

PROCESSO: 48500.002663/2013-87

INTERESSADO: CELESC Distribuição S.A.

RELATOR: Diretor André Pepitone da Nóbrega

RESPONSÁVEL: SUPERINTENDÊNCIA DE REGULAÇÃO ECONÔMICA – SRE

ASSUNTO: Reajuste Tarifário Anual da CELESC Distribuição S.A, a vigorar a partir de 7 de agosto de 2013.

I. RELATÓRIO

A CELESC Distribuição S.A – CELESC-DIS atende cerca de 2,5 milhões de unidades consumidoras, cujo consumo de energia elétrica representa faturamento anual da ordem de R\$ 4 bilhões.

2. A partir de 7 de agosto de 2012, as tarifas da CELESC-DIS foram, em média, reajustadas em 5,82%, sendo 3,99% referentes ao reposicionamento tarifário econômico e 1,84% relativos aos componentes financeiros pertinentes, conforme a Resolução Homologatória nº 1.322, de 31 de julho de 2012.

3. Com respaldo na Medida Provisória nº 579, de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, as tarifas da CELESC-DIS constantes da Resolução Homologatória nº 1.322, de 2012, foram redefinidas para refletir os efeitos da renovação das concessões de geração e de transmissão, além da redução de encargos setoriais e da retirada de subsídios da estrutura tarifária. As tarifas foram publicadas na Resolução Homologatória nº 1.416, de 24 de janeiro de 2013, e servem de base para o cálculo do reajuste tarifário de 2013.

4. Por meio da Carta s/nº, de 5 de julho de 2013, a CELESC-DIS submeteu à ANEEL **proposta de Reajuste Tarifário Anual médio de 25,33%**, a ser praticado a partir de 7 de agosto de 2013.

5. Em 24 de julho de 2013, a SRE emitiu a Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL, na qual apresentou a análise do reajuste tarifário anual de 2013.

II. FUNDAMENTAÇÃO

6. O reajuste anual médio a ser aplicado às tarifas da CELESC-DIS, a partir de 7 de agosto de 2013, é de **15,37%** dos quais 14,50% correspondem ao cálculo econômico e 0,87% referem-se aos componentes financeiros pertinentes a serem devolvidos ao longo dos próximos 12 meses.

7. Considerando como referência os valores atualmente praticados pela Concessionária, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de **13,73%**, como ilustra a Tabela 1:

Tabela 1 — Efeito médio para consumidor

| Efeito médio a ser percebido pelo consumidor | |
|--|--------------------|
| Grupo de Consumo | Variação Tarifária |
| AT - Alta Tensão (> 2,3kV) | 14,07% |
| BT - Baixa Tensão (< 2,3kV) | 13,47% |
| Efeito médio geral | 13,73% |

Fonte: Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL, 24 de julho de 2013.

8. A diferença entre o reajuste médio calculado, de 15,37%, e o efeito médio a ser percebido pelos consumidores, de 13,73%, deve-se à retirada dos financeiros do ano anterior.

Fatores considerados no reajuste

9. O percentual médio do IRT econômico foi de 14,50%, dos quais 13,41% dizem respeito à variação dos custos da Parcela A e 1,09% à atualização da Parcela B.

10. A Tabela 2 apresenta os itens de custo que conduziram ao referido efeito médio, com a variação entre a revisão extraordinária e o cálculo de reajuste de 2013; a participação percentual dos itens de custos da Parcela A e da Parcela B na composição do IRT; a distribuição da receita para cobrir os custos da Parcela A e da Parcela B e a contribuição de cada componente financeiro considerado para a formação do índice de reajuste final.

Tabela 2 - Itens de custo que conduziram ao efeito médio

| REAJUSTE TARIFÁRIO | Variação | Participação no IRT | Participação na Receita |
|---|---------------|---------------------|-------------------------|
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE | -54,34% | -0,16% | 0,12% |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE | -3,74% | -0,06% | 1,28% |
| Encargo de Serviços do Sistema - ESS | 73,98% | 1,70% | 3,48% |
| Proinfra | 11,51% | 0,33% | 2,76% |
| P&D e Eficiência Energética | 0,35% | 0,00% | 0,98% |
| ONS | 4,26% | 0,00% | 0,00% |
| Encargos Setoriais | 22,48% | 1,81% | 8,62% |
| Transporte de Itaipu | 2,53% | 0,01% | 0,32% |
| Rede B. | 14,02% | 0,39% | 2,75% |
| Rede B. fronteira | 1,12% | 0,01% | 0,83% |
| MUST ITAIPU | 6,35% | 0,05% | 0,72% |
| Conexão | 0,87% | 0,01% | 0,69% |
| Uso do sistema de distribuição | -11,47% | -0,01% | 0,05% |
| Custo com Transporte de Energia | 8,05% | 0,46% | 5,39% |
| Energia Comprada | 18,86% | 9,04% | 49,74% |
| Itaipu | 18,26% | 2,10% | 11,88% |
| Compra de Energia | 18,75% | 11,14% | 61,62% |
| Receita Anual | | | |
| Total Parcela A | 18,32% | 13,41% | 75,63% |
| Total Parcela B | 4,07% | 1,09% | 24,37% |
| Reajuste Tarifário Anual | | 14,50% | |

| Financeiros | |
|--|---------------|
| CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade | 0,16% |
| CVA em Processamento - Transmissão | -0,27% |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes | 0,02% |
| CVA | -0,10% |
| Repasso da sobrecontratação de energia REN nº 255/2007 | -0,17% |
| Reversão ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia | -0,67% |
| Exposição CCEAR entre Submercados | 0,11% |
| Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs | 0,00% |
| Ajuste Financeiro RGR Janeiro 2013 | -0,06% |
| Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão anos anteriores da BRR do 2º ciclo | 1,45% |
| Compensação por violação dos limites de continuidade entre distribuidoras | 0,00% |
| Ajuste CVArb (NODAL) do ano de 2012 | -0,09% |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD) | -0,07% |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TE) | 0,00% |
| Ajuste Financeiro das Reversões dos anos de 2011 e 2012 da Previsão da sobrecontratação de energia | -0,02% |
| Ajuste do Subsídio das Cooperativas não permissionárias (RTP 2012) | 0,48% |
| Custos Financeiros Captação recursos (Térmicas) | 0,00% |
| Outros Componentes Financeiros | 0,96% |
| Total dos componentes Financeiros | 0,87% |
| Reajuste Tarifário com Financeiros | 15,37% |
| Financeiros IRT anterior retirados da base | 1,64% |
| Efeito médio a ser percebido pelos Consumidores | 13,73% |

Fonte: Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL, 24 de julho de 2013.

IRT econômico

Parcela A

11. Os custos da Parcela A representam 75,63% dos custos da Concessionária. O incremento desses custos responde por 13,41% do total de 14,50% que compõe o índice de reajuste tarifário econômico da CELESC-DIS.

12. No que se refere aos custos com aquisição de energia elétrica, esses impactaram o reposicionamento tarifário em 11,14%, refletindo a variação de 5,40% do IGPM e de 6,33% do IPCA. A Tabela 3 detalha a variação dos montantes e dos preços de energia em relação ao último processo tarifário (revisão extraordinária, realizada em janeiro de 2013).

Tabela 3 – Detalhamento da compra de energia

| Tipo de contrato | Montante de energia (MWh) | | | Preço unitário (R\$/MWh) | | |
|---------------------------|---------------------------|----------------------|---------------|--------------------------|---------------|---------------|
| | DRA | DRP | Variação | DRA | DRP | Variação |
| Exposição | - | - | 0,0% | - | - | 0% |
| CCEAR - Energia Existente | 4.775.298 | 4.401.561 | -7,8% | 127,92 | 137,78 | 8% |
| CCEAR - Energia Nova | 7.543.179 | 8.157.937 | 8,1% | 150,25 | 183,66 | 22% |
| Bilaterais | 208.660 | 208.660 | 0,0% | 227,82 | 241,95 | 6% |
| Itaipu | 4.479.946 | 4.266.716 | -4,8% | 100,59 | 126,67 | 26% |
| Proinfa | 455.198 | 393.206 | -13,6% | - | - | 0% |
| Cota Lei 12.783/2013 | 274.901 | 274.901 | 0,0% | 32,89 | 32,89 | 0% |
| Cota Angra I/Angra II | 724.409 | 724.409 | 0,0% | 135,00 | 135,67 | 0% |
| Geração Própria | - | - | 0,0% | - | - | 0% |
| TOTAL | 18.461.590,52 | 18.427.389,54 | -0,19% | 127,25 | 152,11 | 19,54% |

Fonte: Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL, 24 de julho de 2013.

13. Destaca-se que, neste reajuste, estimou-se o custo de aquisição de energia relativo ao montante de reposição da energia existente, sendo esse custo valorado pelo preço médio dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEARs de energia existente da Concessionária, nos termos do art. 7º-A da Resolução Normativa nº 421, de 30 de novembro de 2010, alterada pela Resolução Normativa nº 496, de 26 de junho de 2012.

14. Para os leilões de Energia Nova (modalidade disponibilidade), por envolver parcela variável na composição do preço, considerou-se, para fins de cálculo da cobertura tarifária econômica, nova previsão do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. As diferenças verificadas serão devidamente contempladas na apuração da CVA referente à aquisição de energia no próximo processo tarifário.

15. Ressalte-se que a nova estimativa do PLD, de R\$ 122,66/MWh é superior ao valor considerado no último processo tarifário, de R\$ 80,69/MWh. Esse efeito associado ao acréscimo de 8,1% do montante dos Contratos de Energia Nova e à evolução anual do IPCA são as razões do aumento na compra de energia.

16. Dentre os demais custos que compõem a Parcela A, destacam-se a variação de -54,3% da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, o que corresponde ao impacto de -0,2% no IRT econômico, de 74,0% do Encargo de Serviços do Sistema – ESS, o que impacta em 1,7% o IRT econômico, e de 11,5% da quota de custeio do PROINFA, o que impacta em 0,3% o IRT econômico.

17. Destaca-se que no cálculo do ESS observou-se o disposto no art. 2º do Decreto nº 7.945, de 8 de março de 2013, que definiu que poderão ser repassados recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para “[...] cobrir o custo adicional para as concessionárias de distribuição decorrente do despacho de usinas termelétricas acionadas em razão de segurança energética, conforme decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico”.

18. Dessa forma, no IRT 2013 foi considerada a previsão do ESS de segurança energética apenas a partir de janeiro de 2014, bem como a previsão anual do ESS associado à restrição de operação e aos serviços ancilares e do encargo de energia de reserva – EER, no valor total de R\$ 158.510.435,15 .

Parcela B

19. Os custos da Parcela B representam 24,37% dos custos da Concessionária. Seu incremento representa 1,09% do total do índice de reajuste tarifário econômico. Para a atualização da Parcela B, considerou-se a variação acumulada do IGP-M, de 5,40%, subtraída do Fator X, de 1,33%.

20. No cálculo do Fator X foram considerados os componentes Pd e T, estabelecidos na Revisão Tarifária, de 1,33% e 0,00%, respectivamente. O componente Q, calculado no atual reajuste tarifário, contemplando o desempenho relativo da distribuidora, foi de 0%, em razão da variação média do DEC e FEC de -1,75%. Desta maneira, para atualizar a Parcela B, considerou-se a variação acumulada do IGP-M subtraída do Fator X, resultando no fator de atualização da Parcela B de 4,07%.

21. Os gráficos a seguir apresentam a participação de cada segmento de custo na composição da receita da CELESC-DIS (sem e com tributos), explicitando a proporção da fatura de energia elétrica que se destina ao ressarcimento dos custos incorridos no pagamento:

- a) da geração (compra de energia);
- b) da transmissão e distribuição, incluindo os custos de operação e manutenção (O&M), de depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, e
- c) dos encargos setoriais¹ e tributos².

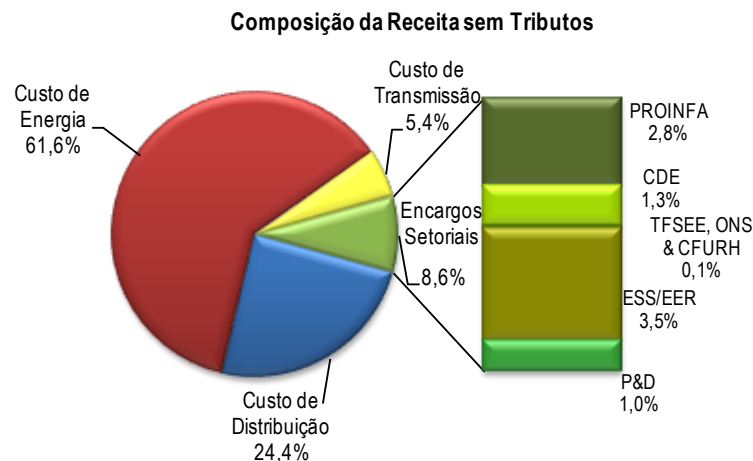


Gráfico 1 – Composição da receita sem tributos
 Fonte: Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL, 24 de julho de 2013.

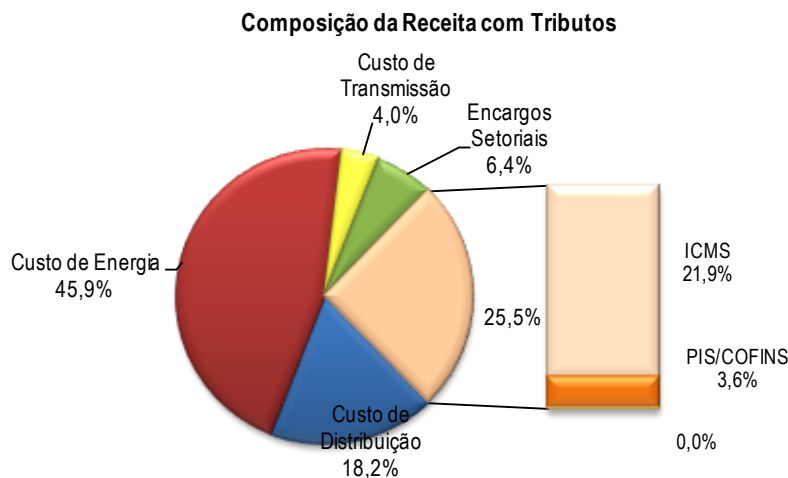


Gráfico 2 – Composição da receita com tributos
 Fonte: Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL, 24 de julho de 2013.

Componentes financeiros

22. Sobre os componentes financeiros³ a serem recuperados no próximo período tarifário, destaca-se a neutralidade dos Encargos Setoriais integrantes da Parcela A, de R\$ (12.814.959,55), que correspondem a -0,31% no IRT médio da Concessionária.

¹ No primeiro gráfico, destaque especial é dado à participação, em pontos percentuais, dos principais encargos setoriais cobrados dos consumidores finais de energia elétrica e repassados pela Concessionária aos seus destinatários.

² Na construção do segundo gráfico, foram considerados apenas os tributos incidentes diretamente sobre o valor faturado pela concessionária, tendo sido utilizadas as alíquotas médias nominais de 21,9% para o ICMS e de 3,6% para o PIS/COFINS, incidentes sobre a fatura contendo os tributos em sua base de cálculo, conforme estabelecido na legislação pertinente, o que representa uma majoração de 25,5% (por fora) sobre o valor da conta de energia elétrica sem os referidos tributos na sua base de cálculo.

23. A SRE destacou na Nota Técnica nº 318, de 2013, que por meio do Despacho nº 795, de 19 de março de 2013, a Diretoria Colegiada decidiu “[...] dar provimento ao pedido [...] de consideração [...] de componente financeiro referente à diferença entre o valor final da sua base de remuneração fiscalizada e o valor efetivamente homologado no seu 2º ciclo de revisão tarifária periódica [...]”.

24. O ajuste financeiro proveniente do recálculo do processo da revisão tarifária ordinária de 2008, já atualizado pela variação do IGPM menos o Fator X até agosto de 2013, totalizou R\$ 59.520.530,95, que corresponde a 1,45% no IRT médio da Concessionária.

25. A diferença de 1,64% entre o reajuste médio calculado, de 15,37%, e o efeito médio a ser percebido pelos consumidores, de 13,73%, deve-se principalmente à retirada do componente financeiro considerado no ano anterior, no valor de R\$ 85.970.304,63 .

26. A partir da publicação do Decreto nº 7.945, de 2013, o § 4º do art. 4º -A do Decreto nº 7.891, de 2013, passou a vigorar com a seguinte redação:

§ 4º A ANEEL homologará, nos processos tarifários realizados nos doze meses subsequentes à data de 8 de março de 2013, os montantes anuais de recursos da CDE a serem repassados pela Eletrobrás para cobrir, total ou parcialmente, o resultado positivo da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A - CVA, decorrentes do custo de aquisição de energia elétrica e das despesas de que trata o inciso II do caput.

27. Tendo em vista a previsão no Decreto de que a CDE poderá prover recursos para a cobertura da CVA de energia e do ESS, para o processo de reajuste em exame essas CVAs serão cobertas integralmente pela CDE.

28. A parcela da CVA de ESS e da CVA de Energia tiveram saldo positivo e a cobertura total do saldo, equivalente a R\$ 569.507.261,72 será absorvida pela CDE, conforme apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 — Subvenção CDE

| | | |
|-------------------|--------------|-----------------------|
| CELESC-DIS | CVA ess/eer | 55.800.437,91 |
| | CVA energia | 513.706.823,81 |
| | TOTAL | 569.507.261,72 |

Fonte: Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL, 24 de julho de 2013.

³ Os componentes financeiros incluídos nas tarifas não fazem parte da base tarifária econômica, pois se referem a valores pagos pelos consumidores em cada período de doze meses subsequentes aos reajustes ou às revisões tarifárias, ou seja, os componentes financeiros considerados em um processo tarifário produzem efeitos nas tarifas apenas pelo período de um ano.

29. Esse valor será repassado pela Eletrobrás à CELESC-DIS em parcela única, em até dez dias úteis contados da publicação da Resolução Homologatória do resultado deste processo tarifário, conforme previsto na Resolução Normativa nº 549, de 7 de maio de 2013.

30. Registra-se que a SRE destacou em Nota Técnica nº 318, de 2013, que na fiscalização da CVA Energia, realizada pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, foram detectadas faturas com pagamentos relativos a períodos de fiscalização anteriores, com datas entre 15/3/2011 e 15/5/2012. Após análise pela SRE, foi ainda constatado que as faturas no montante de aproximadamente R\$ 12,4 milhões já teriam sido consideradas nas CVAs Energia de 2011 e 2012, encontrando-se, portanto, em duplicidade. Tais faturas foram assim desconsideradas.

31. A Área Técnica observou, ainda, que faturas relativas às competências de janeiro de 2012 a março de 2012, no valor total aproximado de R\$ 2,5 milhões, corresponderiam a pagamentos relativos a período de fiscalização anterior (CVA Energia de 2012). A SRE ponderou que, nos termos do art. 5º da Resolução Normativa nº 153, de 14 de março de 2005⁴, tais faturas deveriam ter sido apresentadas até 8 de julho de 2012, seriam fiscalizadas e inclusas a CVA Energia de 2012. Considerou, então, intempestivo o pedido de inclusão de tais faturas na CVA Energia de 2013.

32. A esse propósito, deve-se observar que a Resolução Homologatória nº 1.322, de 31 de julho de 2012, que homologou o reajuste tarifários da CELESC-DIS não foi objeto de Pedido de Reconsideração, encontrando-se a matéria, portanto, exaurida na esfera administrativa.

Comparação entre o IRT proposto pela Concessionária e o calculado pela SRE

33. Na Tabela 5, apresentam-se as diferenças entre o IRT médio solicitado pela CELESC-DIS, de 25,33%, e o calculado pela SRE/ANEEL, de 15,37%.

34. Destaca-se que dentre as diferenças entre o pleito da CELESC-DIS e os valores calculados pela ANEEL, sobressai o cálculo dos encargos setoriais, da compra de energia e dos componentes financeiros. Informa-se que nos itens financeiros houve grandes diferenças na CVA rede básica, na reversão do ano anterior da previsão da sobrecontratação de energia, no repasse da sobrecontratação de energia, na exposição entre os submercados e no ajuste financeiro do recálculo do processo da revisão tarifária ordinária de 2008.

⁴ “Art 5º A concessionária deverá enviar a ANEEL, no primeiro dia útil seguinte ao trigésimo dia anterior à data do reajuste tarifário anual, a documentação relativa à apuração do saldo da CVAENERG até o trigésimo dia anterior à data do reajuste tarifário anual, juntamente com a proposta do respectivo reajuste.”

Tabela 5 — Diferenças entre o índice solicitado pela CELESC-DIS e o calculado pela SRE/ANEEL

| Descrição | Empresa | Aneel | Motivo |
|---|----------------------|----------------------|---|
| IGP-M - Fator X | 4,35% | 4,07% | Valor estimado pela CELESC DIS |
| RA ₀ | 3.916.052.781 | 3.972.938.892 | Valor estimado pela CELESC DIS |
| Encargos Setoriais | 577.460.794 | 392.073.361 | |
| Taxa de Fisc. de Serviços de E.E. – TFSEE | 11.881.871 | 5.286.149 | Valores v validados pela SRE/ANEEL. |
| Conta de Desenvolvimento Energético – CDE | 58.058.582 | 58.058.582 | Valores v validados pela SRE/ANEEL. |
| Encargo de Serviços do Sistema - ESS | 337.851.956 | 158.510.435 | Valores v validados pela SRE/ANEEL. |
| Proinfa | 125.390.823 | 125.390.823 | Valores v validados pela SRE/ANEEL. |
| P&D e Eficiência Energética | 44.075.460 | 44.635.705 | Valores v validados pela SRE/ANEEL. |
| ONS | 202.101 | 191.667 | Valores v validados pela SRE/ANEEL. |
| Custo com Transporte de Energia | 245.756.054 | 245.394.324 | |
| Transporte de Itaipu | 15.536.191 | 14.572.506 | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Rede B. | 115.668.873 | 124.978.134 | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Rede B. fronteira | 39.183.232 | 37.697.578 | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| MUST ITAIPU | 33.211.014 | 32.635.713 | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Conexão | 33.665.378 | 31.414.055 | Valores homologados pela ANEEL e informados pela SRT. |
| Uso do sistema de distribuição | 6.695.376 | 2.226.695 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Compra de Energia | 2.865.770.981 | 2.803.013.217 | |
| Energia Comprada | 2.375.754.643 | 2.262.556.170 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Itaipu | 490.016.338 | 540.457.047 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| VPB₁ | 1.122.692.109 | 1.108.522.261 | |
| IRT | 22,87% | 14,50% | |
| CVA | 21.417.354 | (3.916.669) | |
| CVA em Processamento - Encargos Setoriais + Neutralidade | 19.545.946 | 6.436.394 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| CVA em Processamento - Transmissão | 1.871.408 | (11.296.143) | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Saldo a Compensar CVA-Ano Anterior + Ajustes | - | 943.080 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Outros Componentes Financeiros | 75.059.468 | 39.591.957 | |
| Repasso da sobrecontratação de energia REN n° 255/2007 | - | (7.028.040) | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Reversão ano anterior da Previsão da sobrecontratação de energia | - | (27.414.705) | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Exposição CCEAR entre Submercados | - | 4.485.036 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Ajuste Financeiro ref. concatenação dos CUSDs | - | (69.066) | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Ajuste Financeiro ref. recálculo Reajuste/Revisão anos anteriores da BRR do 2º cicl | 48.862.856 | 59.520.531 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Ajuste CVArb (NODAL) do ano de 2012 | - | (3.877.926) | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Ajuste Financeiro Suprida x Supridora - Res 243/2006 (Componente TUSD) | - | (2.893.405) | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Ajuste Financeiro das Reversões dos anos de 2011 e 2012 da Previsão da sobreco | - | (836.627) | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Ajuste do Subsídio das Cooperativas não permissionárias (RTP 2012) | 19.759.751 | 19.858.773 | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| Custos Financeiros Captação recursos (Térmicas) | 6.436.861 | - | Valores v validados pela SRE/ANEEL |
| CVA | 0,55% | -0,10% | |
| Subsídios | 0,00% | 0,00% | |
| Outros Componentes Financeiros | 1,92% | 0,96% | |
| Reajuste Tarifário com Financeiros | 25,33% | 15,37% | |

Fonte: Nota Técnica nº 318/2013-SRE/ANEEL.

Subvenção CDE – Descontos Tarifários

35. Nos termos do inciso VII, art. 13, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com redação dada pela Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013, e conforme dispõe o Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, além de suas demais finalidades, deve custear descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos seguintes usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica: geradores e consumidores de fonte incentivada; serviço de irrigação e aquicultura em horário especial; serviço público de água esgoto e saneamento; distribuidoras com mercado próprio inferior a 500 GWh/ano; classe rural; subclasse cooperativa de eletrificação rural; e serviço público de irrigação.

36. Conforme art. 3º do Decreto nº 7.891, de 2013, o montante mensal de recursos da CDE a ser repassado pela Eletrobrás a cada distribuidora visando custear os referidos descontos tarifários deve ser homologado pela ANEEL. Para definição dos valores mensais a serem repassados durante o ano de 2013, utiliza-se o mercado considerado no respectivo processo tarifário e a diferença entre as tarifas com e sem descontos resultantes do mesmo processo. A partir de 2014, a ANEEL deverá regulamentar metodologia para o repasse desses recursos, considerando as diferenças entre os valores previstos e os realizados.

37. O Decreto nº 8.020, de 29 de maio de 2013, inseriu o art. 4º-B no Decreto nº 7.891, de 2013, autorizando “[...] o repasse antecipado de sete meses dos recursos de que tratam os incisos VII e VIII do caput do art. 13 da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, relativo ao exercício de 2013”.

38. Sendo assim, o valor mensal a ser repassado pela Eletrobrás à CELESC-DIS em relação ao período de dezembro/2013 a julho/2014, até o 10º dia útil do mês subsequente, é de R\$ 31.800.561,89.

III. DIREITO

39. Essa análise encontra fundamentação nos seguintes dispositivos normativos:

- a) inciso IV, art. 15, Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;
- b) art. 3º, Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 9º, Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004;
- c) art. 3º, Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009; inciso X, art. 4º, Anexo I, Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997;
- d) art. 11, Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010;
- e) Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013;
- f) Cláusula Sétima do Contrato de Concessão nº 56/1999.

IV. DISPOSITIVO

40. Com apoio nessa fundamentação e no que consta no Processo nº 48500.002663/2013-87, **voto pela emissão de Resolução Homologatória**, como a minuta anexa, a fim de:

- a) homologar o reajuste anual das tarifas da CELESC Distribuição S.A., a partir de 7 de agosto de 2013, que conduz ao efeito médio a ser percebido pelos consumidores de 13,73%, decorrente

do IRT médio de 15,37%, sendo de 14,07% para os consumidores conectados em Alta Tensão - AT e de 13,47% para aqueles conectados em Baixa Tensão - BT;

- b) fixar as Tarifas de Energia – TE e das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD aplicáveis aos usuários da CELESC-DIS;
- c) estabelecer as receitas anuais referente às instalações de conexão de uso exclusivo com as transmissoras e com o consumidor Vega do Sul do Subgrupo A1;
- d) aprovar o valor da previsão anual dos encargos de serviços do sistema – ESS e de energia de reserva – EER;
- e) homologar o valor mensal a ser repassado a partir de dezembro de 2013 pela Eletrobrás à CELESC-DIS para custeio dos subsídios retirados da estrutura tarifária; e
- f) homologar o valor de recursos da CDE a ser repassado pela Eletrobrás à CELESC-DIS de modo a custear os saldos apurados da Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA correspondentes à aquisição de energia e ao Encargo de Serviço do Sistema – ESS.

Brasília, 30 de julho de 2013.

ANDRÉ PEPITONE DA NÓBREGA
Diretor