabela abaixo demonstra o cálculo da Parcela B na DRP.

Tabela 11. Cálculo da Parcela B

| Descrição | Valores |
|------------------------------|-------------------------|
| Parcela B - DRA (R\$) | 1.305.390.742,07 |
| IGP-M | 6,87% |
| Fator X | 1,33% |
| Parcela B - DRP (R\$) | 1.377.704.791,95 |

III.7. Componentes Tarifários Financeiros Externos ao Reajuste Econômico

65. 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.

66. 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 13,65% a.a..

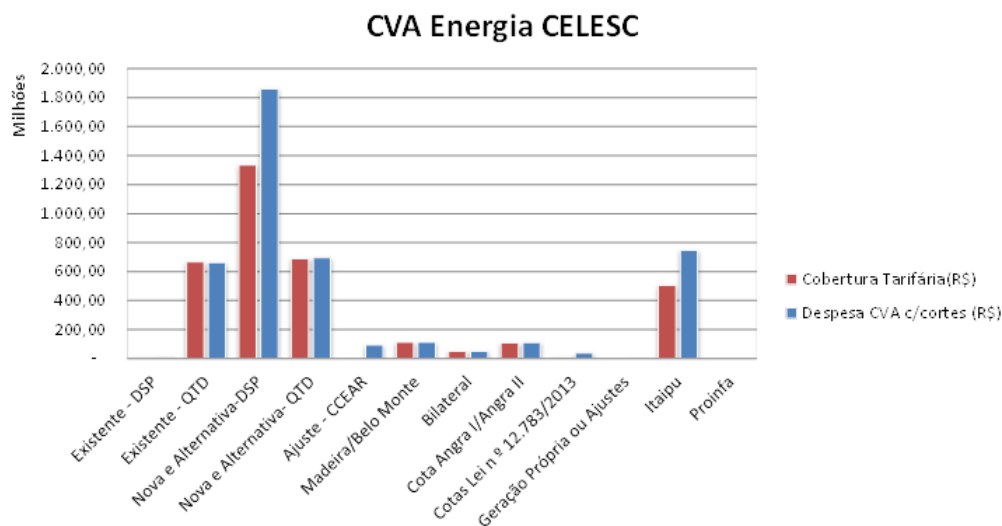
⁹ Índice calculado pela Fundação Getúlio Vargas - FGV.

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 maio 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 alocados 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 abril de 2015, conforme estabelecido no Submódulo 6.8 do PRORET.
- Entre os itens que contribuíram para o valor apurado da CVA_{ENERGIA} da CELESC, merecem destaque: (i) os contratos de Energia Nova e Alternativa na modalidade por disponibilidade, cuja participação no mix de energia da concessionária é de 22%, sobressaindo-se o 2º Leilão de Energia Nova 2009-T15, cujas usinas possuem CVUs superiores a 1.000 R\$/MWh e (ii) a variação do preço da energia de Itaipu, em função da alta do dólar ocorrida no período de análise, aliada à nova tarifa de repasse, estabelecida pela Resolução Homologatória n. 1.836, de 9/12/2014, e cobrada a partir de janeiro/2015. Ressalta-se que a consideração dos repasses da Conta ACR e das receitas das bandeiras tarifárias no cálculo da CVA_{ENERGIA} contribuiu para a modicidade tarifária em 8,8%.

Gráfico I: CVA Energia CELESC



- 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 abril de 2015.

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

- No cálculo da CVA CDE não foram consideradas as faturas das competências de março a maio de 2015, visto que, amparada por uma decisão judicial que suspendeu a exigibilidade das parcelas da CDE, a CELESC não efetuou o pagamento das referidas faturas. De acordo com a Portaria Interministerial nº 25/2002, apenas as faturas efetivamente pagas podem ser consideradas na CVA. Portanto, a cobertura tarifária e os respectivos pagamentos desses meses de competência devem ser considerados no primeiro processo tarifário subsequente aos efetivos pagamentos.
- O resultado da CVA em Processamento está demonstrado na tabela abaixo:

Tabela 12: Valores apurados da CVA em Processamento

| Descrição | Delta (R\$) | 5º Dia Útil Anterior (R\$) | 12 Meses Subseqüentes (R\$) |
|-----------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------------|
| CVA CDE | 25.836.623 | 27.921.893 | 29.905.482 |
| CVA Rede Básica | 22.306.803 | 24.081.602 | 25.792.375 |
| CVA Compra Energia | 328.545.176 | 354.889.167 | 380.100.700 |
| CVA Transporte Itaipu | 1.480.831 | 1.581.009 | 1.693.325 |
| CVA Proinfa | (1.619.352) | (1.685.550) | (1.805.293) |
| CVA ESS/ERR | (235.632.316) | (256.499.505) | (274.721.393) |
| Total | 140.917.764,40 | 150.288.615,09 | 160.965.195,00 |

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

ii) Saldo a Compensar da CVA do ano anterior. Conforme previsto no § 4º do artigo 3º da Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, foi verificado se o Saldo da CVA em Processamento considerado no processo tarifário de 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 193/2015-SFF/ANEEL, de 17/03/2015.

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 agosto de 2014 a maio de 2015, atualizados pelo IPCA, tendo sido fiscalizados pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF.

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

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 1.035.909 MWh. Provisoriamente, a totalidade deste montante está sendo considerado como exposição involuntária, pois ainda não foi calculado o montante definitivo pela ANEEL e, portanto, não se aplica o limite do Preço de Referência – VR ao custo de aquisição desta energia no MCP. Destaca-se que a diferença entre o valor recalculado com o montante de exposições contratuais involuntárias a ser publicado e o valor considerado nesse reajuste tarifário deverá ser considerada no reajuste de 2016. 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\$ 605.063.435,05.

- Dos valores descritos acima foram deduzidos os valores repassados pela CDE/CONTA-ACR à concessionária ao longo de 2014, de R\$ 573.852.679,00, 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 Sobrecontratação de Energia ou Exposição ao Mercado de Curto Prazo é de R\$ 31.210.756,04, já atualizado para preços de agosto 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.

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

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) **Ajuste Financeiro CUSD.** Em cumprimento ao disposto no artigo 7º da Portaria Interministerial nº 25/2002, ajustou-se financeiramente os custos decorrentes dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSDs) firmados entre a CELESC e a distribuidora COPEL-DIS.

ix) **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 $CVA_{\text{COMPRA DE ENERGIA}}$ 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\$ 34.244.304,82, devidamente atualizado pela SELIC, referente à receita faturada nas competências março/15 a abril/15 proveniente do componente financeiro de Compra de Energia estabelecido na RTE. Já para os componentes financeiros de CDE estabelecidos na RTE, a reversão não será realizada nesse processo tarifário, pois,

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.

conforme já mencionado, desde março de 2015 a CELESC não efetua os pagamentos da cota de CDE. E como a CVA CDE e a Reversão do Financeiro da RTE estão concatenadas, a reversão será realizada no primeiro processo tarifário em que forem considerados na CVA os pagamentos correspondentes.

- 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 maio de 2015 a 06 de agosto de 2015, para o componente financeiro de compra de energia, será efetuada no próximo processo tarifário da concessionária, em 2016, juntamente com a apuração das CVAs desses períodos.

67. A tabela 13 consolida os valores dos componentes financeiros:

Tabela 13: Componentes Financeiros

| COMPONENTES FINANCEIROS | Valor (R\$) | Participação |
|--|-----------------------|--------------|
| CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade | (246.621.204,46) | -4,06% |
| CVA em Processamento - Energia comprada | 380.100.699,89 | 6,25% |
| CVA em Processamento - Transmissão | 27.485.699,56 | 0,45% |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes | 12.110.267,10 | 0,20% |
| Neutralidade dos Encargos | (12.933.475,00) | -0,21% |
| Repasse da sobrecontratação/exposição de energia REN nº 255/2007 | 31.210.756 | 0,51% |
| Exposição Diferença Preços entre Submercados | 27.324.254 | 0,45% |
| Garantias financeiras na contratação regulada de energia (CCEAR) | 369.244,95 | 0,01% |
| Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs | 22.431,40 | 0,00% |
| Financeiro de Reversão RTE - Energia | (34.244.304,82) | -0,56% |
| Diferencial Eletronuclear - Lei nº 12.111/2009 | 645,24 | 0,00% |
| Total | 184.825.014,35 | 3,04% |

IV. Adicionais de Bandeiras Tarifárias e CCRBT

68. 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.

69. 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.

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

70. 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.

71. 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.

72. 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 CELESC não sofresse um aumento adicional médio de **3,4%**.

V. Subvenção CDE – Descontos Tarifários

73. 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.

74. 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.

75. Sendo assim, a tabela abaixo apresenta o valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás a distribuidora no período de competência de agosto/2015 a julho/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 agosto/2014 a julho/2015.

Tabela 14: Valores dos subsídios que serão repassados pela Eletrobrás

| TIPO | Ajuste (R\$) | Previsão (R\$) | Valor Mensal (R\$) |
|------------------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------|
| Subsídio Carga Fonte Incentivada | R\$ (82.814,64) | R\$ 6.652.558,20 | R\$ 6.569.743,56 |
| Subsídio Geração Fonte Incentivada | R\$ 65.844,56 | R\$ 823.981,39 | R\$ 889.825,95 |
| Subsídio Distribuição | R\$ (17.730.506,71) | R\$ 2.002.084,05 | R\$ (15.728.422,66) |
| Subsídio Água, Esgoto e Saneamento | R\$ 106.332,13 | R\$ 1.632.932,74 | R\$ 1.739.264,87 |
| Subsídio Rural | R\$ 2.339.064,76 | R\$ 16.588.062,89 | R\$ 18.927.127,65 |
| Subsídio Irrigante/Aquicultor | R\$ (382.197,45) | R\$ 113.813,54 | R\$ (268.383,92) |
| Total | R\$ (15.684.277,35) | R\$ 27.813.432,81 | R\$ 12.129.155,46 |

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

VI. Análise dos Resultados

76. O Reajuste Tarifário Anual – RTA da CELESC-DIS - Celesc Distribuição S.A. conduz a um efeito médio nas tarifas a ser percebido pelos consumidores de 3,61%, sendo de 3,59%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 3,63%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

Tabela 15: Efeito médio para os consumidores

| Grupo de Consumo | Varição Tarifária |
|----------------------------|-------------------|
| AT - Alta Tensão (>2,3kV) | 3,59% |
| BT - Baixa Tensão (<2,3kV) | 3,63% |
| Efeito Médio AT+BT | 3,61% |

77. O efeito médio de 3,61% 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.

78. A atualização dos custos de Parcela A e B resultou em um índice de reajuste tarifário de 31,83%, 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.

79. 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 4,82% sendo 3,84% referente à variação de custos de Parcela A e 0,98% referente à variação de custos de Parcela B.

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.

Fls. 28 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

Tabela 16: IRT considerando a variação tarifária decorrente da RTE 2015

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

80. 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 3,04% no atual reajuste da CELESC.

81. 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 -4,25% no atual reajuste, quando de sua retirada nas tarifas atualmente praticadas pelos consumidores.

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

82. O Valor da Parcela A apresentou uma variação de 4,67% em relação à RTE 2015, representando 3,84% na composição do efeito médio, com destaque para:

i) **Encargos Setoriais.** O valor total dos encargos setoriais resultou em aumento de 20,33% em comparação com os valores da RTE 2015, correspondendo a uma variação tarifária no efeito médio de 4,92%. 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 -7,31% em relação à RTE 2015, correspondendo a um efeito médio de -0,34%. 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 -1,37% em relação ao processo anterior, contribuindo para um efeito médio de -0,73%. Esse decréscimo decorre, sobretudo, do fato de que, pela metodologia de recorte estabelecida para a valoração da compra de energia na RTE 2015, houve um maior adensamento¹⁴ da energia proveniente dos produtos do 18º Leilão de Ajuste, cujos períodos de suprimento são de três e seis meses. Como, no processo tarifário ordinário, o horizonte para recuperação dos custos de energia é de 12 meses, o peso do Leilão de Ajuste no custo total de energia foi muito menor do que o considerado na RTE, contribuindo para uma redução da tarifa média de compra de energia. Como se pode observar no gráfico abaixo, o leilão de ajuste foi o componente que mais influenciou nas variações no custo de aquisição de energia.

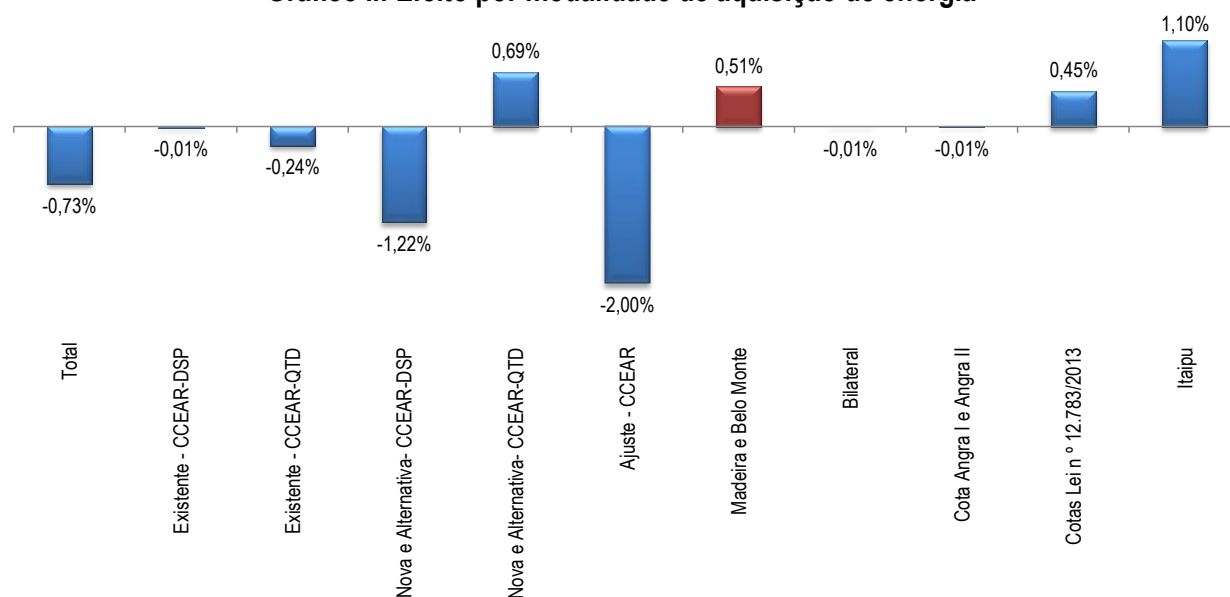
¹³ Criada por meio do Decreto nº 8.221/2014 com a finalidade de cobrir os custos das distribuidoras com a exposição involuntária no mercado de curto prazo e o despacho termoeletrico vinculado aos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado na modalidade por disponibilidade -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

¹⁴ A metodologia de recorte estabelecida na Nota Técnica nº 35/2015-SGT/ANEEL levou em conta quais contratos de compra de energia estariam sendo executados no intervalo de tempo entre a data de início da RTE e o próximo processo tarifário ordinário das concessionárias, de forma a obter uma carteira de compra específica para essa janela temporal.

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

Fls. 30 Nota Técnica nº 194/2015-SGT/ANEEL, de 28 de julho de 2015.

Gráfico II: Efeito por modalidade de aquisição de energia



83. A Tabela 17 demonstra a variação dos montantes e do custo com compra de energia em relação ao processo anterior.

Tabela 17: Comparação da variação do custo de energia

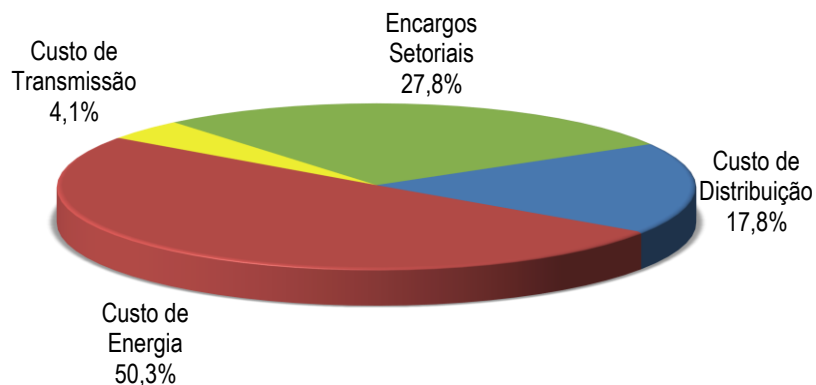
| Tipo de contrato | Montante de energia (MWh) | | | Custo unitário (R\$/MWh) | | |
|-------------------------------|---------------------------|----------------------|-------------|--------------------------|----------------|--------------|
| | RTE 2015 | Processo atual | Variação | RTE 2015 | Processo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

84. A atualização da Parcela B representou 0,98% na composição do efeito médio, refletindo a variação acumulada do IGP-M no período de referência descontado o Fator X.

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

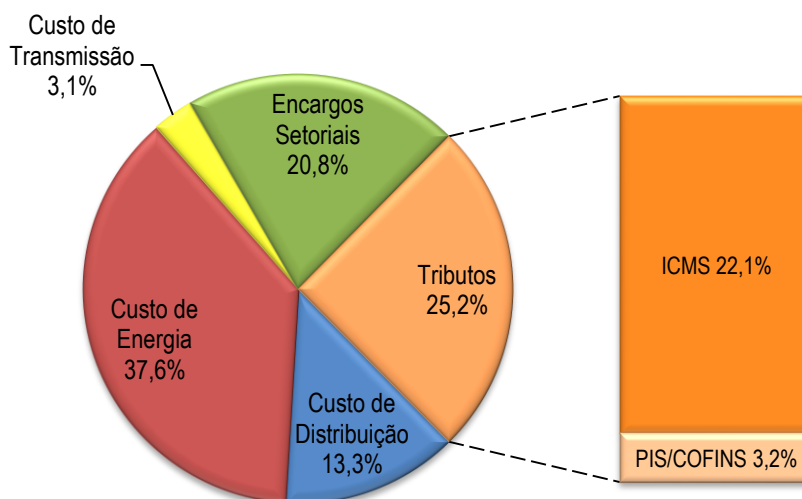
* A Nota Técnica é um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência.

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



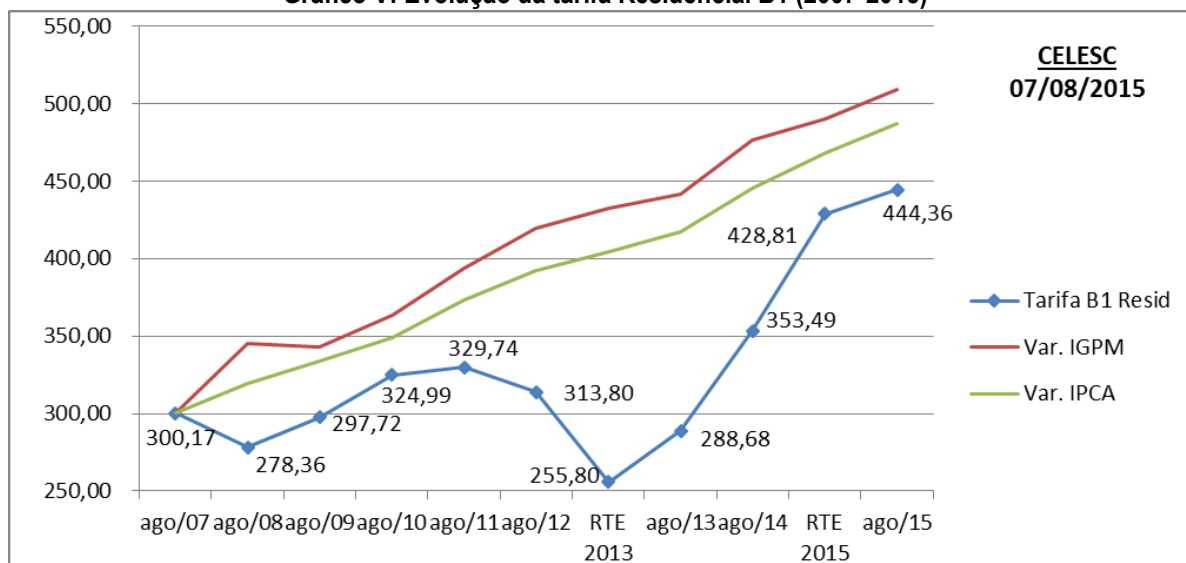
86. O gráfico IV ilustra a participação de cada segmento na composição da receita da distribuidora com tributos, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 22,1% para o ICMS e 3,2% para o PIS e COFINS (total de 25,4% por dentro), o que equivale a uma majoração de 33,3% por fora sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

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



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

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

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

88. 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

89. 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 056/1999.

VIII. DA CONCLUSÃO

90. Com base na legislação vigente, no Contrato de Concessão nº. 056/1999, no que consta do Processo nº 48500.002050/2015-00 e nas informações contidas nesta Nota Técnica, opina-se:

i) pela aprovação do índice de reajuste tarifário anual médio de 34,87% a ser aplicado às tarifas da CELESC, que corresponde a um efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 3,61% sendo de 3,59% em média para os consumidores conectados em Alta Tensão (AT) e de 3,63% em média para aqueles conectados em Baixa Tensão (BT);

ii) pela fixação das Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos consumidores e usuários da CELESC;

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

- iii) pelo estabelecimento dos valores da receita anual referente às instalações de transmissão classificadas como DIT de uso exclusivo, inclusive em relação a consumidores do Subgrupo A1;
- iv) pela aprovação, para fins de cálculo do atual reajuste tarifário, da previsão anual dos Encargos de Serviço do Sistema – ESS e de Energia de Reserva – EER;
- v) pela homologação do valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à distribuidora para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária;
- vi) pela recomendação à Diretoria que determine à SRG a instrução de um processo para retificação das Resoluções Homologatórias nºs 1.094/2010 e 1.240/2011.

IX. DA RECOMENDAÇÃO

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

FELIPE AUGUSTO 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.